



Governança elétrica

O desafio brasileiro para colocar a transição energética a seu favor

Solange Monteiro, do Rio de Janeiro

Transição energética. Carros elétricos. Digitalização. Neoindustrialização. São muitos os conceitos hoje conectados à demanda de geração de energia de fontes renováveis – mandatória diante da necessidade de garantir uma economia competitiva, ao mesmo tempo em que se mitiga o aquecimento global. Do lado dos prejuízos, parece crescente a conscientização sobre as mudanças climáticas. De acordo a pesquisa do Ipec para o Instituto Pólis de meados de 2023, sete entre 10 brasileiros afirmam ter vivenciado ao menos um evento que identificam como resultado das mudanças climáticas.

Tragédias como a provocada pelas enchentes no Rio Grande do Sul neste começo de maio tendem a ampliar essa consciência e o temor de novos eventos extremos.

Quanto às oportunidades que o Brasil pode explorar diante dessa agenda, a pergunta que possivelmente habita os pensamentos do consumidor brasileiro é: o que esse momento, considerado ímpar para o Brasil, mudará na conta de luz que chega mensalmente minha casa, em geral mais cara do que o manancial de fontes de geração renovável a custos competitivos do país sugeriria?

Especialistas consultados pela *Conjuntura Econômica* convergem em que o contexto para o setor é complexo no mundo todo, por unir desafios técnicos/tecnológicos, regulatórios e econômicos, além dos ambientais. No Brasil, alertam, o “bom problema” de ter de administrar uma fartura de possibilidades pode se converter em um problema de fato caso não haja uma estratégia mais bem definida e boa governança.

Um dos riscos mais frequentemente citados é o de que as decisões sobre o setor resultem na manutenção, ou até ampliação, de subsídios que oneram a conta de energia. Nesse tema, os sinais são contraditórios. Por exemplo, no programa Nova Indústria Brasil (NIB), lançado oficialmente em janeiro, o governo federal reconhece que a racionalização de encargos incidentes na tarifa de energia está entre os fatores a se perseguir para ampliar a competitividade da indústria brasileira. A realidade, entretanto, vai na direção oposta. Um dos casos mais polêmicos é o do projeto de lei 11.247/2018, para a regulamentação da geração eólica *offshore*, aprovado em novembro na Câmara dos Deputados. Uma das estrelas do esperado novo ciclo de investimentos em expansão da geração renovável, que até janeiro deste ano acumulava 96 pedidos de licenciamento, somando 234,2 GW, a eólica *offshore* depende de se regular o direito de uso de áreas além da região costeira, daí a expectativa pela aprovação de um marco legal. Na tramitação do PL, entretanto, incluiu-se no texto uma

série de obrigações não relacionadas ao tema, entre os quais a manutenção da operação de térmicas a carvão, a contratação compulsória de térmicas a gás, além da postergação do prazo para projetos de renováveis e de micro e minigeração distribuída entrarem em operação com subsídios. “Caso aprovados, esses jabutis podem custar ao consumidor R\$ 25 bilhões ao ano até 2025, aumentando suas tarifas em cerca de 11%, com reflexos diretos no poder de compra da população, inflação e competitividade industrial”, afirma Luiz Augusto Barroso, ex-presidente da EPE, CEO da consultoria PSR. “Criar um ambiente regulatório para o desenvolvimento da eólica *offshore* é bom, estimula o mercado e começa a colocar o Brasil nesta rota. Mas, para a integração desta fonte, o mercado vai depender da sua competitividade e da necessidade do sistema por esta energia”, pondera Barroso – lembrando que essas inserções no projeto não colaboram para a busca tal equilíbrio.

O PL 11.247/2018 só voltou a tramitar no Senado em abril, com mudança de relator e a decisão do presidente do Senado, Rodrigo Pacheco (PSD/MG), de continuar a tramitação como PL 576/2021, de autoria do ex-senador e atual presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, mantendo, a princípio, as tais emendas jabutis. Edvaldo Santana, ex-diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica, alerta para o fato de que, por mais bem preparados que sejam os deputados que trataram do PL, as obrigações no texto aprovado na Câmara se referem a decisões

alocativas que deveriam ser estudadas e sugeridas por instâncias técnicas de planejamento. “É um problema sério de governança, e isso tem feito com que as projeções, apesar da superoferta prevista, sejam de tarifa de energia elétrica elevada e crescente”, diz.

