

02

TD

(Instituto Escolhas)

Energia elétrica do futuro: qual o lugar do gás na Terra do Sol e do Vento?



TD

Textos para Discussão

Abril | 2020

Organização responsável: **Instituto Escolhas**

Coordenação editorial:

Saete Cangussu e Sergio Leitão

Edição de texto:

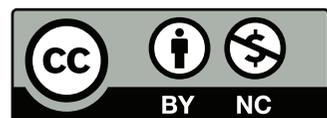
Saete Cangussu e Sergio Leitão

Edição de Arte: **Brazz Design**

Foto da capa: **maradon 333**

www.escolhas.org

siga Instituto 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.





É lugar comum em relação ao potencial energético brasileiro apontar que o país é “abençoado por Deus”, parafraseando a música “País tropical”, de Jorge Ben Jor. Essa benção se traduz nos privilégios naturais do Brasil relacionados à oferta de variadas fontes de energia, desde renováveis até fósseis. E, em tempos nos quais as discussões sobre transição energética tomam cada vez mais espaço e ganham a agenda de governos, empresas e sociedade, tal privilégio dá aparentemente ao Brasil uma condição ímpar em todo o mundo.

Mas – usando outro clichê – nem tudo são flores no “patropi”. O mesmo país que se destacou no aproveitamento de sua abundância de águas para gerar energia elétrica e lançou o etanol de cana-de-açúcar como uma alternativa aos derivados de petróleo vive hoje alguns impasses. O maior deles é como encontrar o correto equilíbrio entre as variadas fontes energéticas disponíveis para garantir um abastecimento elétrico confiável, a preços acessíveis ao consumidor e

“Em termos globais, o gás natural vem sendo apontado como o combustível que irá liderar a transição energética, da “era do petróleo” para a “era das fontes limpas”. Há reservas abundantes”

com menor impacto socioambiental.

As fontes renováveis continuam sendo carro-chefe na expansão energética nacional, mas esse crescimento vem se dando sobretudo com o uso de recursos que especialistas apontam como “intermitentes”, como a energia eólica e a solar fotovoltaica. O aproveitamento de recursos hídricos com grande capacidade de armazenamento elétrico parece ter chegado ao limite. Mesmo as hidrelétricas atuais já demonstram não conseguir mais funcionar como “baterias do sistema elétrico”, seja pelas grandes

variações nos regimes pluviométricos causadas pelas mudanças climáticas, seja em razão de problemas provocados assoreamento dos reservatórios.

Sendo assim, o país vem apostando na geração termelétrica como garantia de energia firme para o sistema elétrico brasileiro. E o combustível que mais vem tendo destaque nesse papel é o gás natural, sobretudo após as descobertas de megareservas na região do Pré-sal, compreendida principalmente entre as bacias sedimentares de Santos e Campos, no litoral da região Sudeste.

De fato, em termos globais, o gás natural vem sendo apontado como o combustível que irá liderar a transição energética, da “era do petróleo” para a “era das fontes limpas”. Há reservas abundantes – de acordo com o *BP Statistical Review of World Energy*, as reservas mundiais somavam 196,9 trilhões de metros cúbicos (m³) no último dia de 2018 –, distribuídas em várias regiões do planeta. E, com a possibilidade de ser liquefeito e transportado para qualquer parte, o gás surge como a solução primeira nesse processo, por ser garantidor de energia de base, o

Voltando ao setor elétrico, ao menos duas das três tecnologias aplicadas nas termelétricas em geral exige o uso de água para seu resfriamento. Como se verá a seguir, no Brasil essa condição preocupa, pela instabilidade que vem afetando o sistema hídrico nacional nos últimos anos e alterando, inclusive, a geração hidrelétrica. Ao que tudo indica, teremos menos água para usos múltiplos; principalmente, na já problemática região Nordeste.

O Nordeste, aliás, vem se destacando nos últimos anos pela forte expansão

do país. A região é uma espécie de ‘OPEP’ do vento, mas não se está dando a devida valoração financeira a isso. Assim, será mesmo preciso trocar a expansão eólica na região por termelétricas, que vão exigir uma infraestrutura de abastecimento ou importação de gás?”, questiona o diretor do Instituto Escolhas, Sergio Leitão.

Se o barateamento do petróleo a partir da pandemia do coronavírus pode parecer um freio para as energias renováveis, bem como para novas tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica, essa mesma queda dos preços pode tornar mais interessante – e rentável – a aposta nessas correntes, em detrimento do óleo e do próprio gás natural. A edição 2020 do estudo “Perspectivas Globais das Renováveis”, elaborado pela Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), sugere que reerguer as economias pós-Covid-19 e limitar o aquecimento global a 1,5° C, como prevê o Acordo de Paris, pode ser obtido com uma transição ampla e rápida para as fontes renováveis, o que deslocaria também o papel do gás natural nessa transição energética.

O objetivo deste trabalho, portanto, é colocar em questão o papel do gás na expansão elétrica brasileira à luz dessas premissas. É inegável sua importância como garantidor de potência e de energia de base. Contudo, o que se propõe discutir é como aproveitar esse benefício considerando sua interação com outras fontes disponíveis no país – e a correta valoração dos atributos de cada fonte no planejamento energético brasileiro e, por conseguinte, nos leilões de contratação de energia elétrica –, sobretudo as renováveis. Sob essas perspectivas, levamos em conta fatores como restrições ao uso da água, o conceito de “intermitência” atribuído às fontes eólica e solar e as inovações tecnológicas que podem acelerar a participação das renováveis na transição energética.

"Entretanto, assim como traz respostas, o gás natural traz perguntas, algumas delas pouco consideradas. Embora mais limpo que seus congêneres fósseis, o energético emite mais GEE do que fontes como a eólica e a solar."

que é limitado para as fontes renováveis. Além disso, o energético é, entre seus “irmãos” de origem fóssil, como o petróleo e o carvão, o de menor impacto ambiental em sua queima, contribuindo, assim, para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Entretanto, assim como traz respostas, o gás natural traz perguntas, algumas delas pouco consideradas. Embora mais limpo que seus congêneres fósseis, o energético emite mais GEE do que fontes como a eólica e a solar. Muitas de suas reservas são associadas às de petróleo – como no Pré-sal brasileiro – e de difícil (e custosa) recuperação. E seu aproveitamento pós-produção exige complexos e altos investimentos logísticos, seja em gasodutos, seja em plantas de liquefação e regaseificação.

da geração eólica. Inicialmente beneficiada por subsídios governamentais para garantir sua instalação – assim com vem ocorrendo com a energia solar fotovoltaica –, a fonte eólica ganhou escala e hoje é competitiva. Além disso, já atua como reguladora do sistema elétrico nacional, por sua complementaridade com o regime hídrico. Há ainda na região um enorme potencial, tanto eólico quanto solar, a ser explorado. Entretanto, a suposta “intermitência” faz com que o aproveitamento dessas fontes seja colocado em segundo plano pela necessidade de energia firme. Estaríamos, portanto, deixando de lado nosso “Pré-vento” e nosso “Pré-sol” em favor do Pré-sal?

“Hoje o Nordeste é um grande fornecedor de energia eólica, que já se tornou vital para regularizar o sistema elétrico

Tendências do planejamento: o gás está na moda

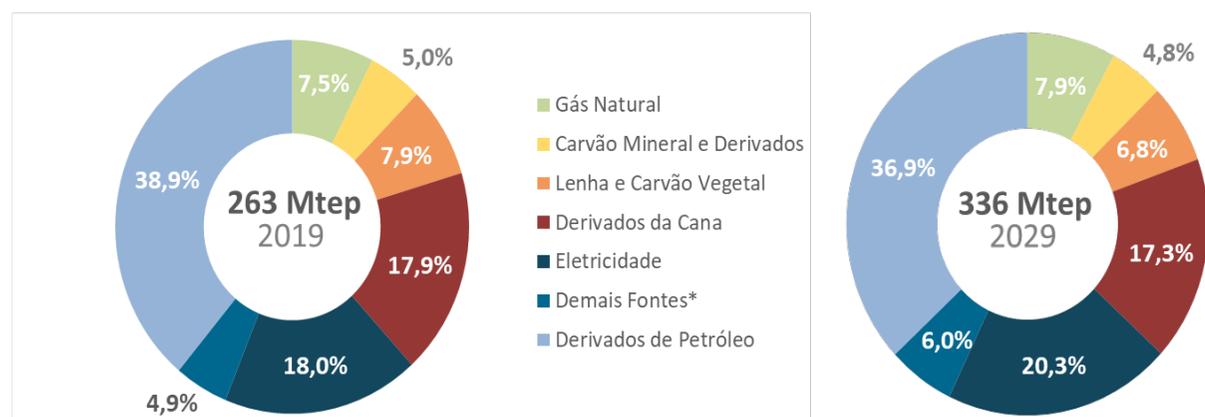
O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é o principal documento de referência do planejamento energético brasileiro. Lançado em janeiro de 2020, o PDE 2029¹ apontou uma previsão de investimentos de R\$ 2,3 trilhões no setor energético brasileiro nos próximos dez anos. Desse total, R\$ 1,9 trilhão será destinado aos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis; e R\$ 46 bilhões, à expansão da geração e da transmissão de energia elétrica.

