TD 06

Textos para Discussão
Julho | 2021

(Instituto Escolhas)

Apagão em 2021?

O Brasil repetindo os erros do passado

TD

Textos para Discussão
Julho | 2021

Organização responsável: **Instituto Escolhas**
Pesquisa e texto:
Alexandre Gaspari / Alter Conteúdo
Coordenação editorial:
Larissa Rodrigues, Salete Cangussu e Sergio Leitão
Edição de texto:
Larissa Rodrigues, Salete Cangussu e Sergio Leitão
Edição de Arte: **Brazz Design**
Foto da capa: **Montagem com fotos de Andrey_Kuzmin e frank60**

www.escolhas.org

siga Instituto Escolhas

@_escolhas

Licença Creative Commons
Esta obra está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição-NãoComercial 4.0 Internacional.

O Instituto Escolhas desenvolve estudos e análises sobre economia e meio ambiente para viabilizar o desenvolvimento sustentável.

instituto Escolhas

Foto: Christyam de Lima

Usina Hidrelétrica do Gafanhoto, Divinópolis, Minas Gerais

O que se pode aprender em vinte anos? Para o setor elétrico, pelo visto, muito pouco ou nada. Afinal, duas décadas após o racionamento de energia de 2001, que ficou conhecido como crise do apagão e freou o país em sua tentativa de se recuperar da grave crise econômica global provocada pelos chamados "tigres asiáticos" em 1998, o Brasil volta a viver a assombração de não ter eletricidade suficiente para garantir o consumo de populações e setores econômicos. E exatamente no momento em que tentamos começar a virar a página da tragédia sanitária e socioeconômica provocada pela pandemia da Covid-19, que já matou mais de meio milhão de pessoas e continua elevando os números de desemprego no país.

Passados esses vinte anos, com governos de variadas tendências políticas e, aqui e ali, "modernizações" do setor elétrico, por que nos vemos novamente sob o risco de não ter energia elétrica para todos?

Colocar a culpa na falta de planejamento ou na má operação do sistema elétrico brasileiro surge como a resposta mais óbvia. Entretanto, a água que hoje some dos reservatórios das usinas hidrelétricas passou por debaixo de várias pontes nesse período temporal, modificando nossa matriz elétrica, aumentando pressões ambientais e climáticas, ampliando desenvolvimentos tecnológicos capazes de garantir oferta elétrica e, simultaneamente, reduzindo emissões de gases de efeito estufa. O que faltou, então?

Para resumir o que nos trouxe novamente a esse momento dramático, pode-se recorrer ao clichê da "síndrome do avestruz". Mesmo diante de tantas possibilidades e novidades para garantir ao país a oferta de uma energia limpa e confiável – ou seja, sempre disponível para o momento do consumo –, preferiu-se continuar escondido no buraco das soluções imediatistas e anacrônicas. O setor elétrico brasileiro ficou olhando unicamente para o seu próprio umbigo, quando todos os caminhos indicavam a necessidade de articulação não apenas entre fontes de energia, mas também entre órgãos do governo e variados setores econômicos.

"O que vivemos hoje mostra que o setor elétrico ainda não saiu da pré-his-

tória. Tivemos uma crise no governo FHC [Fernando Henrique Cardoso], em 2001, uma crise no governo Dilma [Rousseff], em 2014, e agora estamos discutindo mais uma crise, no governo [Jair] Bolsonaro. A mentalidade do setor elétrico ainda não chegou no século 21. Está comprovado que as saídas encontradas nos últimos anos não serviram", aponta Larissa Rodrigues, gerente de Projetos e Produtos do Instituto Escolhas.

Assim, apostamos que a simples expansão da oferta de usinas termelétricas seria suficiente para evitar o sufoco. E continuamos achando que elas é que vão nos tirar do atoleiro atual, como se depreende da iniciativa do governo, que acabou de enviar ao Congresso Nacional a Medida Provisória (MP) nº 1.055/2021, que cria um grupo de gerenciamento dos reservatórios mas, ao mesmo tempo, prevê a contratação de energia de forma emergencial, que pode vir, de novo, das termelétricas que queimam combustíveis poluentes.

Continuamos desconsiderando que, em tempos de transição energética, os combustíveis fósseis, incluindo o gás natural, estão cada vez mais na berlinda. E que a oferta desse energético depende de uma infraestrutura que não temos e que não se constrói do dia para a noite. Mas esses obstáculos, claro, não passaram pela cabeça dos congressistas, que, para aprovar a MP da privatização da Eletrobras – MP nº 1.031/2021 –, tiraram do planejamento – no caso, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – o papel de definir onde, como e com qual fonte se vai garantir a expansão da oferta. Adicionalmente, os parlamentares fizeram uma reserva de mercado para oito gigawatts de usinas a gás natural, boa parte dessa capacidade em regiões que não dispõem de oferta do combustível e, às vezes, nem da água necessária para a operação desse tipo de usina.

Continuamos aguardando mudanças positivas no regime de chuvas e rezando para São Pedro abrir as comportas do céu – mesmo com todos os cenários indicando que as mudanças climáticas alteraram a quantidade e a localização das precipitações quase que de forma definitiva. Como destaca Larissa, a bacia do rio Paraná, uma das principais do país, vem registrando chuvas abaixo da média há 22 anos, de acordo com o Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais (Cemaden).[1] Logo, não se pode culpar a seca atual – ela não é surpresa.

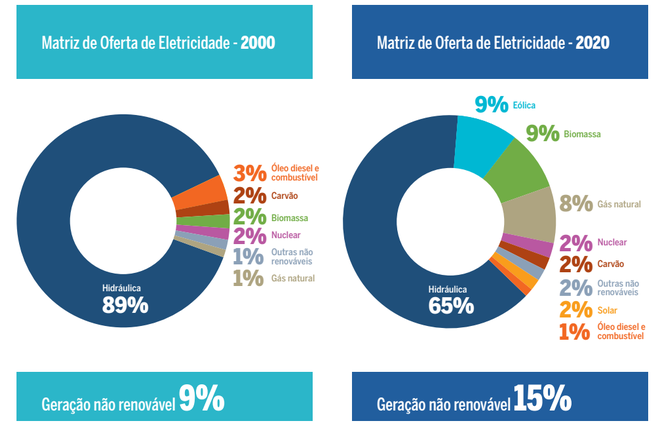
A bacia do rio Paraná vem registrando chuvas abaixo da média há 22 anos. Logo, colocar a culpa em São Pedro pelo atual regime de chuvas é ignorar um dado disponível que deveria ter sido utilizado para evitar um novo racionamento

Precificamos as fontes energéticas sem observar todos os seus atributos ambientais e sociais, criando assim uma falsa ilusão de fontes "mais baratas" e "mais caras" e ignorando os novos parâmetros que hoje deveriam guiar a expansão energética. Isso porque, em sua "síndrome de avestruz", o setor elétrico não estabeleceu diálogo com outros setores, como o agropecuário, o de saneamento e o de aterro sanitário/resíduos sólidos urbanos (RSU), que podem garantir oferta elétrica tanto para o Sistema Interligado Nacional (SIN) como para a geração distribuída, ou seja, para quem quiser gerar sua própria energia. Esta última opção permite, inclusive, produzir energia em âmbito local, diminuindo a pressão sobre a geração centralizada e também os custos de expansão das redes elétricas, que – como de costume em tudo o que diz respeito ao setor elétrico – sempre recaem sobre o consumidor.