Outro exemplo recente que acendeu o sinal amarelo dos analistas foi a Medida Provisória 1.212/2024, assinada pelo presidente Lula no início de abril. A MP visa a uma redução de tarifa de eletricidade no curto prazo, mas prevê

uma extensão de subsídios a setores de renováveis já estabelecidos que encarecerão essa conta no futuro. A MP prevê a antecipação de recursos que constam da lei de privatização da Eletrobras para pagamento das chamadas “conta Covid” e “conta de escassez hídrica”, que foram transações emergenciais feitas com as distribuidoras para lidar com os impactos da pandemia e da crise hídrica de 2021/2022, quando houve contratação de energia mais cara, de termelétricas. A redução da tarifa de

luz se daria com a redução dos reajustes direcionados ao pagamento dessas contas. A MP, entretanto, também prevê ampliação dos prazos para que usinas de energia renovável tenham subsídios integrais nas tarifas de uso das redes de transmissão – que também são pagos pelo consumidor em sua conta de luz. Levantamento feito por Santana aponta que ao menos 90 GW em projetos de renováveis poderiam se beneficiar dessa prorrogação, o que envolveria entre R\$ 17 bilhões e R\$ 19 bilhões em subsídios, elevando a conta de luz em ao menos 7% ao ano. “Nem as fontes eólica e solar precisam mais desses subsídios, nem o país ainda tem previsto tal aumento de demanda para absorver essa geração”, diz.

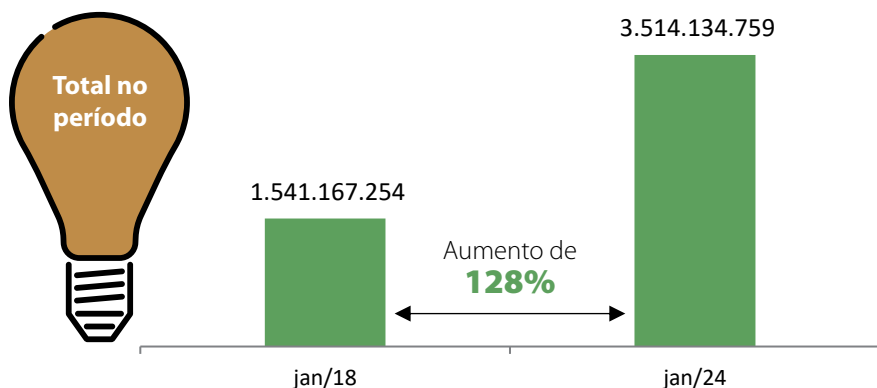
Barroso reforça. “É fundamental eliminar subsídios a quem não mais precisa. O aumento ou a manutenção de subsídios a quem não precisa enfraquece a crença de que os encargos serão disciplinados. E estes precisam ser atacados”, diz. “Alguns podem ir para o orçamento da União, mediante rubrica própria. Outros podem ser redistribuídos. E há os que devem ser reduzidos.”

Joisa Dutra, diretora do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura (FGV Ceri), defende a necessidade de maior articulação, destacando que a popularidade do tema diante da emergência climática amplia o número de atores envolvidos, bem como a complexidade na tomada de decisões. “Somente no governo, são ao menos 18 ministérios com atribuições relacionadas à transição energética”, ilustra. Em webinar promovido pelo FGV IBRE e a *Folha de S. Paulo* em abril (leia aqui: <https://go.fgv.br/rgm2kASnpnT>), ela

Evolução dos subsídios presentes na tarifa de energia

(em R\$)

| | jan/18 | jan/24 |
|-----------------------------|-------------|-------------|
| Água-esgoto-saneamento | 58.348.540 | 588.964 |
| Carvão e óleo combustível | 73.704.233 | 94.410.055 |
| CCC | 432.015.969 | 900.482.339 |
| Distribuidora Pequeno Porte | 62.503.365 | 69.901.388 |
| Fonte Incentivada | 286.326.678 | 970.099.884 |
| Geração distribuída | 12.405.891 | 825.339.858 |
| Irrigação e aquicultura | 69.551.348 | 85.208.798 |
| Rural | 228.768.371 | 8.409.635 |
| Tarifa social | 198.630.686 | 536.324.046 |
| Universalização | 118.912.173 | 41.366.991 |



Fonte: Subsidiômetro Aneel.