Ainda que feito anteriormente à grave crise global provocada pela pandemia do coronavírus, que deverá afetar todos os indicadores socioeconômicos previstos para 2020 e para os próximos anos, o documento continua sendo importante para balizar o futuro energético do país. Embora seu texto apresente números da última edição do PDE – que certamente serão revistos para baixo na versão 2021 –, a intenção é apontar tendências que precisarão ser acompanhadas para checarmos se seguirão presentes no desenho da configuração da matriz energética nacional.

De modo geral, o PDE 2029 prevê um crescimento anual de 2,5% no consumo total de energia no Brasil até 2029. O consumo de energia *per capita* deverá crescer 1,9% anuais nesse período. Ainda assim, o consumo médio por pessoa ficará bem abaixo do registrado nos países desenvolvidos, aponta o documento.

Assim, o consumo final de energia em 2029 deverá atingir 336 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), ante 263 Mtep no ano passado. Considerando somente a energia elétrica, a participação no consumo final dessa fonte deverá passar de 18,0% para 20,3%.

Consumo final de energia por fonte



Notas: *Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

Fonte: EPE, PDE 2029

¹ O Plano Decenal de Expansão de Energia é um documento informativo voltado para toda a sociedade, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal. O PDE 2029 é o mais recente.

O aumento da eletrificação da economia brasileira é uma tendência apontada pelo estudo. Na visão do planejamento, o consumo total de eletricidade crescerá 3,8% ao ano até 2029. A maior parte desse acréscimo se dará por meio do acesso do cidadão brasileiro a aparelhos elétricos que facilitem e tragam conforto à sua vida, como os aparelhos de ar-condicionado. No que tange aos veículos, porém, a estimativa é baixa:

apenas 3% dos veículos em circulação no país em 2029 usarão energia elétrica como combustível.

A transição energética, com a crescente descarbonização das economias mundiais, também molda a expansão do sistema elétrico brasileiro. Nesse sentido, tornam-se ainda mais evidentes, assim como já vem ocorrendo, o crescimento da participação de fontes não controláveis, como a eólica e a solar fotovoltaica,

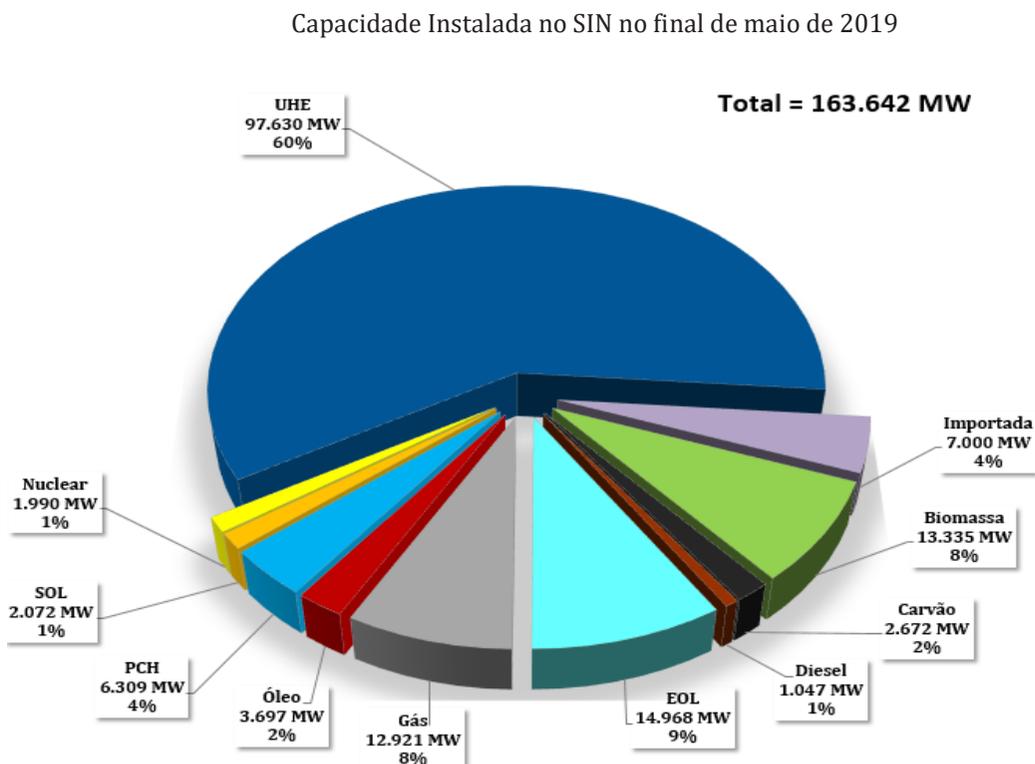
na matriz elétrica e a menor participação relativa das hidrelétricas.

Diz o PDE 2029 em relação à fonte eólica – a alternativa renovável que já vem liderando a expansão elétrica brasileira: “Este Plano preserva a indicação da importância de se sinalizar para um desenvolvimento dos aproveitamentos eólicos de forma contínua e harmoniosa com o mercado desta fonte no País. Por outro lado, **ampliar maciçamente**

a sua participação na oferta de energia traz desafios como a necessidade de expansão de potência complementar (grifo nosso), devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques.”

A “expansão de potência complementar” se dará com a termoeletricidade. Nesse sentido, “o gás natural se apresenta como principal combustível para a expansão de geração termelétrica nesse PDE. **“O GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas no curto e médio prazo. Porém, o desenvolvimento das reservas do Pré-sal e as novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal, como em Sergipe, podem ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional, de baixo custo, e, conseqüentemente, contribuir na matriz elétrica brasileira já no horizonte decenal.”** (grifo nosso).

Para traçar o cenário de referência, a EPE considerou usinas termelétricas (UTES) a gás natural a ciclo aberto e combinado, “com custo variável referenciado ao GNL e com três possibilidades de operação: flexível, com fatores de



Fonte: EPE, PDE 2029

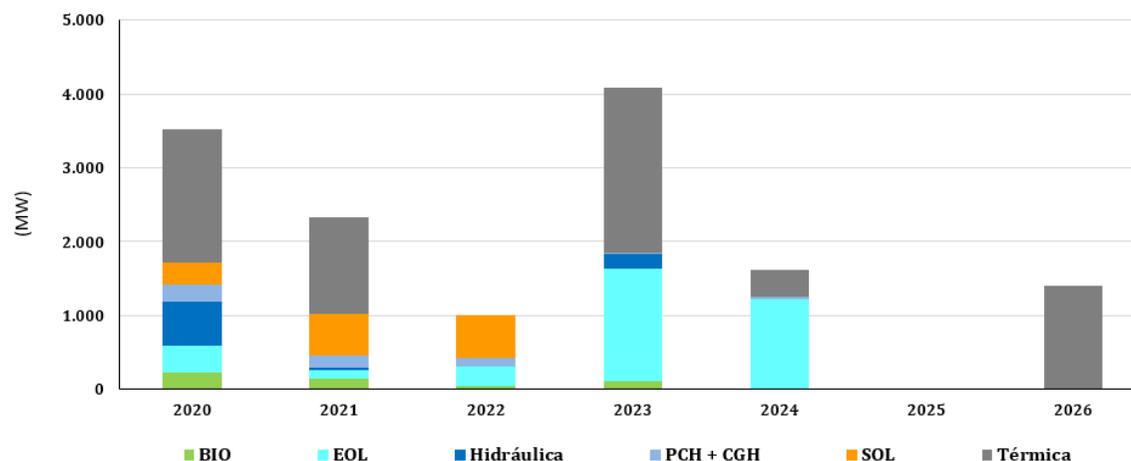
Nota: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes. A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula

inflexibilidade de 50% e 100%” e a ciclo combinado “com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%.”

Para traçar a expansão do parque elétrico, o PDE 2029 parte de uma ca-

pacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) de 164 GW, além de outros 14.000 MW de capacidade já instalada – “dos quais aproximadamente 50% serão de fontes renováveis”, frisa o documento.

Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade



Usinas que iniciam operação comercial, de acordo com o DMSE, a partir do segundo dia do mês são consideradas no incremento do mês seguinte. As usinas termelétricas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural retiradas da expansão nas datas de término de seus contratos não estão contabilizadas nesse gráfico.

Assim, de acordo com o PDE 2029, “o balanço comercial de garantia física sinaliza **uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de energia**

ção considera a retirada do Sistema Interligado Nacional (SIN) de 15.512 MW de termelétricas. No caso das plantas a gás natural, tal retirada se dá pelo fim dos contratos no ambiente regulado

2.941 MW. O estudo informa ainda a retirada de 3.321 MW termoeletricos pelo fim da vida útil das usinas, mas não discrimina quais delas são plantas movidas a gás natural.

Entretanto, mesmo com tal indicativo, não significa que essas plantas não vão continuar operando e abastecendo o sistema. Por isso, a EPE aponta que 9.000 MW dessa potência podem ser reaproveitados, por meio de “um retrofit frente à expansão de novas plantas, de maior custo fixo e com maior eficiência”.

Mesmo considerando que a participação termelétrica na matriz elétrica brasileira cresce apenas três pontos percentuais entre 2019 e 2029 – de 15% para 18% –, verifica-se no cenário de referência apresentado pelo PDE 2029 que a capacidade instalada de termelétricas a gás natural triplica no horizonte decenal utilizado pelo estudo. É a maior expansão percentual entre todas as fontes consideradas pelo levantamento.