Seria injusto não mencionar que de 2001 para cá houve mudanças na matriz elétrica brasileira. A principal delas certamente foi uma maior diversificação de fontes para o fornecimento. Se no início dos anos 2000 as hidrelétricas respondiam por cerca de 90% da geração elétrica do país, em 2020 essa contribuição foi de 65%,[2] e com tendência de queda nos próximos anos.

De lá para cá também cresceram as fontes renováveis, notadamente a eólica, a solar e a biomassa, que saíram de praticamente zero em 2000 para 19,6% de participação na geração de eletricidade em 2020.

[1] "Bacia do Paraná já sente efeitos da seca sobre agronegócio e geração de energia". Disponível em: https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/06/bacia-do-parana-ja-sente-efeitos-da-seca-sobre-agronegocio-e-geracao-de-energia.shtml?origin=folha. Acesso em: 20 jun. 2021.
[2] Dado do Balanço Energético Nacional (BEN) 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202021-ab%202020_v2.pdf. Acesso em: 1º jul. 2021.



Fonte: elaboração própria com base nos dados do Balanço Energético Nacional, da Empresa de Pesquisa Energética.
Nota: os gráficos incluem a importação de eletricidade, como a da usina de Itaipu.

Para chegar a esse crescimento, lançamos mão inicialmente de um Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), a fim de inseri-las em nossa matriz e criar escala, atraindo empreendedores e fabricantes de equipamentos. Com o passar do tempo, tais fontes passaram a concorrer de igual para igual nos leilões de contratação de energia para o mercado regulado, a preços cada vez mais competitivos, com oferta abundante de norte a sul do país. Sem falar em sua expansão para atender consumidores livres, interessados não apenas em uma energia limpa, garantida e a preços convidativos, mas também em cumprir suas agendas ambientais de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Observamos também a expansão da geração termelétrica. Apelamos ao gás natural e ao carvão mineral, ainda que pagando mais caro por isso, mas também à biomassa, sobretudo do setor sucroalcooleiro, para ter usinas que podem ser acionadas em momentos de seca dos reservatórios das hidrelétricas. Entretanto, com a expansão das renováveis, esperava-se um equilíbrio entre as fontes, de modo a garantir a operação do sistema elétrico brasileiro com custos baixos e sem grandes sobressaltos ou surpresas.

Somando-se a isso, vimos ainda a expansão do sistema de transmissão, cujas limitações, em 2000/2001, impediram a transferência de energia elétrica entre as regiões brasileiras, notadamente do Sul, que vertia água nos reservatórios hidrelétricos por não ter como transmitir energia elétrica, para o Sudeste, onde está o maior consumo do país. Hoje, excetuando Boa Vista, em Roraima, todas as capitais brasileiras estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o que não ocorria há vinte anos. Portanto, aparentemente não há falta de linhas, como se verificou no passado.

Diante de tantos progressos de 2001 para cá, por que, então, nos encontramos nessa encruzilhada? O que deixamos de fazer? E por que agora, mais uma vez, assistimos o governo correr atrás de soluções emergenciais à base de usinas termelétricas fósseis, como as movidas a gás natural, para gerenciar uma crise de energia elétrica que poderia ter sido evitada?

"Precisamos mudar o pensamento setorial e fazer uma contratação massiva e urgente de fontes renováveis de energia, sobretudo eólica, solar e de biomassa, para complementar a geração hidrelétrica do país e ajudar na recuperação dos reservatórios. Precisamos abrir mais espaço na matriz para outras opções, como o biogás, que também poderia contribuir para a geração centralizada com a realização de leilões dedicados", aponta Larissa.

A crise já existe, e a conta será paga pelo consumidor

A conta de uma crise energética é sempre muito salgada e recai sempre sobre o consumidor – seja pagando por uma eletricidade mais cara e mais poluente, seja tendo de racionar seu consumo elétrico para não pagar mais, seja até mesmo não tendo energia disponível.

Neste momento, além da energia mais cara, o consumidor brasileiro vai ser "punido" com o reajuste da bandeira tarifária. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) determinou, para junho e julho de 2021, a cobrança da bandeira vermelha nível 2 – a mais alta do sistema de tarifas extras cobradas de acordo com a oferta maior ou menor de energia hidrelétrica. Mas, em julho, a surpresa será ainda maior, já que a agência reajustou o valor em 52% – R$ 9,49 a cada 100 quilowatts-hora gastos.[3] , tudo para desestimular o consumo de energia. Entretanto, tal medida não deverá ser suficiente para evitar problemas.

[3] "Aneel sobe em 52% taxa extra na conta de luz, para R$ 9,49 por 100 kWh". Disponível em: https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2021/06/29/conta-de-luz-aumento-bandeira-tarifaria-aneel.htm. Acesso em: 30 jun. 2021.

"As bandeiras tarifárias não alcançam a totalidade dos megawatts-hora consumidos. Apenas os usuários atendidos pelas distribuidoras estão submetidos diretamente a esse mecanismo; 33% da energia injetada na rede já são objetos de transação no mercado livre", lembra o ex-diretor da Aneel Edvaldo Santana, em artigo para o jornal *Valor Econômico*.[4]

Ao contrário da ideia de garantia de oferta que o governo tenta transmitir à população – inclusive com pronunciamento em rede nacional de rádio e TV do ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque –, Santana acredita que teremos racionamento já a partir de julho. "O calendário definido para começar o racionamento por preço, ou a redução do consumo forçada pela bandeira tarifária, pode ser tão somente uma passagem para novos e crescentes desafios", afirma o ex-diretor da Aneel em seu texto.

Outro ex-dirigente da Aneel que também aponta risco iminente é Jerson Kelman, responsável pelo relatório das causas do apagão em 2001, chamado de "Relatório Kelman". Em entrevista à *Folha de S.Paulo*,[5] Kelman mostrou sua preocupação com a possibilidade de passarmos por apagões no final do período seco, entre outubro e novembro.

"A preocupação é chegar em novembro com quedas muito pequenas e pouca água nos reservatórios, o que torna muito provável que comecemos a ter apagões. Apagões no horário de pico. Se nada for feito, é muito provável que não tenhamos potência para atender a carga naquele momento em que todo mundo está com ar-condicionado ligado. É grande a chance de que, lá para outubro e novembro, a gente tenha desligamentos no horário de pico."

Para variar, o governo apela à população para economizar água e energia, assim como fez em 2001. Em outra frente, tenta negociar com grandes consumidores de energia a redução "voluntária" de seus consumos. Estes, por sua vez, sinalizam que podem colaborar, mas que isso terá um "preço" – certamente a diminuição da atividade produtiva e, por consequência, da recuperação econômica.

O consumo total de energia elétrica em 2020, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), foi de 475.648 gigawatts-hora, ante 482.226 GWh em 2019. Logo, estamos falando de uma base mais baixa de crescimento do consumo

Entretanto, assim como foi visto há vinte anos, o problema não se origina de uma pressão do consumo elétrico sobre o sistema.

Estamos verificando indicadores que mostram o crescimento do consumo elétrico, é verdade. Nos primeiros quinze dias de junho de 2021, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) registrou elevação de 6,8% na comparação anual, puxada por indústria, empresas de médio e grande portes e shoppings. E o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em seu boletim do Programa Mensal de Operação (PMO) para julho,[6] projeta aumento de 4,7% da carga na comparação anual.

Contudo, precisamos lembrar que no ano passado a pandemia derrubou a economia e também o consumo de energia. O consumo total de energia elétrica em 2020, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), foi de 475.648 gigawatts-hora, ante 482.226 GWh em 2019.[7] Logo, estamos falando de uma base mais baixa de crescimento do consumo.