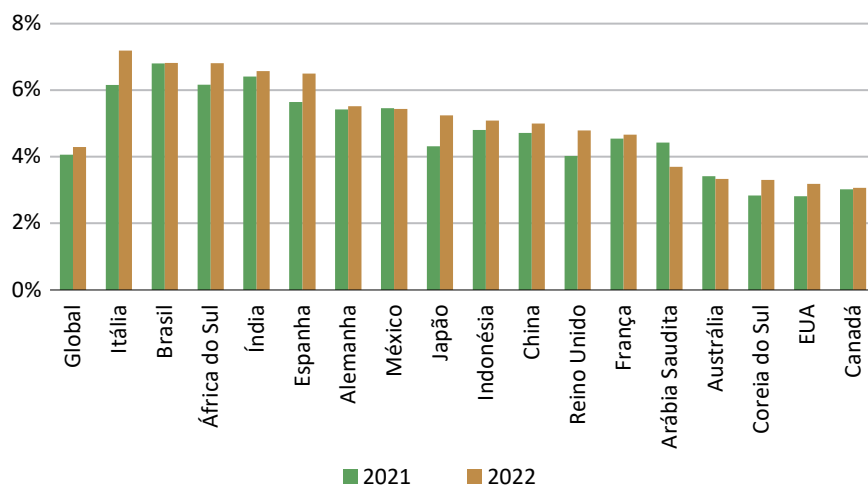
comparou os riscos de frustração dessa agenda com a derrota de 7 x 1 do Brasil contra a Alemanha da Copa do Mundo de 2014. “Criatividade e futebol arte não bastam. É preciso dedicação e política articulada.”

“Acho que vivemos uma desgovernança energética muito grande, com interferências no setor, sobretudo no planejamento; má distribuição de subsídios e alto valor de encargos. Estamos perigosamente caminhando em direção a um precipício, como dito pelo próprio ministro. Portanto, para não cair no precipício, temos que parar de caminhar em direção a ele”, define Barroso. “Caso contrário, teremos um ambiente de investimentos tumultuado, escolhendo vencedores, protegendo perdedores, gerando ineficiência.” Paulo Pedrosa, presidente-executivo da Abrace, associação que representa os grandes consumidores de energia, converge com o diagnóstico. “Sem definir com clareza onde a gente quer chegar, abre-se espaço para que as agendas sejam capturadas por um conjunto de interesses específicos que podem até ser legítimos, mas não são propriamente de interesse nacional”, diz. Planejamento com critérios técnicos, defende Barroso, é fundamental para facilitar a integração de tecnologias que garantam ao Brasil esse protagonismo na transição.”

Liberdade mal calibrada

Enquanto o mercado livre de energia se amplia gradualmente, a forma encontrada pelo consumidor de baixa tensão para reduzir sua conta de luz foi aderir à micro e minigeração dis-

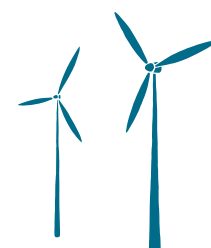
Quanto o gasto com energia representa em média na renda familiar, países selecionados



Fonte: IEA

Custos além do offshore

Impacto da lei aprovada na Câmara que regulamenta as eólicas *offshore*, em R\$ bilhões (horizonte de análise 2024-2050)



| | Antes do PL | Após o PL |
|--|-------------|-----------|
| Contratação de UTEs a gás natural inflexíveis | 151 | 306 |
| Postergação do prazo para renováveis entrarem em operação com subsídio | 116 | 229 |
| Contratação específica de PCHs | 42 | 182 |
| Postergação do prazo para MMGD entrarem em operação com subsídio | 36 | 137 |
| Manutenção da operação de UTEs a carvão mineral | 15 | 107 |
| Extensão dos contratos do Proinfa | 45 | 69 |
| Construção de planta de hidrogênio | 0 | 28 |
| Contratação específica para eólicas no Sul | 0 | 5 |

Fonte: PSR.

tribuída, com a instalação de painéis solares em telhados ou a contratação de serviços de energia elétrica solar por assinatura. “Diferentemente do que aconteceu em outros países, entretanto, não houve adaptação de tarifas para remunerar o uso da rede de trans-

missão, e hoje esse debate está posto”, diz Joisa Dutra, indicando a difícil tarefa pendente de convencer esses prosumidores – junção de produtores e consumidores – de que a conta ficará mais alta, pois é preciso pagar pelo serviço de transmissão. “Em geral, se

pensa que ao instalar um painel solar a coisa está resolvida, mas mesmo se tornando um produtor, não se prescinde do sistema.” Lei aprovada em 2022 estabeleceu como prazo final dia 7 de janeiro de 2023 para adesão à geração distribuída, com isenção total dos custos de distribuição e transmissão, além de encargos, até 2045. Depois disso, a lei prevê a cobrança do uso do fio, partindo de 15% em 2023, com aumento progressivo até 2029.