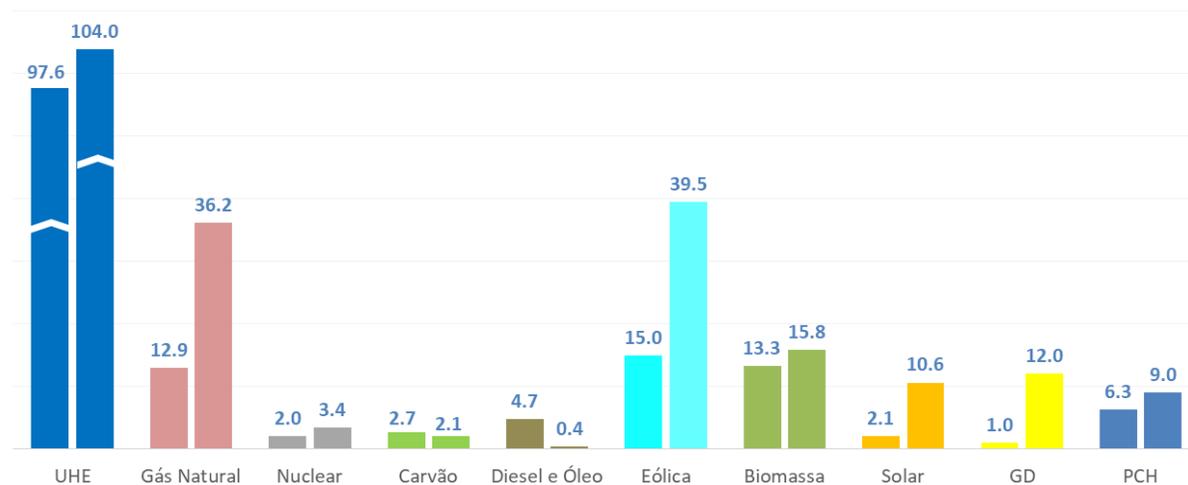
"tornam-se ainda mais evidentes, assim como já vem ocorrendo, o crescimento da participação de fontes não controláveis, como a eólica e a solar fotovoltaica, na matriz elétrica e a menor participação relativa das hidrelétricas."

de algo entre 13.000 e 25.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal” (grifo nosso). Essa indica-

(CCEAR), totalizando potência de 4.576 MW, e pelo fim de subsídios relacionados ao Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), instituído em 2000, somando

Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia

Capacidade Instalada em 2019 e 2029 (GW)



(1) Os dados de maio de 2019

(2) Gás natural inclui gás de processo

(3) Para fins de exibição, as barras que representam a UHE tiveram sua escala ajustada, entretanto os valores mostrados correspondem aos dados de capacidade instalada

(4) UHE não inclui a parte paraguaiá da usina de Itaipu

Fonte: EPE, PDE 2029

Isso se reflete diretamente no papel do gás natural na matriz elétrica. Verifica-se que a participação dobra no período decenal.

Expansão da Capacidade Instalada Total por Fonte de Geração

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	MW										
RENOVÁVEIS	146.712	149.482	151.058	152.673	160.195	167.469	173.587	180.117	186.746	193.445	200.198
HIDRO ^(a)	101.926	102.512	102.570	102.592	102.788	102.783	102.811	103.212	103.637	104.159	104.701
CENTRALIZADA	101.288	101.899	101.935	101.935	102.139	102.139	102.139	102.523	102.942	103.436	103.958
AUTOPRODUÇÃO	638	613	635	657	649	644	672	689	695	723	743
PCH e CGH	6.458	6.714	6.922	7.081	7.437	7.852	8.244	8.651	9.077	9.509	9.956
CENTRALIZADA	6.385	6.610	6.787	6.898	7.207	7.545	7.845	8.145	8.445	8.745	9.045
GD	73	104	135	183	230	307	399	506	632	764	911
EÓLICA	15.045	15.424	15.532	15.797	20.319	24.532	27.534	30.537	33.542	36.550	39.561
CENTRALIZADA	15.017	15.370	15.477	15.742	20.263	24.475	27.475	30.475	33.475	36.475	39.475
GD	28	54	55	55	56	57	59	62	67	75	86
BIOMASSA ^(b) e BIOGÁS	19.928	20.465	20.861	21.160	21.793	22.471	23.085	23.673	24.296	24.905	25.535
CENTRALIZADA	13.412	13.643	13.790	13.840	14.135	14.415	14.695	14.975	15.255	15.535	15.815
AUTOPRODUÇÃO e GD	6.516	6.822	7.071	7.320	7.658	8.056	8.390	8.698	9.041	9.370	9.720
SOLAR	3.354	4.367	5.173	6.043	7.857	9.831	11.913	14.045	16.194	18.322	20.444
CENTRALIZADA	2.182	2.480	3.037	3.622	4.622	5.622	6.622	7.622	8.622	9.622	10.622
GD	1.172	1.887	2.136	2.421	3.235	4.209	5.291	6.423	7.572	8.700	9.822
NÃO RENOVÁVEIS	28.801	30.808	32.351	32.593	34.641	36.440	36.707	41.012	43.556	45.460	50.785
CENTRALIZADA	22.672	24.473	25.778	25.778	27.704	29.293	29.239	33.114	35.319	36.915	42.059
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL ^(c)	12.921	14.436	15.741	15.741	17.859	21.234	22.662	25.679	28.315	31.339	36.190
CARVÃO	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	1.790	2.083
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.697	3.697	3.697	3.697	3.697	2.510	1.028	657	226	25	25
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.047	1.333	1.333	1.333	1.141	542	542	366	366	366	366
AUTOPRODUÇÃO	6.129	6.335	6.573	6.815	6.937	7.147	7.468	7.898	8.237	8.545	8.726
TOTAL BRASIL	175.513	180.290	183.409	185.265	194.835	203.909	210.294	221.129	230.303	238.905	250.983
ITAIPU 50Hz ^(d)	7.000										
TOTAL DISPONÍVEL	182.513	187.290	190.409	192.265	201.835	210.909	217.294	228.129	237.303	245.905	257.983

Notas: (a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE. (b) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total. (c) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo. (d) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos, conforme reduções apresentadas nesta tabela. (e) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Fonte: EPE, PDE 2029

É importante ressaltar que este texto se baseia no cenário de referência proposto pelo PDE 2029. Mas, no plano, a EPE fez simulações considerando outros cenários, como a expansão com diferentes projeções da demanda. Nesse caso, há uma diminuição de 6.500 MW de expansão de termelétricas a GNL flexível (ciclo aberto e ciclo combinado).

Outro cenário apontado é o de uma maior oferta de gás natural nacional, a partir do aumento da produção do energético nos campos do Pré-sal, de sua produção na Bacia de Sergipe-Alagoas, no litoral da região Nordeste, e das expectativas geradas pelo Novo Mercado de Gás, lançado em julho de 2019. Considerando um preço de gás mais baixo no país, o PDE prevê um acréscimo de 2.600 MW instalados em geração termelétrica a gás. E com preço menor do insumo, o documento projeta, nesse subcapítulo, maior despacho térmico na

base e, portanto, mais inflexibilidade no uso dessas plantas.

Entretanto, o documento ressalta que “o *what if* de maior oferta de gás natural nacional, para a qual se espera um menor custo de operação, mostrou que a depender do ‘prêmio pela flexibilidade’, opções com certos níveis de inflexibilidade podem se mostrar economicamente atrativas. É destacado, porém, que o benefício agregado por usinas com inflexibilidade é decrescente, o que exige preços cada vez menores à medida em que novas plantas inflexíveis façam parte da expansão”.

Em relação à produção de gás natural, o PDE 2029 prevê um pico de produção de 155 milhões de m³/dia em 2028, com ligeiro declínio a partir de 2029, possivelmente recuperável com a agregação de novas reservas. As maiores contribuições viriam das bacias de Santos e Campos, no Pré-sal; de Sergipe-Alagoas; de

Solimões, no Amazonas; de Parnaíba, no interior do Piauí; e do Maranhão. A maior parte desse volume será de gás associado a petróleo.

O documento considera “altos índices de reinjeção” desse gás para aumentar o fator de recuperação do óleo do Pré-sal. Ainda assim, verifica-se que o volume a ser disponibilizado ao mercado, a partir das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), é grande: cerca de 116 milhões de m³ diários.

Quanto à infraestrutura para o combustível, o PDE 2029 prevê um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia em Barra dos Coqueiros (SE), conectado à UTE Porto Sergipe I (demanda máxima de cerca de 6 milhões de m³/dia); um segundo, com capacidade de regaseificação de 21 milhões de m³/dia em São João da Barra (RJ), no Porto do Açú, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (demanda

máxima de aproximadamente 6 milhões de m³/dia cada uma); e um terceiro, capaz de regaseificar 15 milhões de m³/dia, em Barcarena (PA), conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (demanda máxima de aproximadamente 3 milhões de m³/dia) e capaz de atender a outras demandas industriais.

A indicação de terminais de regaseificação corrobora o apontamento feito no PDE de que o GNL importado será o combustível que irá garantir a expansão termelétrica a gás natural em curto e médio prazos. Mas, por outro lado, isso também mostra incertezas quanto ao aproveitamento do gás de produção nacional, tanto em termos logísticos – reinjeção para aumento da produção de

petróleo, implantação de gasodutos e de terminais de liquefação nos polos produtores – quanto da competitividade de seu preço frente ao do gás importado.