Independentemente das causas, as consequências do momento atual já podem ser comparadas. Cálculos mostram que o impacto econômico da crise do apagão de 2001 sobre a sociedade brasileira foi de R$ 45,2 bilhões, de acordo com uma auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU).[8] Hoje, essa cifra seria suficiente para pagar seis meses de auxílio emergencial de R$ 600 a 12,5 milhões de brasileiros.

Mesmo com o Ministério de Minas e Energia (MME) e alguns especialistas do setor tentando acalmar os ânimos e evitando falar que já estamos diante de um racionamento iminente, os prognósticos são cada vez mais evidentes. O problema já está dado. E, mais uma vez, lembra Larissa Rodrigues, o setor elétrico irá gerenciar uma crise, já que não fez a lição de casa de 2001 e não aprendeu a administrar riscos.

[4] "Vamos ter novamente racionamento de energia?". Disponível em: https://valor.globo.com/opiniao/coluna/vamos-ter-novamente-racionamento-de-energia.ghtml. Acesso em: 26 jun. 2021.
[5] "'Se nada for feito, é grande a chance de termos apagões', diz Kelman". Disponível em: https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/06/se-nada-for-feito-e-grande-a-chance-de-termos-apagoes-diz-kelman.shtml. Acesso em: 29 jun. 2021.
[6] Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210526-ons-julho-aponta-para-crescimento-de-4.7-da-carga.aspx?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=7f26f33d2e-epbr-comece-seu-dia_20210629&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-7f26f33d2e-. Acesso em: 29 jun. 2021.
[7] Números do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, da EPE. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica. Acesso em: 28 jun. 2021.
[8] "Governo prepara medida provisória que abre caminho para racionamento de energia". Disponível em: https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-prepara-medida-provisoria-que-abre-caminho-para-racionamento-de-energia,70003745044. Acesso em: 20 jun. 2021.

Foto: Arquivo Aneel

Edvaldo Santana: aumentar o valor das bandeiras tarifárias não surte efeito na redução do consumo elétrico

A crise do apagão de 2001 custou R$ 45,2 bilhões à sociedade brasileira, cifra suficiente para pagar seis meses de auxílio emergencial de R$ 600 a 12,5 milhões de brasileiros durante a pandemia da Covid-19

"Já estamos numa crise, independentemente de a luz apagar já vivemos um racionamento. E estamos buscando as mesmas soluções de 2001. As termelétricas criam um círculo vicioso negativo. Estamos prestes a ver de novo um PPT (Programa Prioritário de Termeletricidade), e não um programa de soluções energéticas para o país.", comenta Larissa.

"A pior hidrologia" se repete. E não é a culpada

"As instituições do setor energético continuam trabalhando, incessantemente, para o provimento da segurança energética no ano em que se deflagrou a pior hidrologia de toda a série histórica de 91 anos." Assim o MME se pronunciou em nota no dia 12 de junho deste ano[9] sobre o risco de desabastecimento de energia elétrica, após uma matéria do *Estadão* narrar a preparação de uma medida provisória sobre a possibilidade de um programa de racionamento de energia no país[10] – a MP nº 1.055[11], enviada ao Congresso em 28 de junho e já apelidada de "MP do Racionamento".

A ameaça de falta de energia fez com que tanto o governo quanto diversos agentes do setor elétrico saíssem em defesa da "situação excepcional" e utilizassem tal alegação para mostrar que, mais uma vez, pouco pode ser feito. "O pior regime hidrológico dos últimos 91 anos" – em suma, a falta de chuvas – seria, assim, o grande vilão da dificuldade de garantir eletricidade, ou de ao menos garanti-la a preços razoáveis. Corramos, então, para as termelétricas como a panaceia que vai nos livrar da escuridão que São Pedro, este ingrato, mais uma vez nos inflige.

Voltemos, então, a 2001. Em julho daquele ano, foi divulgado o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica,[12] "Relatório Kelman" por ser o resultado do trabalho de uma comissão liderada por Jerson Kelman, então diretor-presidente geral da Agência Nacional de Águas (ANA), criada pelo governo federal em maio de 2001 para fazer um diagnóstico da crise de energia elétrica que levara o país ao racionamento. O objetivo era "avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia", dizia o documento.

No que diz respeito à hidrologia, o relatório indica que, de 1999 a 2001, o país enfrentara sérios problemas, como índices pluviométricos bem abaixo da média histórica. Contudo, mesmo reconhecendo o percalço, destaca: "A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise".

[9] Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/nota-de-esclarecimento-2013-jornal-o-estado-de-sao-paulo. Acesso em: 20 jun. 2021.
[10] "Ministério diz que setor de energia trabalha para evitar racionamento". Disponível em: https://noticias.r7.com/brasil/ministerio-diz-que-setor-de-energia-trabalha-para-evitar-racionamento-13062021. Acesso em: 18 jun. 2021.
[11] Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-1.055-de-28-de-junho-de-2021-328509026. Acesso em: 29 jun. 2021.
[12] Disponível em: http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.

Não, não se tratava de culpa de São Pedro. Na época, o setor elétrico brasileiro vivia uma mudança profunda, com alterações na forma de contratação de energia e no planejamento energético do país. Com isso, houve atrasos na operação de projetos de geração e transmissão de energia previstos para o período entre 1998 e 2001, bem como a não construção de obras de geração adicionais elencadas no Plano Decenal 1998-2007.

Também não se registrou pressão adicional da demanda que justificasse a falta de energia, atestou o documento. Como já mencionado, houve uma crise econômica global em 1998, que fez com que o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil registrasse crescimentos parcos tanto naquele ano (0,34%) como em 1999 (0,47%). Mesmo o aumento de 4,39% do PIB registrado em 2000 não alterou o consumo elétrico. "Para o período de 1998 a 2000 a diferença entre o consumo de energia, previsto no Plano Decenal de Expansão 1998-2007, e o montante efetivamente observado é inferior a 1%." Percentual, portanto, insuficiente para exigir cortes de 20% no consumo elétrico, conforme determinação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), criada pelo governo federal, sob a liderança de Pedro Parente[13] , para gerenciar a crise.

Diante desses números, o diagnóstico do relatório foi preciso ao afirmar que "houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o setor". A "pior hidrologia" e os regimes pluviométricos desfavoráveis, portanto, não poderiam ser responsabilizados. Assim como não podem ser responsabilizados hoje, em 2021.

De fato, uma busca rápida por "a pior hidrologia" no Google comprova que não há como o planejamento energético brasileiro alegar surpresa em relação aos regimes pluviométricos no país. Em matéria de outubro de 2019, o Canal Energia utilizou dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para apontar que aquele ano registrava o "sétimo pior ciclo hidrológico" de sua história.[14] O texto ainda compara o ciclo de 2019 ao anterior (2017/2018), que teria sido o 11º pior.

Em outubro de 2017, o portal Paranoá Energia publicou matéria com o título "CMSE vê 2017 como pior ano hidrológico".[15] O texto mostra que, em apresentação feita ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "em quatro das principais bacias hidrográficas (que, no conjunto, representam cerca de 80% da capacidade de regularização do parque hidrelétrico brasileiro) o ano de 2017, como um todo, está sendo caracterizado como o pior do histórico, de 1931 até hoje, com apenas 45% da Média de Longo Termo (MLT)".

É evidente que as excepcionalidades do regime hidrológico são motivo de preocupação há tempos. Com as estatísticas e as probabilidades já conhecidas, acreditar em mudanças radicais no regime de chuvas que possam alterar cenários já sabidos é pura crendice – assim como responsabilizar santos e nuvens em um planeta que há mais de trinta anos discute mudanças climáticas que afetam nosso dia a dia. À prática da clarividência, do tarô ou da bola de cristal, preferimos respeitar e valorizar as regras da ciência e o conhecimento tecnológico quando se trata de planejamento energético.