A diretora do Ceri lembra que a prestação de serviços de rede ganhará cada vez mais importância, e preci-

sa ser incorporada nesse debate do setor, onde a geração ganhou protagonismo. “Essa é uma das grandes incompreensões que temos hoje: a necessidade de mais incentivos, mais redes, e de redes mais modernas”, afirma, destacando a importância do investimento em sistemas mais resilientes diante da maior ocorrência de eventos climáticos de monta, como em São Paulo (ver pag. 50).

Outra tendência que mexe com o desenho do setor elétrico futuro, lembra Dutra, e caminha concomitantemente às demandas da transição

energética, é a ampliação do mercado livre, com a ampliação da parcela de consumidores que podem aderir a esse ambiente de contratação. No início de 2024, essa credencial se estendeu a pequenas e médias empresas contratantes de energia em alta tensão. “A experiência internacional mostra que é preciso preparar o mercado para quando for aberto à baixa tensão, e como chegar às pessoas com menos incentivos para migrar, gerando incentivos corretos”, diz a diretora do Ceri.

Tanto no caso da micro e mini-geração distribuída, quanto na do mercado livre, os analistas destacam a importância de educar o consumidor para uma mudança de cultura. “Ao passar a operar um fluxo bidirecional, ou seja, em que o consumidor pode ser gerador e injetar eletricidade na rede, muda-se a perspectiva dos negócios”, diz Giovani Vitória Machado, assessor da presidência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “Para aproveitar melhor essa inovação, esse consumidor terá que aprender a adaptar seus hábitos para reagir a preços que não são mais mensais nem semanais, mas que podem variar ao longo do dia”, explica.

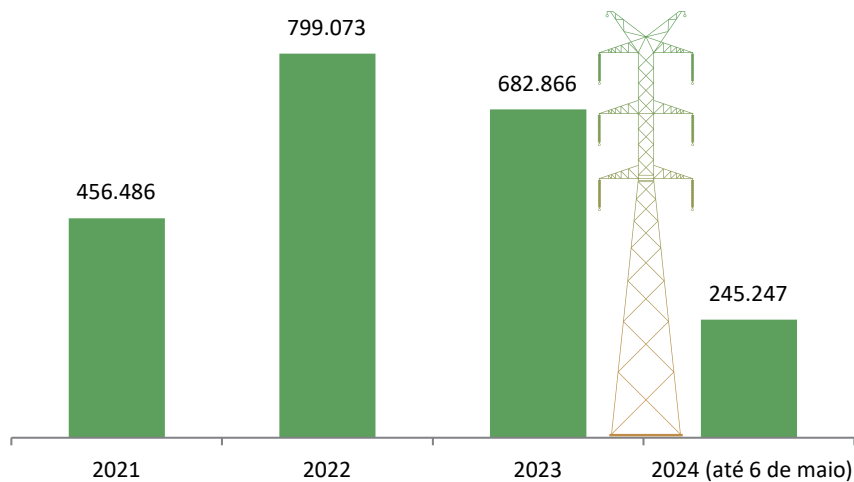
Da mesma forma, no caso do mercado livre, Pedrosa defende a necessidade de se pensar a ampliação não como um fim, mas um meio de se ter um setor mais eficiente. “Para que isso aconteça, é preciso abrir fazendo com que o consumidor de baixa tensão esteja submetido ao sinal de preço, porque aí a dona de casa vai entender que lavar a roupa de madrugada evitará o despacho de uma térmica”, diz, defendendo que um sistema com

Geração distribuída fotovoltaica, por regiões



| | Número de conexões (mil) | Potência instalada (kW) |
|----|--------------------------|-------------------------|
| CO | 363,9 | 4,63 milhões |
| NE | 551 | 5,74 milhões |
| N | 172 | 1,9 milhão |
| SE | 878 | 9,55 milhões |
| S | 624 | 6,93 milhões |

Evolução recente de conexões



Fonte: Aneel.

energia limpa, barata e segura para todos depende desse desenho, mitigando a carga subsídios que hoje pesa no mercado cativo.