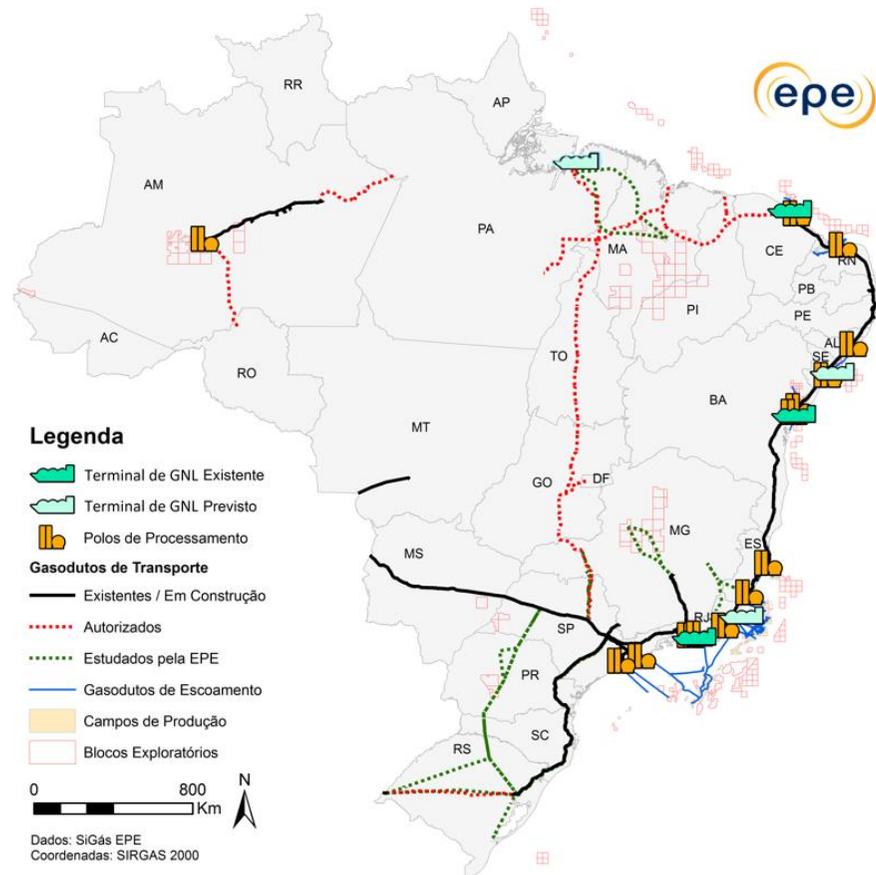
Agora, a essas incertezas se somam os efeitos da pandemia da Covid-19, sobretudo a redução drástica da demanda, que fez o preço do petróleo despencar no mercado global. Essa queda coloca em xeque o desenvolvimento de projetos do Pré-sal brasileiro com custo de produção superior à cotação do óleo, o que afeta também os volumes de oferta previstos para o gás associado.

O mesmo vale para o Novo Mercado do Gás. Seu objetivo de aumentar a quantidade de agentes transportadores e carregadores do combustível, de forma

a criar competição e assim baratear o preço do gás natural, tornou-se incerto. Tanto pela esperada queda da demanda pelo energético como pela provável falta de interessados em um investimento que, nesse momento, mostra-se de risco.

Assim, reforça-se a “solução GNL” para a termoeletricidade, a qual, de aparentemente temporária, pode perdurar por mais tempo do que o previsto. Com o gás nacional deixando de ser produzido nos volumes esperados e a expansão das UTEs na base – ainda que se considere que esse aumento seja menor, também como efeito da Covid-19 –, a tendência é de que o produto importado seja o carro-chefe dessa expansão.

Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural

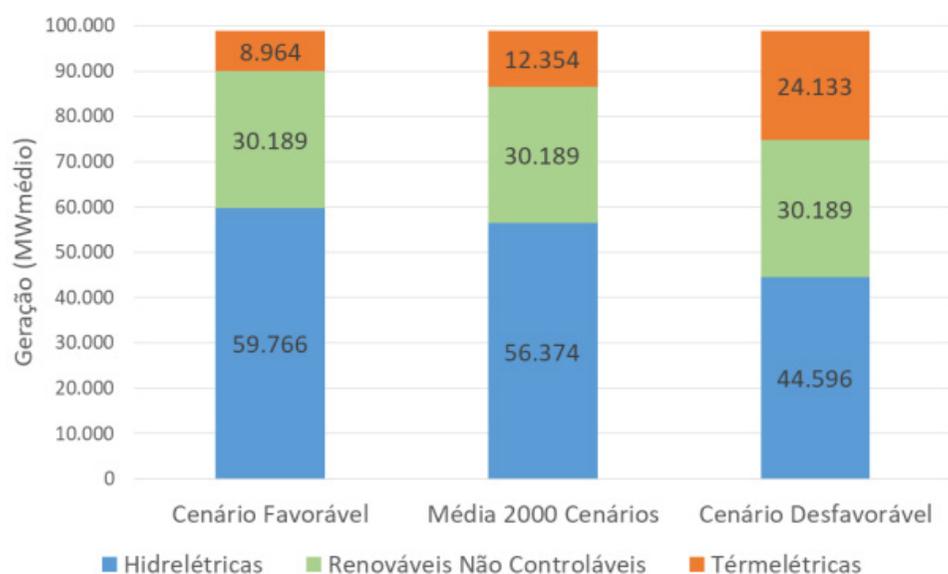


Fonte: Elaboração EPE

Outro ponto a ser destacado – e que pode afetar diretamente o uso da água para a geração termelétrica – é a simulação apresentada, para novembro de 2029, considerando a necessidade de despacho conforme o nível de afluência dos reservatórios hidroelétricos. Se, por um lado, o PDE aponta um alto grau de

incerteza quanto ao despacho térmico – que, na simulação feita, pode variar entre 9.000 MW médios e 24.000 MW médios –, o que beneficia a característica flexível das usinas, por outro não considera claramente possíveis conflitos no uso da água, caso se tratem de plantas que operem em ciclo aberto ou fechado.

Gráfico 3-12 – Atendimento à Demanda para novembro/29



Fonte: EPE, PDE 2029

Não se pode dizer, porém, que o estudo da EPE não deu atenção ao uso da água. Em um capítulo onde lista dez temas socioambientais que devem ser observados para a expansão energética brasileira, sobretudo de termelétricas, o PDE 2029 mostra a necessidade

de atenção com projetos destinados à região Nordeste, devido à escassez de água. Contudo, o plano não entra em mais detalhes, apontando apenas que tais questões podem ser minimizadas com a escolha correta de tecnologias.

Fontes de energia: valor ou preço?

Os leilões para contratação de energia elétrica no ambiente regulado têm sido marcados por reunir produtos destinados a variadas fontes. Inicialmente, para ampliar o peso das renováveis não hídras na matriz elétrica e reduzir seus custos, havia certames direcionados às energias eólica e solar. Agora, com o ganho de escala e o desenvolvimento crescente da indústria de fornecedores e com o barateamento de preço dos equipamentos, tais fontes participam de disputas com outras, como a hidrelétrica e a termelétrica, mas sem competição direta entre si, já que os preços referenciais ditados pela EPE são diferentes para cada fonte.

É fato que cada fonte tem mesmo seu preço, por suas características próprias, tecnologias utilizadas, contratos de fornecimento etc. Entretanto, ainda há muitas dúvidas sobre se os valores de referência estabelecidos pela EPE levam em consideração os atributos corretos que deveriam ser considerados no momento da precificação. Isso permitiria, inclusive, uma competição mais direta entre as fontes, com ganhos para o sistema elétrico e para o consumidor.

“A competição nos leilões se dá pelo preço da energia. Essa situação é mais evidente no mercado livre, onde o gerador que leva o contrato é aquele que oferece a energia mais barata. Atributos como limitação da oferta em determinados horários ou regulação de frequência não são quantificados nesse momento. No mercado regulado essa quantificação é feita parcialmente, quando se decide quais volumes energéticos vão ser supridos por quais fontes, termelétrica, eólica e solar, por exemplo. Mas, ainda assim, essa valoração não é completa”, explica Bernardo Bezerra, diretor-técnico da PSR.

Pensando nisso, a consultoria, em parceria com o Instituto Escolhas, desen-

volveu, em 2018, o estudo “Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?”², com base no PDE 2026. O trabalho propõe uma metodologia, a ser aplicada pelo planejamento energético brasileiro, que permita a correta valoração dos atributos de cada fonte. Assim, eliminariam-se 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 cal-

melétricas; 3) Custos de infraestrutura causados ou evitados pelo gerador, com vantagem para as térmicas a biomassa; 4) Subsídios e isenções, que beneficiam mais eólicas, solares e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs); e 5) Custos ambientais, que são maiores para as termelétricas, por suas emissões de GEE, e menores para renováveis como eólica e solar.

Um ponto crucial da metodologia é que sua aplicação não se dá para beneficiar uma ou outra fonte. Pelo contrário: sua aplicabilidade exige um portfólio variado de fontes, para um aproveitamento ótimo do sistema elétrico brasileiro: “como a valoração dos atributos deste

usinas eólicas e, mais recentemente, de solares fotovoltaicas.