Em relação a outro diagnóstico do Relatório Kelman, sobre atrasos de obras, a história parece se repetir. De acordo com o jornal *O Globo*, levantamento da Aneel mostra que 38% da capacidade de energia elétrica esperada para entrar em operação entre 2021 e 2026 registra atrasos de cronograma. Está previsto para esse período um acréscimo de 38,1 mil megawatts, mas 14,5 mil MW estão fora dos prazos. Em sua maior parte, são usinas solares, seguidas por termelétricas, eólicas e hidrelétricas[16].

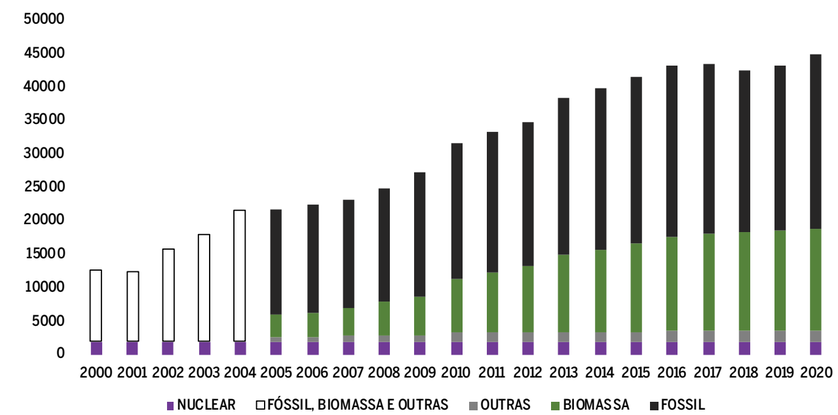
"A forma da água": das hidrelétricas para as térmicas

No início dos anos 2000, a fim de evitar a anunciada tragédia do racionamento, o governo federal correu para (tentar) contratar termelétricas e assim suprir a deficiência provocada pelo regime hidrológico desfavorável. As alternativas propostas na época incluíram usinas emergenciais, que poderiam ser contratadas de imediato, e o Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), criado em fevereiro de 2000, incluindo 49 projetos a entrar em operação antes de 2003.

Passados vinte anos, percebe-se que a pressa termelétrica foi inimiga da perfeição e não concretizou tudo o que previa. Houve racionamento, e o PPT depois se transformou num "PPT emergencial", voltado a apenas quinze usinas, que também não conseguiram atender às necessidades do mercado no tempo necessário.

[13] Pedro Parente era, na época, ministro-chefe da Casa Civil do governo de Fernando Henrique Cardoso.
[14] "Brasil teve o 7º pior ciclo hidrológico em 2019". Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53116438/brasil-teve-o-7o-pior-ciclo-hidrologico-em-2019. Acesso em: 18 jun. 2021.
[15] Disponível em: https://www.paranoaenergia.com.br/noticias/2017/10/25/5373/. Acesso em: 18 jun. 2021.
[16] "Quase 40% da energia prevista para entrar em operação até 2026 depende de obras atrasadas". Disponível em: https://oglobo.globo.com/economia/quase-40-da-energia-prevista-para-entrar-em-operacao-ate-2026-depende-de-obras-atrasadas-25027421. Acesso em: 27 jun. 2021.

Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Termelétricas (em MW)



Fonte: elaboração própria com dados do Balanço Energético Nacional, da Empresa de Pesquisa Energética.

"O Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), criado em fevereiro de 2000, não foi inteiramente bem-sucedido: as poucas termelétricas efetivamente construídas ficaram prontas tarde demais. (...) As usinas do PPT, que seriam a solução para evitar o racionamento, transformaram-se num novo problema no período pós-racionamento, quando a demanda estava deprimida", diz Jerson Kelman em seu livro *Desafios do regulador*, lançado em 2009[17].

De lá para cá, a termeletricidade ganhou espaço na matriz elétrica brasileira para, segundo planejadores do setor, garantir energia quando ocorrem adversidades hidrológicas. Contratamos a capacidade de usinas movidas a gás natural, a biomassa e também a carvão mineral – inclusive importado da Colômbia, como no projeto das térmicas Pecém I e II, no Ceará. Contudo, "esquecemos" que tais usinas requerem uma quantidade tremenda de água e que, assim, entram em disputa com usos consuntivos[18] do líquido – o que exige, portanto, uma gestão apurada dos recursos hídricos, de forma a promover não apenas sua disponibilidade, mas também uma correta valoração, com a precificação dos variados usos da água. Só que isso não ocorreu antes, e continua não ocorrendo agora, quando se continua a apostar na "solução termelétrica" para garantir eletricidade.

Citamos Pecém I e II porque as duas termelétricas foram analisadas no estudo "Setor elétrico: como precificar a água em um cenário de escassez?",[19] contratado pelo Instituto Escolhas à PSR e apresentado em 2019. E também porque o exemplo dessas usinas – que consomem água suficiente para atender a uma cidade com 600 mil habitantes – deve ser considerado não apenas no que diz respeito ao custo da sua energia, que é mais caro que o de fontes renováveis, mas também em como esse custo pode ser ainda maior para os consumidores quando há questões envolvendo os ou-

[17] KELMAN, Jerson. Desafios do regulador. Rio de Janeiro: Synergia-CEE/FGV, 2009.
[18] De acordo com a Agência Nacional de Águas e Saneamento (ANA), "os usos consuntivos são aqueles que retiram água do manancial para sua destinação, como a irrigação, a utilização na indústria e o abastecimento humano. Já os usos não consuntivos não envolvem o consumo direto da água - o lazer, a pesca e a navegação, são alguns exemplos, pois aproveitam o curso da água sem consumi-la". Disponível em <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/gestao-das-aguas/usos-da-agua/outros-usos>. Acesso em 27 de junho de 2021.
[19] Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2019/11/Setor_El%C3%A9trico_Como_Precificar_a_%C3%81gua_em_um_Cen%C3%A1rio_de_Escassez-SUM%C3%81RIO-EXECUTIVO.pdf. Acesso em: 15 jun. 2021.

tros usos da água, e não somente o uso pela hidreletricidade.

Em seu processo de geração, Pecém I e Pecém II utilizam água da bacia do rio Jaguaribe. A primeira, de 720 MW, entrou em operação comercial em 2012, enquanto a segunda, de 365 MW, deu a partida no ano seguinte. As duas usinas foram contratadas nos leilões de energia A-5 de 2007 e 2008, respectivamente.

"As UTEs de Pecém foram consideradas conectadas do ponto de vista da água ao açude Castanhão, localizado na bacia do rio Jaguaribe (SIRH/CE, 2012), [...]. Castanhão é o maior açude para múltiplos usos do Brasil, sendo a prioridade o abastecimento à área metropolitana de Fortaleza, onde vive quase metade da população do estado. Outros usos que abastecem o açude são a irrigação, a piscicultura e a regularização da vazão do rio Jaguaribe", explica o estudo.

Em 2017, o açude do Castanhão passou por uma grave crise hídrica, e seu volume foi reduzido a 5% da capacidade, o pior cenário desde 2002, quando começou a operar. Em 2016, o governo cearense já tinha promulgado a Lei no 16.103, que criava a tarifa de contingência pelo uso dos recursos hídricos em período de situação crítica de escassez hídrica, chamada de "cobrança de encargo hídrico emergencial" (EHE).

A última EHE (decreto nº 32.305, de 11 de agosto de 2017) observada na pesquisa indicou valores entre R$ 2,067 e R$ 3,101 por metro cúbico de água consumida. Esses números incidiriam sobre o consumo do líquido no período subsequente – de setembro de 2017 a agosto de 2018.