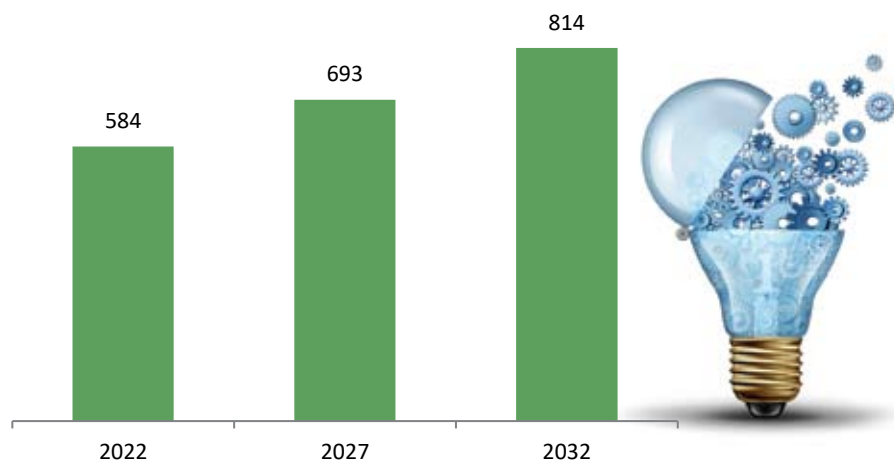
Visão maior

Ainda que os desafios não sejam poucos, Pedrosa se diz otimista. “Vemos hoje no Ministério de Minas e Energia uma das melhores equipes, também na Fazenda, com um quadro muito preparado. É hora de nos unirmos para ajudar a construir essa visão maior”, afirma, comparando com a situação de uma família que deseja ter sua casa própria, e que se organiza para ter foco e abrir mão do tapete para o quarto da filha, ou de um liquidificador novo para a cozinha. “No momento em que essa visão estiver clara, os demais enfrentamentos ficarão mais fáceis”, diz. O executivo, reconhecido por sua postura combativa, diz que é momento de trabalhar pela construção dessa estratégia. “Não vamos abandonar esse papel, mas o momento é de ajudar. O Brasil está diante de uma oportunidade única, há pessoas capacitadas nos ministérios, então é hora de subir no barco para remar junto.”

Para qual direção? “Acho que, em primeiro lugar, para interromper a contratação de novos custos indevidos para a energia”, diz, citando como exemplo as térmicas na base. “Também, tomar muito cuidado com o tratamento de Itaipu e de Angra 3, para não criar novos encargos, implícitos e explícitos. Caso contrário, o brasileiro terá um encargo de desenvolvimento regional e um encargo de política externa dentro da conta de energia.”

Evolução projetada do consumo de eletricidade no Brasil

(consumo total em TWh - cenário referência)



Fonte: EPE.

Outro elemento defendido por Pedrosa é separar o papel do consumidor e do contribuinte. “Muitos dos custos de políticas públicas têm que ser tratados na transparência do orçamento. E se algum parlamentar quer estimular uma fonte energética, pode criar uma lógica orçamentária e fazer uma política pública, contemplada no Orçamento da União. Hoje, inclusive, os parlamentares têm um acesso muito maior a esses recursos orçamentários, via emendas.”. Pedrosa destaca que, quando incorporados nos encargos, esses custos se acumulam nas cadeias produtivas, onerando bens, somando-se em cada etapa da cadeia, sendo também exportados.

A terceira frente de ação, para Pedrosa, é recuperar o mecanismo de eficiência do setor. “Trata-se de corrigir o sinal de preço, alocar corretamente os atributos, unificar os mercados de energia. Hoje temos mercado regulado, o mercado livre, mercado de energia incentivada, mercado de autoprodução, mercado de alto produção com energia incentivada em mercado

de geração distribuída, e o ambiente do setor é de arbitragem entre as diferentes oportunidades, encontrando maneiras de jogar custo para os outros pagarem”, descreve, indicando um esforço em inteligência que, sem esse exercício de arbitragem, poderia ser dedicado à inovação. “Não se trata de demonizar o agente de mercado, mas fazer uma correção estrutural.”