“Esse fato começou a provocar impactos que não existiam antes. Um exemplo é o uso de termelétricas para compensar os problemas da reduzida capacidade de geração das usinas hidrelétricas na região Nordeste, causados pelas sucessivas secas dos últimos anos. O resultado foi o aumento dos custos, em razão dos preços elevados dos combustíveis fósseis e maior emissão de gases de efeito estufa. Além disso, com as mudanças climáticas – que podem impactar o fornecimento de energia de diversas fontes –, é ainda mais importante considerar o mix como um todo e não apenas as fontes isoladamente. Isso porque a sustentabilidade da matriz elétrica precisa ser considerada um fator primordial, assim como sua segurança e confiabilidade”, detalha o texto.

Aplicando a metodologia de correta valoração de atributos das fontes sobre as projeções do PDE 2026, o estudo do Escolhas/PSR apresenta 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 biomassa na matriz brasileira em 2035, totalizando 44% da composição da matriz, mudança que ocorreria sem afetar a competitividade e a atratividade dos megawatts-hora dessas fontes para os consumidores.

"Um ponto crucial da metodologia é que sua aplicação não se dá para beneficiar uma ou outra fonte. Pelo contrário: sua aplicabilidade exige um portfólio variado de fontes, para um aproveitamento ótimo do sistema elétrico brasileiro"

cular se essa diferença de preços é correta ou não, se ela reflete mesmo uma diferença real. Nosso trabalho vem valorar corretamente os atributos de cada fonte para que não haja essa disparidade aparente nos preços que não é real”, confirma Bezerra.

A metodologia propõe a valoração de atributos de cinco componentes: 1) Custo de investimento e operação, onde a vantagem é das fontes renováveis; 2) Serviços além do fornecimento de energia (modulação, sazonalidade, robustez e confiabilidade), que beneficiam as ter-

estudo considera a complementariedade entre as fontes de geração operando de forma conjunta, o plano de expansão ótimo para o sistema não deve necessariamente selecionar apenas a opção com o menor custo”, aponta o texto.

O estudo mostra que o modelo de contratação que foi adotado no país a partir de 2013, de leilões separados por fonte, fazia sentido porque a fonte hídrica dominava a expansão. Contudo, o mix de geração foi sendo alterado, com maior participação de termelétricas a combustíveis fósseis e, nos últimos anos, de

² http://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

Só falta faltar água

A geração termelétrica, independentemente da fonte utilizada, não é o segmento econômico com maior consumo de água. Pelo contrário: as termelétricas são as que registram um dos menores usos de recursos hídricos dentre os setores consuntivos.

De acordo com dados da publicação “Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2019”, da Agência Nacional de Águas (ANA), relativos ao ano anterior, o setor termoeletrico respondeu pela retirada de 93 m³/s de água em 2018, equivalente a 4,5% do total de 2.048 m³/s retirados por setores consuntivos.

Quando se considera o consumo – ou seja, a parcela de água que não é devolvida diretamente aos recursos hídricos –, a participação termelétrica é ainda menor: 3 m³/s (0,3% do total de 1.101 m³/s), o que garante um retorno de 90 m³/s nesse segmento.

Entretanto, a crescente participação termelétrica na matriz brasileira fez com que a ANA passasse a olhar o segmento com mais atenção. É o que a agência ex-

plica no “Manual de Uso Consuntivo da Água no Brasil”, também de 2019.

“A crescente tendência de uso dessa alternativa tecnológica na geração de energia, a alta demanda de água associada e a maneira como a água residual é devolvida ao meio ambiente, levaram a ANA a desenvolver estimativas para o setor. A inclusão dessa categoria de uso representa um desafio e, ao mesmo tempo, uma possibilidade para melhor caracterizar o uso dos recursos hídricos no território nacional.

A demanda de água em Usinas Termelétricas – UTEs depende das tecnologias de geração, tipo de combustível e sistema de resfriamento, bem como de condições ambientais intervenientes. A operação irregular – muitas vezes como fonte complementar à demanda não atendida pela geração hidrelétrica – também influencia expressivamente a variação intra e interanual das estimativas”, diz o manual no capítulo relativo à termoeletricidade.

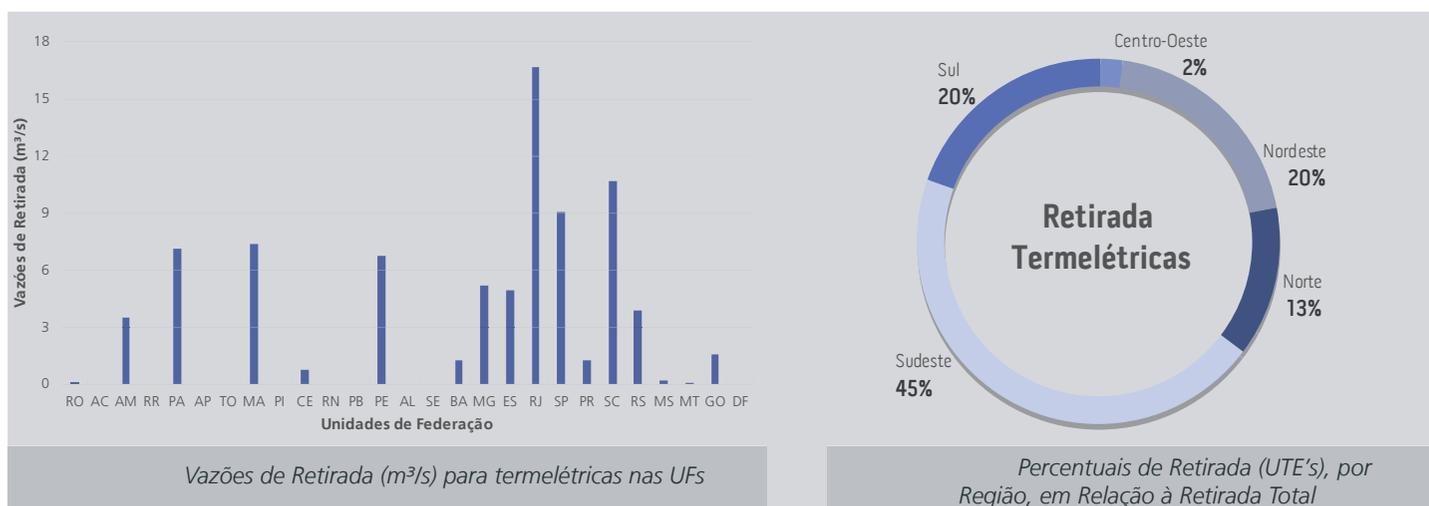
É, portanto, evidente a maior preocupação da ANA com a ampliação da quantidade de UTEs no Sistema Interligado

Nacional (SIN). Também chama atenção da agência o estado da água devolvida aos corpos hídricos – como o líquido é usado para resfriamento, seu retorno ao meio ambiente se dá em altas temperaturas, o que pode impactar fauna e flora no local da devolução.

As figuras a seguir mostram a variação das retiradas de água por estado e regiões brasileiras em 2017.

Quando se trata das unidades da federação, verifica-se que o Rio de Janeiro liderou o ranking de retirada de água com 21% do total, quase o dobro do percentual registrado em Santa Catarina (13%), o segundo colocado. Tal situação se explica pelo fato de o território fluminense abrigar a maior capacidade instalada em termelétricas do país. Contudo, é preciso ressaltar que o Rio passou por crises de abastecimento de água nesse período.

Os seis estados com maior retirada de água para termoeletricidade – Rio, Santa Catarina, São Paulo (11%), Pará (9%), Maranhão (9%) e Pernambuco (8%) – concentraram 72% da demanda total, somando 79,5 m³/s, equivalente a 3,8% da retirada total.



Fonte: Manual de Uso Consuntivo da Água no Brasil



Maria Paula Martins, Ex-subsecretária de Petróleo e Gás Natural do estado do Rio de Janeiro

"O sistema elétrico brasileiro sempre foi variável, mesmo com as hidrelétricas, devido à diferença de regimes hídricos em todo o país. A garantia das usinas eólicas é o sistema de transmissão brasileiro, que já desempenha esse papel para as hidrelétricas."

Maria Paula Martins, Ex-subsecretária de Petróleo e Gás Natural do estado do Rio de Janeiro

Ex-subsecretária de Petróleo e Gás Natural do estado do Rio de Janeiro, Maria Paula Martins acompanhou de perto o desenvolvimento de projetos termoelétricos no território fluminense, bem como no Espírito Santo, onde foi direto-

ra-geral da Agência de Serviços Públicos de Energia (ASPE). Ela chama a atenção para uma mudança na localização de UTEs a gás com o passar do tempo.