O encargo criado pelo governo cearense foi cobrado de Pecém I e II, que, imediatamente, negociaram o repasse às tarifas. Inicialmente isso não foi permitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), mas ações judiciais garantiram a cobrança adicional.

Foto: Arquivo pessoal

Jerson Kelman: risco de apagões por falta de potência é real no final do período seco

Assim, pelos cálculos da PSR, foi criada uma conta extra de R$ 148 milhões nas contas de energia de todos os consumidores do país entre setembro de 2016 e agosto de 2019 – essa conta atualizada até fevereiro de 2021 chegou a R$ 199 milhões, segundo a Aneel. Essa cobrança poderia ter sido evitada se houvesse uma correta precificação da água, com base no nível de criticidade da bacia do Jaguaribe, como sugere o estudo.

Bacia do rio Jaguaribe

Nível de Criticidade	R$/m³	Referência
Excelente	0,0135	Preço Público Unitário mínimo CBH Ceará
Confortável	0,778	25% do intervalo
Preocupante	1,556	50% do intervalo
Crítico	2,333	75% do intervalo
Muito crítico	3,101	Taxa de Encargo Emergencial no Estado do Ceará

A proposta do estudo é que "a cobrança pelo uso dos recursos hídricos pelas termelétricas seja equivalente ao nível de criticidade da fonte hídrica que a abastece". Além disso, recomenda como essencial uma gestão efetiva dos recursos hídricos, para que sejam reconstituídas as séries de vazões dos rios e para que haja um monitorando adequado dos sistemas de resfriamento das termelétricas, dos usos da água nos vários setores e das chuvas esforços, gerenciando as disputas pelo recurso.

No momento atual, julho de 2021, observamos não apenas a ameaça de uma crise de abastecimento elétrico, mas também a Medida Provisória nº 1.031/2021, que trata da capitalização da Eletrobras e incluiu o "jabuti"[20] da obrigatoriedade de implantação de 8 gigawatts termelétricos a gás natural em quatro regiões do país,[21] incluindo o Nordeste, que historicamente vive problemas de disponibilidade de água. Sem entrar no mérito do que isso irá exigir em investimentos para levar o gás natural a lugares onde ele não está disponível – o que certamente irá encarecer as tarifas dessas usinas –, cabe perguntar se o planejamento – que não deveria ser feito por meio de medidas provisórias, como a MP da Eletrobras – irá considerar os dados da ANA sobre os recursos hídricos e rever os números relativos à hidrologia brasileira.

Renováveis não são intermitentes, são mal valoradas

Os adeptos da "panaceia termelétrica" repetem incansavelmente o clássico jargão de que "energia cara é aquela que não existe". Sim, essa máxima é correta, embora aparentemente seja pouco considerada nos leilões de contratação de energia elétrica para o mercado regulado ou na elaboração de políticas públicas de diversificação de fontes.

Os defensores incansáveis da termeletricidade a justificam como sendo uma energia firme, disponível quando o consumidor precisa dela. Também são incansáveis ao classificar as fontes renováveis, como eólica e solar, como "intermitentes", ou seja, que podem "não existir" em determinados momentos.

Mas, no momento de (mais uma) crise, quando se acaloram os debates em torno da necessidade de o planejamento indicar a contratação de energia elétrica, é fundamental romper esse rótulo convenientemente associado às fontes renováveis de energia para que pareçam menos "confiáveis" que outras. E, para isso, basta compará-las com a fonte que responde pelo maior percentual da matriz elétrica brasileira.

"O que não é 'intermitente'? A gente está falando agora exatamente de uma crise hídrica. Então a gente vai dizer que a energia de base do país, que é a hidreletricidade, é uma fonte intermitente? Todas as fontes são variáveis. Se o caminhão do diesel não chegar, a térmica a diesel vai sofrer também a sua intermitência, porque é uma questão de insumo", explicou o diretor executivo do Instituto Escolhas, Sergio Leitão, no webinar "Caminhos da energia", promovido pelo *Estadão*.

Fica evidente, então, que as fontes renováveis, combinadas numa carteira energética equilibrada, podem ser vastamente despachadas em seus momentos de pico de geração – também já conhecidos, como visto com a energia eólica no Nordeste nos últimos meses –, contribuindo assim para uma correta gestão dos reservatórios hidrelétricos.

Mais do que os questionáveis rótulos de "intermitente" e "não despachável" atribuídos às fontes renováveis, em especial à eólica e à solar, é preciso observar que, apesar das discussões sobre mudanças climáticas e transição energética terem atingido seu ápice nesses tempos pandêmicos, no Brasil os ganhos ambientais ainda não são corretamente precificados nos leilões de contratação de energia elétrica. Isso cria uma impressão equivocada, de que é preciso pagar um pouco mais pela energia termelétrica porque, afinal, seu preço é maior única e exclusivamente por causa do combustível que utiliza – ao contrário do vento e do sol, que são "gratuitos".

Contudo, ao precificar corretamente os impactos ambientais efetivos das diversas fontes de energia elétrica, verificamos que os custos de uma termelétrica a gás natural vão muito além do combustível fóssil que ela utiliza para gerar energia. Essa é a conclusão de dois estudos promovidos pelo Instituto Escolhas: "Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?",[22] de 2018, feito em parceria com a PSR com base no PDE 2026, e "Como incluir o meio ambiente na matemática dos negócios?",[23] lançado em maio de 2021.

O primeiro trabalho propõe uma metodologia para a correta valoração dos atributos de cada fonte, e isso eliminaria distorções que dão a impressão de que uma fonte é mais barata que outra.

"Em 2018, a energia eólica foi contratada a R$ 100 por megawatt-hora (MWh), e a termelétrica, a R$ 210, em média. A justificativa técnica para isso é que o sistema precisa da fonte mais cara para garantir confiabilidade. Mas não existia nenhuma metodologia para calcular se essa diferença de preços é correta ou não, se ela reflete mesmo uma diferença real", explica Bernardo Bezerra, diretor técnico da PSR.

[20] Termo comumente utilizado para definir a inclusão de medidas em leis que não têm relação com o tema da legislação.
[21] Além do Nordeste, foram incluídas termelétricas a gás natural no Norte, Centro-Oeste e Sudeste.
[22] Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2018/11/Quais_os_reais_custos_e_benef%C3%ADcios_das_fontes_de_gera%C3%A7%C3%A3o_el%C3%A9trica_no_brasil-SUM%C3%81RIO-EXECUTIVO.pdf. Acesso em: 15 jun. 2021.
[23] Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/Sum%C3%A1rio-Executivo-Matem%C3%A1tica-dos-neg%C3%B3cios.pdf. Acesso em: 15 jun. 2021.

A metodologia propõe a valoração de atributos de cinco componentes: custo de investimento e operação; serviços além do fornecimento de energia; custos de infraestrutura causados ou evitados pelo gerador; subsídios e isenções; e custos ambientais. Seu objetivo não é beneficiar uma ou outra fonte, pelo contrário: a aplicabilidade se dá em um portfólio variado de fontes, elaborado para operação ótima do sistema elétrico.

Aplicada sobre as projeções do PDE 2026, a metodologia proposta pelo estudo da Instituto Escolhas/PSR aponta duas possibilidades: 1) uma ampliação mais efetiva da participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira em 2026, sem aumento significativo de custos para os consumidores; e 2) um aumento de 68% da participação de energia eólica, solar e de biomassa na matriz brasileira em 2035, totalizando 44% da composição da matriz.