Com tais remadas, o destino perseguido, defende Pedrosa, é uma transição que seja transformacional. “Estou em Brasília, e em maio já deveria estar um friozinho agradável. Mas, apesar da chuva, continua calor. Como negar os efeitos climáticos?”, diz. “Então, se isso está sendo percebido globalmente, e se o Brasil tem capacidade de abastecer o mundo com produtos verdes, que seja de forma a transformar nossa sociedade também, aproveitando para não alimentar estruturas concentradoras de renda, e garantindo uma energia mais barata”, conclui, destacando o impacto direto do preço da eletricidade no PIB, no emprego e no IDH brasileiros. ■

Fatura já emitida



Em novembro de 2023, uma sequência de fortes chuvas na capital paulista levou a um apagão elétrico que atingiu cerca de 2,1 milhões de pessoas. Até que todas as conexões fossem restabelecidas, foram 168 horas, conforme monitorado pela mídia, o que implicou, entre outros, a reconstrução de mais de uma centena de quilômetros de rede, como informou a concessionária Enel na ocasião. Esse, entretanto, foi o começo de uma série de apagões que vieram junto com as tempestades, marcando um verão que muitos paulistanos querem deixar no esquecimento.

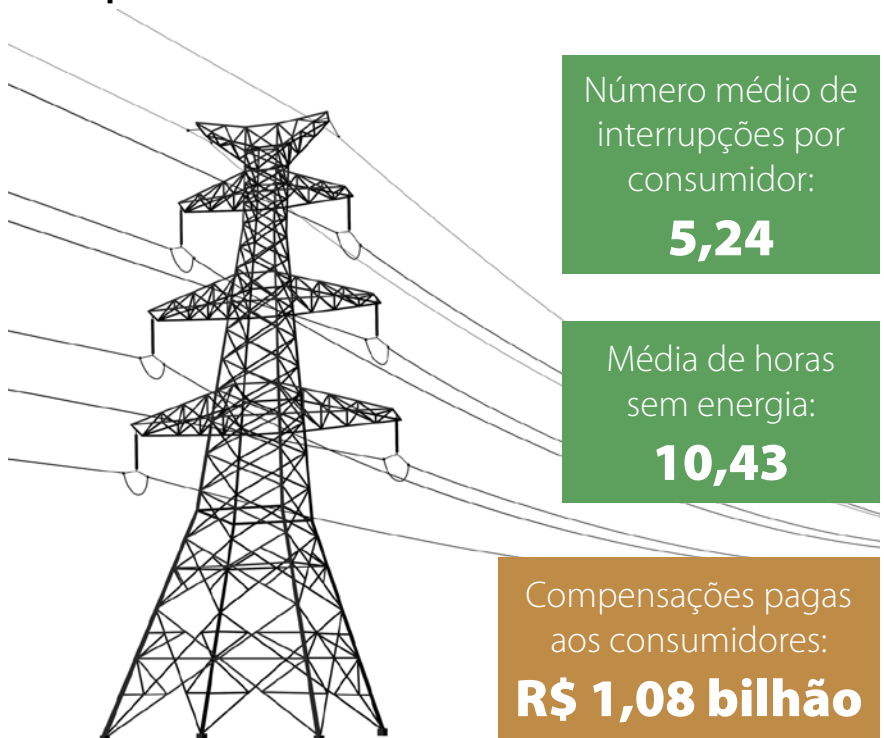
O exemplo de São Paulo, que ganhou repercussão nacional, é exemplo de que, se a agenda das mudanças climáticas coloca o país em uma posição privilegiada como produtor de energias renováveis, quando se trata dos efeitos já contratados, não há desconto na fatura. Ao contrário, esta pode ficar mais cara sem um planejamento adequado para tornar o sistema mais resiliente.

Para as famílias que tiveram o infortúnio de serem as últimas a terem a luz de suas casas de volta nesse episódio de novembro, as 168 horas sem energia representam 16 vezes o tempo médio de interrupções registrado em 2023 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em todo o Brasil, de 10,43 horas. A Aneel ressalta que essa média nacional foi 6,9% menor do que em 2022. Tal redução é atribuída, entre

outros, a novas regras de qualidade de fornecimento e a um aperfeiçoamento nas regras de compensação financeira aos consumidores – pelo desconto automático na conta de luz – o que levou, mesmo com uma redução nas interrupções, a um aumento nos valores totais de compensação de R\$ 765 milhões em 2022 para R\$ 1,08 bilhão no ano passado, com uma alta de 10% na quantidade de compensações, para 22 milhões, e um valor médio compensado cerca de quatro vezes maior do que no ano anterior.