"Antes, os projetos buscavam proximidade com gasodutos. Nos últimos

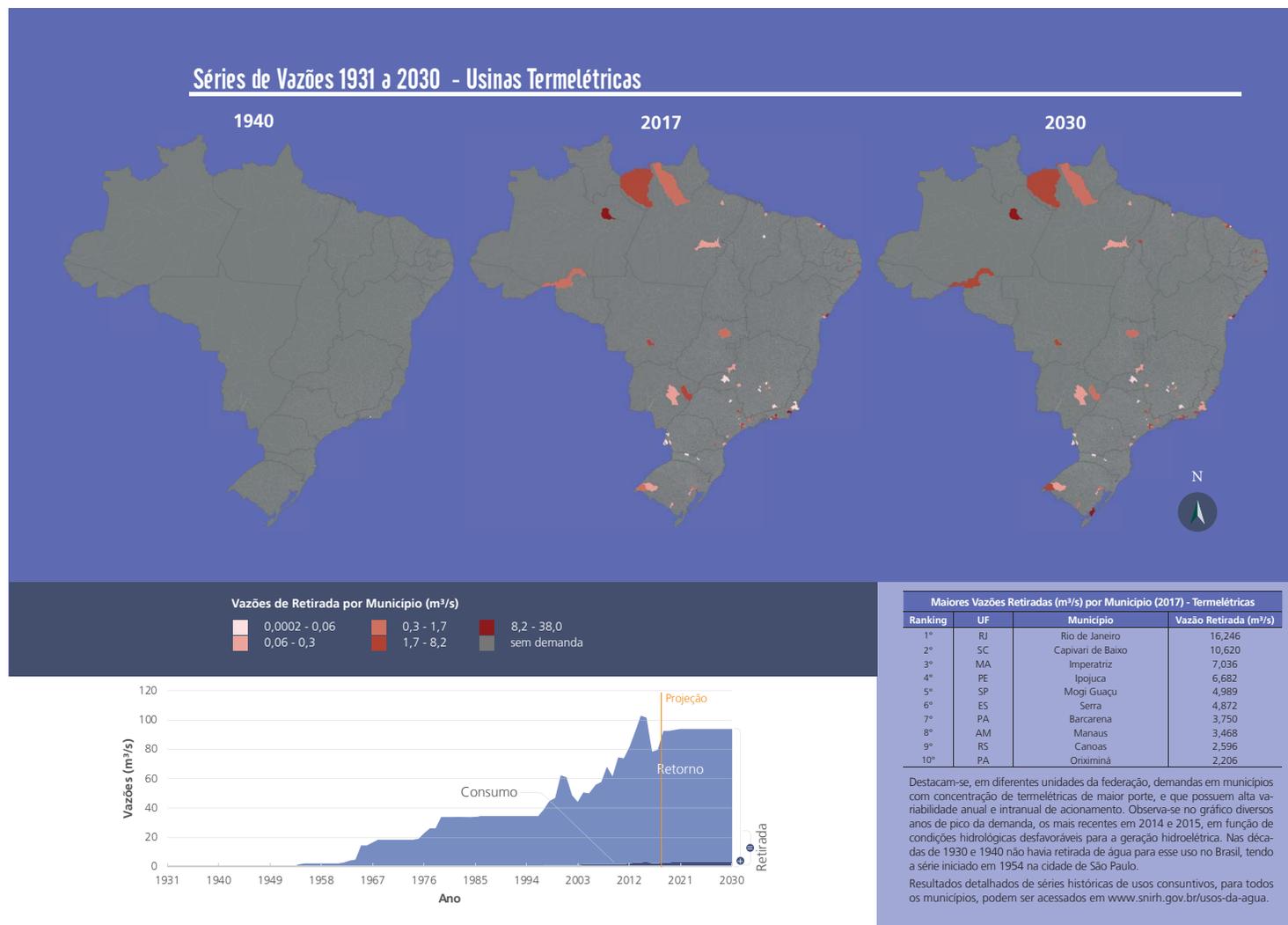
anos, as termelétricas estão sendo instaladas ou projetadas para locais próximos aos polos de produção de gás natural. Isso faz com que se privilegie áreas no litoral, perto dos pontos de chegada do gás *offshore* à costa e das UPGNs. Assim, a captação da água de rios para resfriamento se daria após todas as retiradas para outros usos", lembra.

Mesmo assim, o documento elaborado pela ANA observou que "cerca de 100 UTEs efetivamente demandam volumes de água significativos em seus processos – totalizando cerca de 45% da capacidade instalada total". E que "mesmo sendo uma atividade de intensificação mais recente, a retirada de água por UTEs, em escala nacional, é superior à soma de todas as retiradas para mineração e abastecimento humano no meio rural".

O manual apontou que a entrada em funcionamento de novas usinas e a continuidade da operação de UTEs em operação no momento do estudo faria com que a demanda média dessas plantas alcançasse 93,7 m³/s em 2021. Novamente, é preciso esclarecer que tal previsão é anterior ao atual momento global de pandemia da Covid-19, mas, como já dissemos, serve como um indicativo.

A característica de despacho das termelétricas na matriz elétrica brasileira, contudo – tanto para situações de baixa dos reservatórios hidroelétricos como para garantia das fontes eólica e solar fotovoltaica –, pode alterar para mais a retirada de água prevista pela ANA.

A agência assinala números de 2014 e 2015, quando a demanda termelétrica superou 100 m³/s. Esses anos registraram crises hídricas que afetaram a geração hidrelétrica e fizeram com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acionasse mais as UTEs. "Portanto, os cenários futuros de uso da água pelas térmicas podem ser altamente afetados pelas condições hidrológicas", reforça o manual.



Fonte: Manual de Uso Consuntivo da Água no Brasil

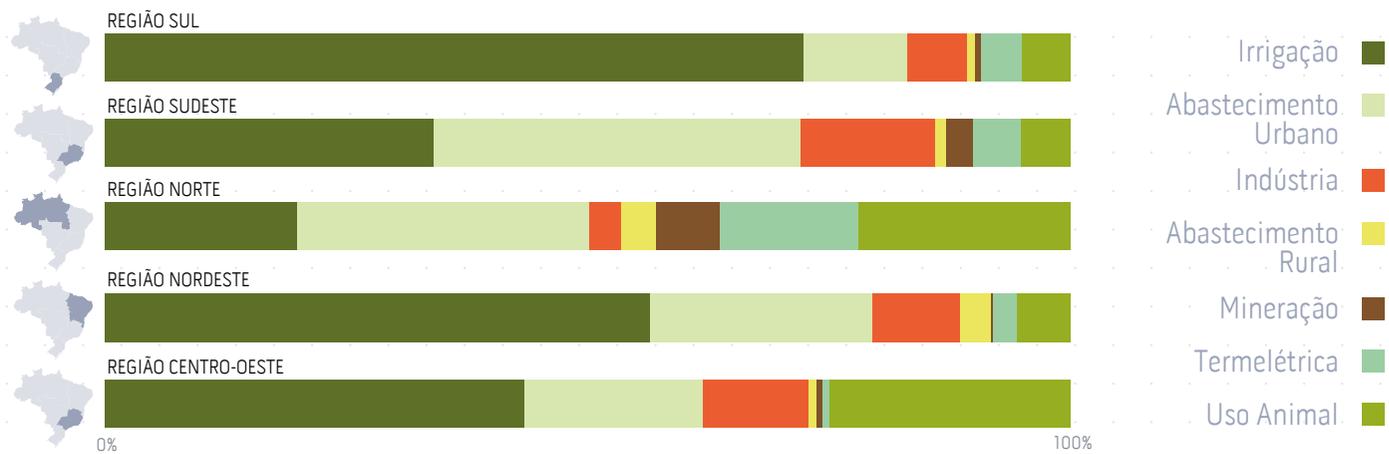
Voltemos à “Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2019”. O documento aponta o grande aumento da demanda por uso de água no país nas últimas duas décadas, que chegou a 80%. E, até 2030, a previsão é que a

retirada de água para os mais variados consumos aumente 26% (tomando 2018 como base).

O gráfico a seguir apresenta a demanda de água por região do país. Sua apresentação se mostra importante

para o próximo ponto desta análise: os conflitos envolvendo o uso da água entre os segmentos agrícola, para irrigação, e geração de energia elétrica, particularmente a termoeletricidade, para resfriamento.