A proposta visa aproveitar cada fonte da melhor forma possível, considerando também as características de cada região do país para uma correta alocação dos projetos.

Além disso, se os cálculos da expansão termelétrica forem ainda mais precisos na valoração dos aspectos ambientais, é inviável economicamente garantir a "energia firme" prometida por esses empreendimentos. É o que aponta o outro estudo do Instituto Escolhas, que considerou o meio ambiente na precificação da energia elétrica.

A pesquisa comparou quatro tipos de empreendimentos: termelétricas a gás natural e a óleo combustível (sim, ainda há quem use óleo combustível para fornecer energia elétrica à população, sobretudo em sistemas isolados); hidrelétricas na região amazônica, considerada "a última fronteira" da expansão hídrica no país; solares fotovoltaicas; e eólicas.

O estudo tomou como base os modelos econômico-financeiros utilizados pelos investidores para estruturar os projetos de usinas para participar em leilões e incluiu os impactos ambientais como custos dentro dos fluxos de caixa desses modelos. Depois, avaliou a taxa interna de retorno (TIR), principal indicador da rentabilidade financeira de um projeto. E incluiu os impactos ambientais como custos no fluxo de caixa.

O levantamento concluiu que a implantação de térmicas a gás e a óleo combustível não se sustenta financeiramente – de forma mais clara, dá prejuízo –, já que não possui uma taxa de retorno aos investidores quando os custos ambientais têm valoração correta. Já as hidrelétricas amazônicas, ainda que continuem com uma taxa de retorno, esta seria baixa, visto que sua rentabilidade é afetada pelos impactos ambientais, e deixariam de ser investimentos atrativos. Por outro lado, os projetos eólicos e solares, mesmo com os custos ambientais, permanecem com a taxa de retorno praticamente inalterada e sendo boas opções de investimento.

Se a expansão termelétrica a gás natural e a óleo combustível é prejuízo na certa para o empreendedor quando os impactos ambientais são considerados, o que irá ocorrer se essa valoração – hoje não realizada corretamente tanto no planejamento quanto no financiamento desses projetos – passar a ser levada em conta com os projetos já em implantação ou operação?

Voltamos, portanto, ao caso de Pecém I e II. A conta será, sim, paga, e não pelo empreendedor – novamente recairá sobre os consumidores brasileiros, que pagarão ainda mais por uma energia já habitualmente mais cara por oferecer segurança questionável.

Onde tem biomassa, tem biogás. Por que não?

A solução termelétrica pode prescindir de grandes gasodutos ou linhas de transmissão extensas para garantir energia? A resposta é "sim". Para isso, porém, é preciso substituir o gás natural de origem fóssil, considerado por muitos como "o combustível da transição energética".

Assim, precisamos frisar que o gás natural não está disponível nos quatro cantos do planeta. No caso brasileiro, as maiores jazidas até o momento descobertas ficam a centenas de quilômetros da costa, no pré-sal, associadas ao petróleo – o energético que está sendo "desconvidado" da busca por uma economia de carbono zero.

Ainda que resolvamos usar o gás do pré-sal para gerar energia elétrica, é preciso atentar para outras questões. Uma delas é que a termeletricidade é apontada como âncora para a expansão do gás na matriz energética, mas, como seu despacho é flexível – ou seja, é acionado somente quando as demais fontes não dão conta do abastecimento –, não é garantia de um consumo permanente desse combustível. Outra questão é que, se as termelétricas forem incluídas na geração de base, do modo inflexível como alguns defendem, além de encarecer as tarifas elétricas de modo geral, vão aumentar as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico brasileiro.

Devem-se considerar também os custos para levar o gás natural a regiões do país que não dispõem de infraestrutura de transporte e distribuição do combustível. O Brasil possui parcos 9 mil quilômetros de gasodutos, ante 16 mil na vizinha Argentina e mais de 500 mil nos Estados Unidos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta a instalação de mais de 7 mil quilômetros de gasodutos de transporte no país. Mas para quando – e a que preço?

Se não existe gás natural em todas as partes do país, há certamente biomassa, de variadas origens. E onde há biomassa, há a possibilidade de produzir biogás – outra fonte renovável cujos atributos ambientais não são corretamente valorados – e, com ele, gerar energia elétrica localmente, sem depender nem de grandes redes de transporte desse energético, nem de linhas de transmissão. E com ganhos ambientais, pois se garante o aproveitamento do metano, um gás naturalmente produzido na decomposição de matéria orgânica que é 23 vezes mais potente que o dióxido de carbono na formação do efeito estufa.

Dados da Associação Brasileira do Biogás (ABiogás)[24] mostram que o potencial de produção de energia elétrica a partir do bioenergético chega a 170.912 gigawatts-hora por ano. Ou seja, o equivalente a pouco mais de 35% dos 475,6 mil GWh consumidos no ano passado, de acordo com os números da EPE.

Quando pensamos na proposta de levar energia termelétrica a regiões que hoje não dispõem de dutos para o transporte de gás natural, é importante considerar a região Norte – uma das incluídas na expansão obrigatória de termeletricidade determinada pela MP nº 1.031/2021, de capitalização da Eletrobras.

Em dezembro de 2020, o Instituto Escolhas lançou o estudo "Biogás na Amazônia: energia para mover a bioeconomia",[25] que teve coordenação técnica do Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBiogás). A pesquisa levantou o potencial de produção desse bioenergético em quatro estados amazônicos – Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima –, a partir de resíduos sólidos urbanos (RSU), ou seja, do lixo produzido nas cidades, e da piscicultura.

Lançado logo após o apagão elétrico que deixou o Amapá às escuras em novembro de 2020,[26] o estudo apontou que, contando com apenas essas duas matérias-primas, seria possível produzir 136 milhões de m^3 de biogás por ano, volume que garantiria a geração de 283 GWh anuais, capazes de atender 107 mil residências e beneficiar 429 mil pessoas. Se usado para substituir o gás de cozinha – que até o início de junho registrou catorze aumentos mensais consecutivos –, o biogás poderia substituir 5 milhões de botijões de 13 quilos consumidos anualmente.

Além de resolver problemas ambientais gravíssimos, provocados por lixões, falta de tratamento de esgoto e mesmo a incorreta deposição de rejeitos agropecuários no meio ambiente, o aproveitamento do biogás evitaria a necessidade de implantação de grandes redes de gasodutos. E garantiria energia firme e limpa a preços certamente mais atrativos.

[24] Disponível em: https://abiogas.org.br/potencial-de-biogas-no-brasil/. Acesso em: 18 jun. 2021.
[25] Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2020/12/Biog%C3%A1s-na-Amaz%C3%B4nia-energia-para-mover-a-bieconomia.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.
[26] "Após 22 dias de apagão no Amapá, distribuidora e governo dizem que rodízio terminou e que energia foi retomada em 100%". Disponível em: https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/24/amapa-entra-no-22o-dia-de-apagao-com-novo-transformador-ligado-na-subestacao-que-pegou-fogo.ghtml. Acesso em: 27 jun. 2021.

"Vamos economizar energia!". Nem se o consumidor quiser...

Se o tempo passou e continuamos gerenciando crises e não riscos – e, assim, enfrentamos mais um sufoco na oferta elétrica –, a saída, então, é punir a outra ponta da cadeia energética: o consumidor.

Em 2000 e 2001, campanhas do governo estimularam a economia de energia elétrica. À época, o país viveu uma febre de troca das lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes, a fim de reduzir o consumo. E, mesmo diante do aperto econômico de então, vimos uma corrida de consumidores de todos os portes e segmentos econômicos em busca de equipamentos mais eficientes. No fim, não se evitou a punição: ou se reduzia o consumo elétrico "na marra", ou se pagava mais pelo excedente.