Edvaldo Santana, ex-diretor da Aneel, destaca que esses resultados não são necessariamente sentidos pelo consumidor, posto que médias não refletem o prejuízo, por exemplo, sofrido pelos negócios localizados nos bairros paulistanos afetados por dias de apagão. “Além disso, no Brasil, a contagem só vale para interrupções acima de 3 minutos, e as de menor tempo acontecem muito. Na União Europeia, por exemplo, onde todas as interrupções são contabilizadas, a média registrada por Portugal em 2023 foi de 48 horas”, diz Santana,

Desempenho das distribuidoras em 2023:



Fonte: Aneel.

Vencimento de concessões à vista

| Grupo | Concessões a vencer | Total de clientes (milhões) | Total de clientes de concessionárias coligadas (milhões) |
|--------------|---|-----------------------------|--|
| Neoenergia | Neo Coelba (ago/27) Neo Elektro (ago/28) Neo PE (mar/30) Neo Cosern (dez/27) | 14,75 | 1,14 |
| Enel | Enel SP (jun/28) Enel RJ (dez/26) Enel CE (mai/28) | 14,67 | - |
| CPFL Energia | CPFL Paulista (nov/27) RGE Sul (nov/27) CPFL Piratininga (out/28) | 9,49 | 0,49 |
| Equatorial | EQTL PA (dez/27) EQTL MA (dez/27) | 5,58 | 8,08 |
| Energisa | Energisa MT (mar/31) Energisa SE Energisa PB Energisa MS (dez/27) | 5,28 | 3,1 |
| Light SA | Light (jun/26) | 4,49 | - |
| EDP | EDP SP (out/28) EDP ES (jul/25) | 3,59 | - |

Fonte: Aneel, elaborado por *Valor Econômico*.

sinalizando que a métrica brasileira só conta parte da história e, dependendo de cada atividade, uma interrupção pequena pode representar um tempo bem maior de restabelecimento.

“Uma melhora nesse campo não é algo trivial de se colocar nos contratos, pois reduzir as interrupções significa mais investimento, mais equipe, o que acaba chegando na tarifa”, avalia Santana. A intensificação dos eventos climáticos, entretanto, reforça a necessidade de se pensar em redes mais resilientes. Nesse ponto, Santana considera que tampouco o Brasil tem operado bem para garantir esses investimentos, apontando a demora na sinalização das regras para a renovação de concessões. Até 2031, 20 contratos de concessão, que atendem 55 milhões de consumidores, ou 64% do mercado regulado nacional, terão seu prazo encerrado – sendo que o primeiro já acontece em julho do ano que vem, da EDP Espírito Santo. No fechamento desta edição,

o Ministério de Minas e Energia estava por enviar à Casa Civil o decreto contendo essas diretrizes. Em declarações públicas feitas em meados de abril, o ministro Alexandre Silveira indicou a intenção do governo de impor normas mais duras, depois dos apagões em São Paulo que resultaram em multa e abertura de processo contra a Enel. Entre as exigências mencionadas publicamente estão parâmetros mais rígidos na medição da qualidade do serviço e investimentos em digitalização e em redes – prevendo, entre outros, o avanço da adoção de carros elétricos.

“O ideal é que a concessionária já tivesse uma sinalização da renovação com muito mais antecedência ao vencimento”, avalia Santana, indicando que a incerteza induz a uma redução do ritmo de investimento e contratações, o que é ruim para a qualidade do serviço. “A falta de definições compromete inclusive o planejamento de capitalização dessas empresas”, afirma

Felipe Gonçalves, da FGV Energia. Críticas feitas ao calor político, que culminaram no pedido de avaliação de caducidade da concessão da Enel SP – ainda não executado pela Aneel –, para a identificação de que os problemas recentes sejam fruto de descumprimento de obrigações contratuais, tampouco é considerada a estratégia mais adequada para se corrigir deficiências e incentivar os investimentos necessários. “Temos um ambiente em transformação, seja do ponto de vista tecnológico, seja das mudanças climáticas, que torna a decisão de investimento ainda mais complexa”, diz afirma Joisa Dutra, do FGV Ceri. “Vale lembrar que também são necessárias adaptações no campo regulatório já que qualquer decisão de investimento das distribuidoras tem de ser acordada com o regulador”, destaca, reforçando o diagnóstico de que as regras de renovação de concessões, quando anunciadas, já chegarão tarde. (S.M.)