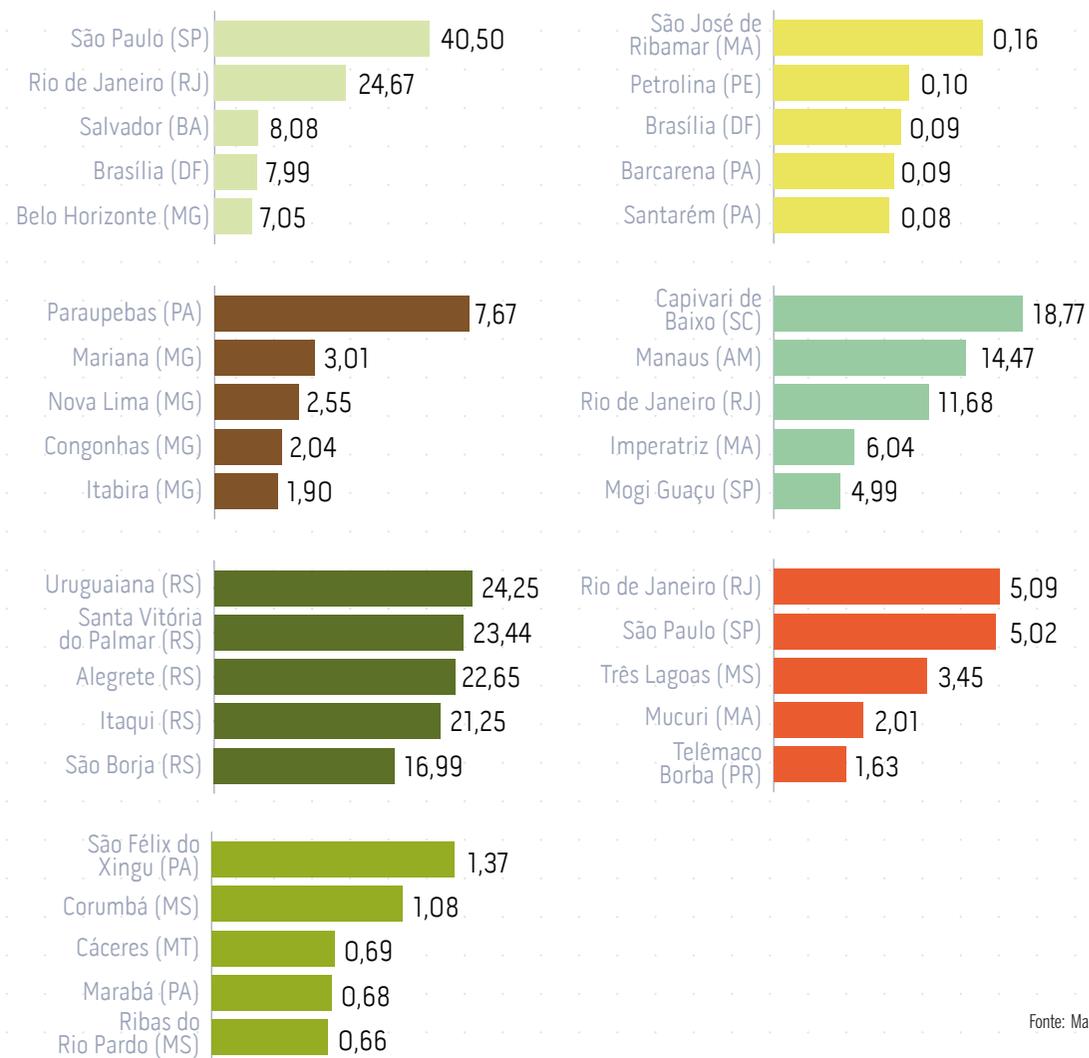
DEMANDA DE ÁGUA POR REGIÃO GEOGRÁFICA



MUNICÍPIOS DO BRASIL COM AS MAIORES RETIRADAS DE ÁGUA EM 2018

POR FINALIDADE (Em m³/s)

As escalas variam conforme a finalidade



Os dados referentes a todos os municípios do País, para os diferentes usos, entre 1931 e 2030, estão disponíveis em: <https://bit.ly/2UfoLu1>

Fonte: Manual de Uso Consuntivo da Água no Brasil

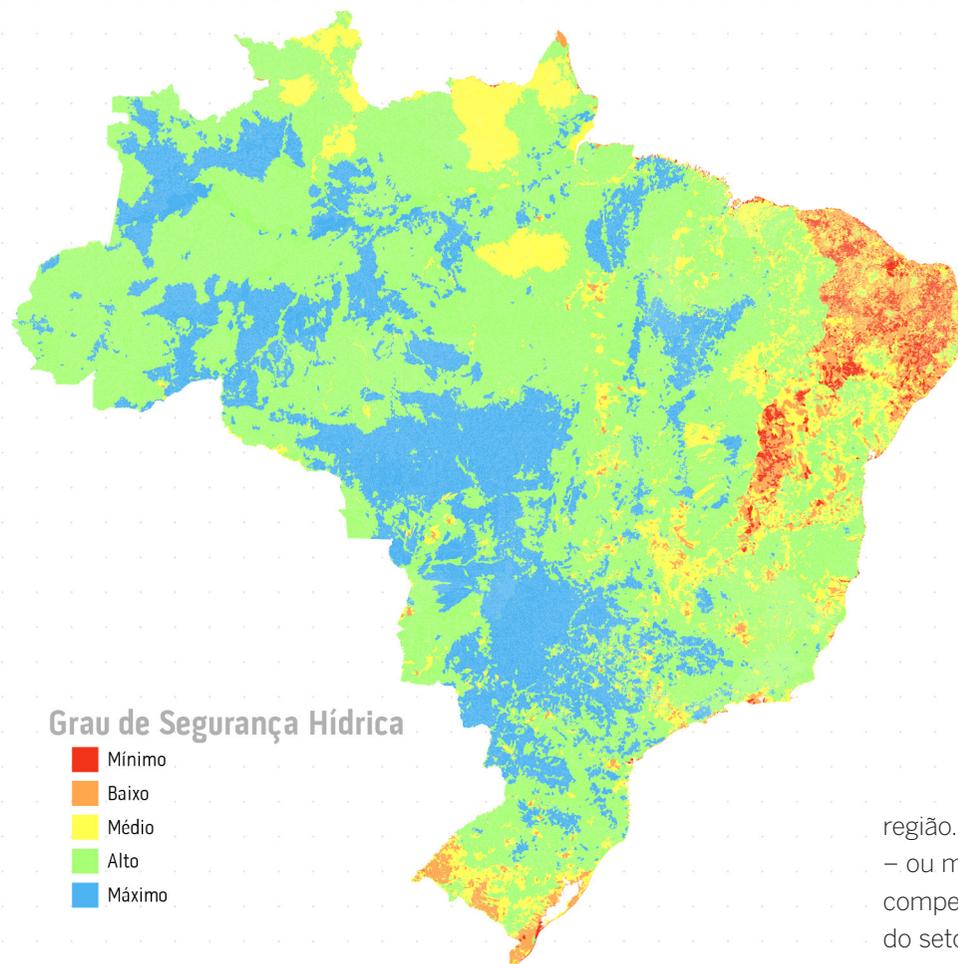
O mapa a seguir ilustra o índice de segurança hídrica no Brasil, de acordo com a ANA. Em relação a esse mapa, o “Conjuntura” assinala que “as regiões do País con-

sideradas mais críticas são aquelas com indicadores mais expressivos de dimensões humana e econômica. Concentram 54,8 milhões de pessoas e potencial eco-

nômico de R\$ 357 milhões por ano – projeção para 2035, sem as ações propostas pelo Plano Nacional de Segurança Hídrica (PNSH), lançado em abril de 2019:”

ÍNDICE DE SEGURANÇA HÍDRICA DO BRASIL

em 2035



Fonte: Manual de Uso Consuntivo da Água no Brasil

As regiões do País consideradas mais críticas são aquelas com indicadores mais expressivos de dimensões humana e econômica. Concentram 54,8 milhões de pessoas e potencial econômico de R\$ 357 milhões por ano – projeção para 2035, sem as ações propostas pelo PNSH.

Os dados referentes ao ISH do Brasil estão disponíveis no SNIRH em <https://bit.ly/2U6bzz2>.

Uma breve análise do mapa mostra que o Nordeste é região brasileira com os menores índices de segurança hídrica (mínimo e baixo) dentre todas. Também é possível observar baixos níveis de segurança na região metropolitana do Rio de Janeiro e no extremo sul do país.

Nessas situações, em regiões litorâneas, uma das soluções possíveis seria a utilização de água do mar dessalinizada para o resfriamento termoelétrico, como

ocorre no Complexo Termonuclear de Angra dos Reis (RJ). Entretanto, como ainda se trata de uma tecnologia relativamente cara, há preocupação com a competitividade de projetos que optem por essa solução.

Voltando novamente o olhar para a região Nordeste, porém, é possível que a melhor solução não seja a expansão termelétrica, mas sim um aproveitamento maior do regime de ventos e solar da

região. A “intermitência” dessas fontes – ou melhor dizer “variabilidade” – seria compensada por um velho conhecido do setor elétrico brasileiro: o sistema de transmissão.

“A intermitência no sistema elétrico brasileiro sempre existiu, mesmo com as hidrelétricas. A época de reservatórios hídricos cheios na região Sul é a de reservatórios mais secos no Nordeste, e vice-versa. Então, o Sistema Interligado Nacional já servia para equalizar essa diferença. As usinas eólicas precisam de complementação, que é feita com térmicas, e essa complementação tem de usar o *grid* de transmissão, como já se faz para as hidrelétricas”, destaca Maria Paula Martins.

Quanto vale a água?

Em 2019, a PSR desenvolveu outro estudo em parceria com o Instituto Escolhas: “Setor elétrico: como precificar a água em um cenário de escassez?”. A metodologia e os resultados mostram a necessidade de Governo, agentes e sociedade debaterem a necessidade de estabelecer a água como insumo e a promover a adoção de mecanismos de preço, a partir da análise de três casos de conflito e disputa pelo recurso hídrico. Quais os fatores que geram os conflitos entre os diversos usos da água no país?

Como já mencionado, o Brasil ocupa uma posição privilegiada em relação aos recursos naturais. O país detém 12% da água doce do planeta. Então, por que estamos vivendo problemas de abastecimento nos últimos anos, em variados segmentos consuntivos?

A resposta mais óbvia, e que tem sido amplamente divulgada, aponta para problemas relacionados às mudanças climáticas. A crise climática global vem alterando o regime pluviométrico do país, afetando nossos recursos hídricos e, conseqüentemente, a disponibilidade de água para consumo.

Contudo, o estudo mostra que, além do resultado de impactos ambientais, os conflitos relacionados ao uso da água, em particular pelo setor elétrico brasileiro, têm sido causados por falta de planejamento. Ou seja, não se trata de problemas estruturais, mas sim de impasses conjunturais, que podem ser resolvidos – ou minimizados – com gestão eficiente.

“A água é insumo para todas as atividades humanas: geração de energia, produção agrícola e industrial, abastecimento de cidades e áreas rurais e manutenção dos ecossistemas de uma bacia. A boa gestão da água deve abranger e compatibilizar todos esses usos para que sua exploração seja sustentável”, aponta o relatório da pesquisa.