É inegável que o apagão de 2001 modificou a visão da população brasileira, até então pouco afeita a pensar que a energia elétrica vinha de um lugar muito além das tomadas e bocais de lâmpadas. E a partir da Lei no 10.295, a chamada Lei de Eficiência Energética, de 17 de outubro daquele ano, o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), criado ainda nos anos 1980, tornava-se peça-chave na avaliação da eficiência de diversos equipamentos elétricos, tendo talvez o selo Procel como sua face mais visível e divulgada para a sociedade.

Desde então, o mundo passou por uma evolução tecnológica em velocidade inimaginável. Se tomarmos como exemplo os telefones celulares, saímos do deslumbramento dos modelos com *flip* e dos *blackberries* com memórias limitadíssimas e telas que mais lembravam videogames dos anos 1970 para a quase obrigatoriedade de dispor de um aparelho *touch screen* cada vez mais rápido e com nossa vida em sua memória.

Contudo, no Brasil, essa transformação não envolveu a exigência de inovações em diversos equipamentos elétricos no que diz respeito ao seu consumo. Continuamos considerando supereficientes energeticamente aparelhos que, em outros lugares do planeta, já se tornaram lembranças do passado – e não por status ou diferenciação, mas pelo fato de que é preciso cada vez mais consumir menos energia, porque a produção dela dói no planeta, e também nos nossos bolsos.

Para mostrar quanto o país ganharia se o Inmetro passasse a exigir maior eficiência energética de aparelhos de uso corrente, o Instituto Escolhas desenvolveu, em agosto de 2020 e maio de 2021, respectivamente, dois estudos sobre equipamentos elétricos do dia a dia brasileiro – o ar-condicionado[27] e a geladeira[28]. E chegou a números impressionantes.

Com o alinhamento das políticas industriais e de eficiência energética para os aparelhos de ar-condicionado, exigindo mais de fabricantes, a energia que deixaria de ser necessária para suprir o consumo brasileiro chegaria a R$ 68,5 bilhões até 2035. Seriam 240,94 mil GWh – metade do consumo registrado em 2020 – evitados apenas para suprir o consumo dos aparelhos de ar-condicionado disponíveis para a população do país hoje, com o nível de eficiência energética exigido pela legislação atual. Sem falar nas emissões de 6,7 milhões de toneladas de CO_2 evitadas, equivalentes à de 2,3 milhões de veículos em um ano.

Nas geladeiras, o ganho financeiro seria ainda maior, e em menor tempo. O Escolhas calculou que os consumidores brasileiros economizariam nada menos que R$ 101 bilhões em suas contas de luz até 2030 se o país já oferecesse geladeiras com padrões de eficiência energética estabelecidos pela referência internacional da *United for Efficiency* (U4E), iniciativa do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Unep), que estabelece níveis de eficiência energética adequados para diversos tipos de aparelho.

O Escolhas calculou que os consumidores brasileiros economizariam nada menos que R$ 101 bilhões em suas contas de luz até 2030

Antes que se questione que estamos tratando de projeções para o futuro – quando vivenciamos uma crise energética hoje –, é preciso pontuar que muitos dos fabricantes desses equipamentos receberam ou ainda recebem incentivos fiscais para produzir aparelhos mais eficientes. Portanto, seria apenas uma questão de ajuste, no passado, para estimular a busca por mais eficiência energética, tendo como "prêmio" mais incentivos e, assim, a possibilidade de competir nos preços com aparelhos menos eficientes. A pressão do consumo elétrico hoje certamente seria bem menor. E não precisaríamos novamente apelar a São Pedro – apesar de ele não ter nada a ver com isso, como já dito anteriormente.

[27] "A economia está no ar: o que o Brasil ganha com ar-condicionado mais eficiente?". Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2020/11/Sum%C3%A1rio-Executivo-a-economia-est%C3%A1-no-ar-o-que-o-Brasil-ganha-com-ar-condicionado-mais-eficiente-Agosto-2020.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.

[28] "O que você ganha com uma geladeira que consome menos energia?". Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/SE_O-que-voc%C3%AA-ganha-com-uma-geladeira-que-consome-menos-energia.pdf. Acesso em: 18 jun. 2021.

Foto: Fabio Rodrigues Pozzebom/ Agência Brasil

Luiz Eduardo Barata: MME é parte interessada e não deveria coordenar câmara de gerenciamento da crise elétrica

A proposta de novas regras excepcionais na MP 1055

No apagar das luzes – sim, recorreremos ao infame trocadilho –, diante de uma tarifa elétrica que vem cada vez mais penalizando os consumidores, sobretudo os mais pobres, o governo federal tenta retomar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) dos anos 2000 para corrigir os rumos do setor elétrico e, agora, evitar um racionamento de energia como o daquela época.

A iniciativa está na Medida Provisória nº 1.055, que institui a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País", como diz o artigo 1º da MP.

"Não há como negar a similaridade com o que ocorreu em 2001. Assim como naquela época, vivemos a expectativa de uma recuperação econômica após uma grave crise global. E, assim como naquela época, parece que verificamos uma gestão disfuncional no Ministério de Minas e Energia, que, mais uma vez, não tomou as rédeas da situação e preferiu negar o que já era claro para todos os agentes do setor elétrico", avalia Sergio Leitão, diretor executivo do Escolhas.

A CREG é composta pelos ministros de Minas e Energia, que a presidirá, da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, do Meio Ambiente e do Desenvolvimento Regional. De acordo com o texto, irá atuar até 30 de dezembro de 2021.

A primeira reunião ordinária da nova câmara de crise elétrica foi realizada em 1º de julho.[29] Dela participaram os ministros Bento Albuquerque, de Minas e Energia, Joaquim Leite, do Meio Ambiente, e Rogério Marinho, do Desenvolvimento Regional, além de representantes da Casa Civil da Presidência da República e dos ministérios da Economia, da Infraestrutura e da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Também estiveram presentes nesse encontro dirigentes da Aneel, da ANA, do ONS, da EPE, do Ibama e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Apesar da presença na primeira reunião da Câmara, a MP que instituiu a CREG não incluiu entre seus participantes representantes dos órgãos de fiscalização, controle e operação do sistema elétrico brasileiro. Se o texto anterior, publicado pelo *Estadão*, mencionava os dirigentes máximos da Aneel, da ANA, do Ibama, do ONS e da EPE, a MP enviada ao Congresso excluiu esses agentes. E reforçou que qualquer decisão somente se dará em nível ministerial. O que pode ser uma fonte de problemas, mais do que uma solução.

"A crise extrapola o setor elétrico, e por isso é necessário ter todos os entes envolvidos. É preciso haver uma governança correta, para evitar que se deixem de lado mecanismos de mercado e se instale uma disputa de poder. Me preocupo com essa ausência de agências e pessoas que conhecem profundamente a questão. Esse conhecimento é fundamental para uma correta e equilibrada tomada de decisões", avalia Larissa Rodrigues, do Escolhas.

Não haveria problema nenhum em criar tal fórum diante da situação excepcional de uma crise de energia. Contudo, a MP 1055 determina que somente os ministros de Estado terão poder de voto na câmara. Ou seja, os órgãos diretamente relacionados com a gestão dos recursos hídricos, o planejamento e a operação do sistema elétrico brasileiro não participarão das decisões, assim como não participavam antes do racionamento de energia de 2001.

Durante o webinar "20 anos depois: a escassez hídrica e os riscos da falta de energia", promovido em 17 de junho pelo Instituto Escolhas, em parceria com a epbr, o ex-presidente do ONS, Luiz Eduardo Barata, fez um diagnóstico que diferencia as iniciativas governamentais de 2001 e 2021 – e que poderá ser crucial para determinar o sucesso da câmara proposta pela MP 1055.

"Concordo com a criação desse comitê. Mas a decisão correta ocorreu em 2001, quando a gestão da crise foi coordenada por alguém que não era parte diretamente interessada [*Pedro Parente, então ministro-chefe da Casa Civil*]. O Ministério de Minas e Energia [*que preside a CREG*] é parte interessada. É um equívoco absoluto."

[29] "Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética realiza primeira reunião após publicação da MP 1.055/2021". Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/camara-de-regras-excepcionais-para-gestao-hidroenergetica-realiza-primeira-reuniao-apos-publicacao-da-mp-1-055-2021. Acesso em: 1º jul. 2021.

Saída renovável

"Renovar", portanto, é o verbo que deixou de ser corretamente conjugado pelo setor elétrico brasileiro nesses vinte anos. Não apenas em termos de mentalidade e práticas, que ainda se mantêm presas a soluções imediatistas e que já se mostraram pouco efetivas, como também em termos estruturais.

Em relação à nossa (ainda) principal fonte na matriz elétrica, a hidreletricidade, continuamos utilizando velhas fórmulas, baseadas em sequências históricas que não consideram as profundas e aceleradas mudanças climáticas e ambientais. E embora se saiba que a crise do apagão de 2001 não teve como principal causa a falta de chuvas, a previsão do ONS de que os reservatórios hídricos das regiões Sudeste e Centro-Oeste vão chegar a 31 de julho com 26,6% de sua capacidade[30] – ante 26,8% há vinte anos – mostra que o fantasma de um racionamento, por mais que se tente afastá-lo, é cada vez mais real.

Logo, é preciso de uma vez por todas considerar os efeitos das mudanças climáticas no planejamento e operação do setor. Também já passou da hora de o país colocar em prática um sistema de gestão integrada dos recursos hídricos. Isso significa melhorar o monitoramento da água, com planejamento e gestão efetiva de todos os dados relativos às retiradas, uso e retorno desse recurso.

Implantar esse modelo exige a reconstituição das séries de vazões; um monitoramento mais preciso das precipitações, com mais postos de medição, melhor aparelhamento e distribuição geográfica; a criação de uma base de dados oficial sobre o tipo de sistema de resfriamento de cada termelétrica; a produção de informações mais precisas sobre áreas irrigadas, de uso e de tipos de cultivo.

É preciso, ainda, rever o papel que cada fonte vem recebendo do planejamento energético brasileiro nas projeções de expansão, sobretudo no que tange à insistência em ampliar a participação do gás natural no mix elétrico. É possível garantir o abastecimento de energia elétrica aumentando-se mais e mais a participação das fontes renováveis – eólica, solar e de biomassa –, a ponto de tais fontes atingirem participação de 44% no total da matriz elétrica em 2035, ante os 19% atuais.

Além de preços mais vantajosos, as renováveis contribuiriam para reduzir as emissões do setor elétrico. E, com um correto planejamento da operação, seriam o melhor instrumento para diminuir a pressão sobre os reservatórios hídricos.

A ampliação das renováveis na matriz brasileira passa ainda por modificações na valoração dos atributos de cada fonte por parte do planejamento do setor elétrico. A correta precificação, com a consideração de aspectos ambientais e sociais, deve ser feita em consonância com outros setores econômicos, já que tais fontes podem se originar de processos de variados segmentos produtivos, como o sucroenergético, o agrícola e o de saneamento.

A correta valoração dos fatores ambientais e sociais também deve ser considerada por quem financia a expansão do setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, o Instituto Escolhas desenvolveu o estudo "Matriz de riscos: um caminho para os bancos incorporarem o meio ambiente em seus financiamentos".[31] Tomando como referência usinas hidrelétricas, térmicas a gás natural e eólicas, a pesquisa lista os riscos ambientais que devem ser considerados pelas instituições financeiras, criando, assim, parâmetros precisos ante o atual cenário, que em muitos casos ainda vê tais riscos como externalidades.

Passando "ao outro lado do balcão", aquele que paga a conta – o consumidor –, o momento atual mostra que há severas limitações para a redução do consumo elétrico a partir da substituição de equipamentos, como foi possível em 2001. Ou seja, o Brasil não construiu novas oportunidades para aproveitar os desenvolvimentos tecnológicos ao redor do mundo para ampliar aqui a oferta de aparelhos mais eficientes.

"A eficiência energética é outra fonte desprezada, mais um sinal do nosso atraso. Ainda pensamos o planejamento como uma relação linear entre oferta e demanda, quando justamente o que se pede agora é o oposto: de quanto menos energia iremos precisar para fazer o país funcionar. Mas hoje há pouca margem para que o consumidor contribua com a redução do consumo", reforça Sergio Leitão.

Um exemplo é o aparelho de ar-condicionado. A melhoria da renda no país nos últimos vinte anos ampliou o acesso a esse equipamento, cujo uso alterou o horário de pico, que nos últimos anos deixou de ser registrado à noite e passou para a tarde. Contudo, os níveis de eficiência energética exigidos dos fabricantes não acompanharam a evolução tecnológica.

Enquanto o Inmetro adia um maior rigor nas exigências de mais eficiência, a política industrial brasileira continua incentivando a produção de equipamentos ditos "eficientes", mas que já estão superados tecnologicamente. Assim, sem novas medidas para aumentar a eficiência energética do ar-condicionado, deixamos de poupar 3,8 vezes a energia economizada por todas as ações do Procel em 2018.

E vale o mesmo para as geladeiras – outro item que, após o racionamento de 2001, também foi objeto de troca por aparelhos mais eficientes. Com novos padrões, haveria uma economia de R$ 360 por ano na conta dos consumidores e uma redução de 130 TWh de consumo elétrico até 2030. Mas, novamente, paramos no tempo e perdemos essa oportunidade.

"Não podemos culpar o consumidor pela crise elétrica. Mesmo se hoje ele tivesse recursos financeiros para substituir equipamentos menos eficientes por outros mais eficientes, não os encontraria no mercado. Portanto, fica muito claro que é preciso também renovar a oferta de produtos para o consumidor. Senão, ele continuará pagando a alta conta dos sobressaltos elétricos", salienta Larissa Rodrigues, gerente de Produtos e Projetos do Escolhas.

"A eficiência energética é outra fonte desprezada, mais um sinal do nosso atraso. Ainda pensamos o planejamento como uma relação linear entre oferta e demanda, quando justamente o que se pede agora é o oposto"
Sergio Leitão

Foto: Léo Rodrigues

Larissa Rodrigues: continuamos priorizando um programa de termelétricas e não um programa de soluções energéticas renováveis

Foto: Anna Carolina Negri

Sergio Leitão: a crise hídrica é mais uma prova de que todas as fontes são variáveis e de que a geração elétrica vai depender sempre do insumo

[30] "Reservatórios terminam julho abaixo do nível de 2001". Disponível em: https://valor.globo.com/brasil/noticia/2021/07/01/reservatorios-terminam-julho-abaixo-do-nivel-de-2001.ghtml. Acesso em: 1º jul. 2021.
[31] Sumário executivo disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/Matriz-de-Risco-Ambientais-para-Bancos_SE.pdf. Acesso em: 1º jul. 2021.

Para saber mais, conheça os estudos do Instituto Escolhas

Veja outros estudos do Instituto Escolhas sobre Energia

Apoio:

iCS instituto CLIMA e SOCIEDADE

Realização:

instituto Escolhas