Duas falhas conjunturais são apre-

sentadas. Uma delas é o monitoramento dos recursos hídricos no Brasil, que ainda carece de dados em diferentes áreas, como informações mais precisas sobre precipitações e retiradas, consumo e retorno da água. A outra acaba sendo resultado da primeira: o lapso de dados causa problemas na valoração e na precificação da água. Para o setor elétrico, isso pode provocar tanto encargos extras na tarifa paga pelo consumidor como até mesmo impedir a geração, comprometendo o abastecimento elétrico.

O estudo analisa três casos: a Bacia do rio Jaguaribe, no Ceará, onde foram instaladas as termelétricas Pecém I e II, a carvão mineral; a Bacia do rio São Francisco, nas regiões Sudeste e Nordeste, que abriga UTEs a bagaço de cana, biomassa, biogás e óleo diesel e tem projetos a gás natural com instalação prevista;

drica, o Nordeste.

Pecém I, com potência de 720 MW, entrou em operação comercial em 2012. No ano seguinte, deu a partida Pecém II, de 365 MW. As duas usinas foram contratadas nos leilões de energia no ambiente regulado A-5 de 2007 e 2008, respectivamente. As plantas, instaladas no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, na região metropolitana de Fortaleza, capital do Ceará, são abastecidas por carvão mineral importado da Colômbia e desembarcado no porto vizinho.

“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 meta-

"Resultado de impactos ambientais, os conflitos relacionados ao uso da água, em particular pelo setor elétrico brasileiro, têm sido causados por falta de planejamento. Ou seja, não se trata de problemas estruturais, mas sim de impasses conjunturais, que podem ser resolvidos – ou minimizados – com gestão eficiente".

e o caso da hidrelétrica de Belo Monte, implantada no rio Xingu, no Pará. Neste trabalho, vamos nos ater à situação das termelétricas cearenses, por estarem na região brasileira de maior criticidade hí-

de da população do estado. Outros usos que abastece o açude são a irrigação, piscicultura e regularização da vazão do Rio Jaguaribe”, explica o estudo.

Embora as usinas utilizem o sistema



Vista área do Complexo Termelétrico do Pecém
Arquivo Eneva

de resfriamento fechado úmido (WCT), cuja retirada de água é bem menor que a de plantas em ciclo aberto, seu consumo é bem maior – cerca de 75% do volume retirado –, portanto, com pouco retorno de água. Devido à proximidade com o litoral, o licenciamento das plantas poderia ter exigido o uso de água do mar desalinizada. Mas isso não ocorreu.

Em 2016, o governo cearense promulgou a Lei no 16.103, que criou a tarifa de contingência pelo uso dos recursos hídricos em período de situação crítica de escassez hídrica, chamada de “co-

brança de Encargo Hídrico Emergencial” (EHE). O encargo foi estabelecido pouco antes da grave crise hídrica registrada em 2017 pelo Castanhão, quando seu volume foi reduzido a 5% de sua capacidade – o pior cenário desde 2002, quando o açude entrou em operação.

A última EHE (Decreto nº 32.305 de 11 de agosto de 2017) observada na pesquisa indicou valores entre R\$ 2,067 e 3,101 por m³ de água consumida. Esses números incidiriam sobre o consumo de água no período subsequente – de setembro de 2017 a agosto de 2018.

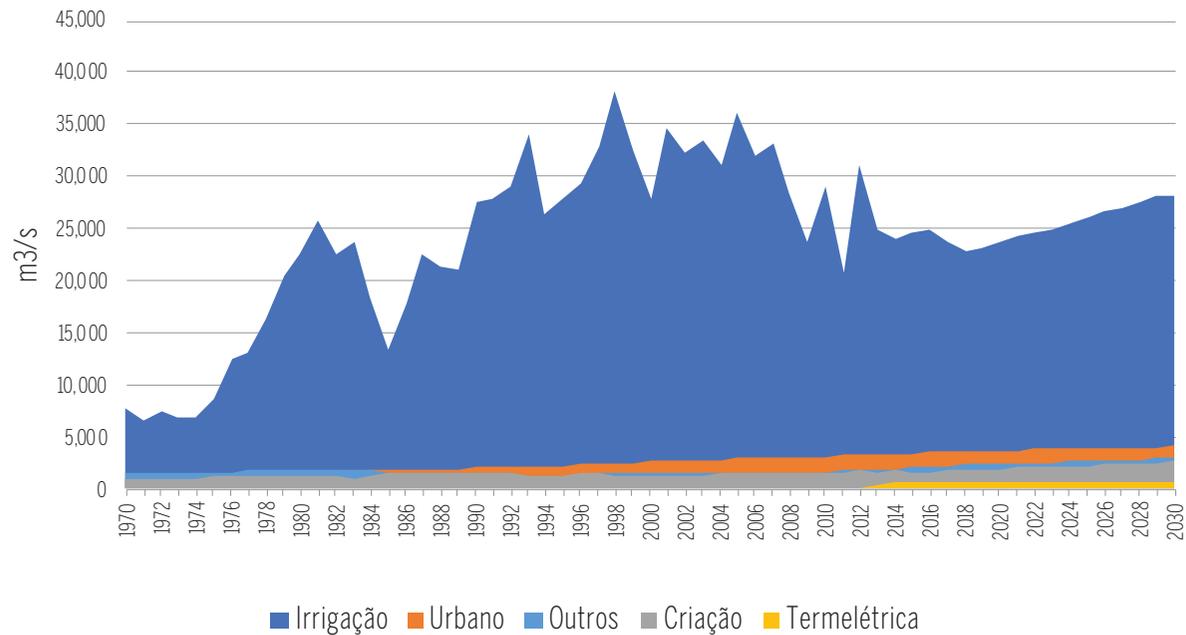
A EHE foi cobrada de Pecém I e II, mas seu repasse ao custo da energia foi proibido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Contudo, ações judiciais garantiram o repasse da cobrança adicional, que equivaliu a um valor extra de R\$ 148 milhões nas contas de energia de todos os consumidores do país entre setembro de 2016 e agosto de 2019. Cobrança que poderia ter sido evitada, caso houvesse uma correta precificação da água, com base no nível de criticidade da Bacia do Jaguaribe, sugere o estudo.

Bacia do rio Jaguaribe

Nível de Criticidade	R\$/m ³	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

O principal uso da água nessa bacia é a irrigação, que responde por 73% da demanda. Verifica-se uma forte relação entre o aumento do uso do água e o aumento dos ganhos com a produção agrícola (R\$ 100 milhões).

Usos da água da bacia do rio Jaguaribe



Fonte: Com base no Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil. Brasília: ANA, 2019.

O estudo do Instituto Escolhas/PSR simulou “o custo de oportunidade desse insumo em uma situação de escassez na bacia. O custo de oportunidade é a relação entre escolha e renúncia do melhor uso e do maior benefício financeiro do recurso hídrico” – no caso, o agrícola.

Varição do Custo de Oportunidade da Água Jaguaribe (R\$/m³)

Alto Jaguaribe	0,43 - 4,56
Salgado	0,19 - 1,28
Banabuiú	0,66 - 4,61
Médio Jaguaribe	0,28 - 1,38
Baixo Jaguaribe	0,52 - 1,21
Bacia do Jaguaribe	0,38 - 1,59

A proposta é que “a cobrança pelo uso dos recursos hídricos pelas termelétricas seja equivalente ao nível de criticidade da fonte hídrica que a abastece. O valor mínimo adotado é o Preço Público Unitário (PPU) (*determinado pelos Comitês de Bacias Hidrográficas*) para a cobrança do uso do recurso hídrico definido para cada bacia e o valor máximo é o Encargo Hídrico Emergencial, adotado pelo estado do Ceará durante a crise hídrica de 2017. Os valores intermediários são frações proporcionais ao intervalo entre o valor mínimo e máximo”.

Do consumidor ou “prossumidor”?

Voltemos ao PDE 2029. O estudo faz a seguinte observação em relação à geração termelétrica: “Cabe lembrar que existem medidas de redução do consumo de água na geração de energia que podem evitar tais conflitos e, assim, permitir que a expansão termelétrica ocorra sem prejudicar a população e demais usuários. **Dentre essas medidas, pode-se citar o uso de fontes alternativas (água do mar, por exemplo), reuso da água e emprego de tecnologias de resfriamento a ar ou sistemas híbridos ar-água** (grifo nosso).”

Já existem, portanto, opções tecnológicas capazes de diminuir o consumo hídrico dos projetos termoelétricos. Algumas usinas já implantadas no país vêm caminhando nesse sentido. Seja no uso de refrigeração a ar, seja no aproveitamento de água do mar nesse processo.

Contudo, a observação de temas socioambientais feita pelo PDE, os documentos da ANA e os estudos do Instituto Escolhas/PSR chamam a atenção para a região Nordeste. É, de fato, preocupante que parte da expansão termelétrica prevista para o país considere a implantação de projetos na região com o uso de águas fluviais ou lacustres. Tanto pelo risco de se aumentar as tarifas de energia elétrica inicialmente propostas nos leilões de contratação de energia no ambiente regulado, devido a custos extras pelo uso da água, como o demonstrado no caso das UTEs Pecém I e II, como pela possibilidade de essas plantas não conseguirem gerar no momento em que são acionadas pelo ONS por falta de água.

Especialistas consultados para a elaboração deste trabalho sugerem ser crucial que a expansão termelétrica seja mais bem detalhada no momento da contratação desses projetos nos certames centralizados, prevendo inovações tecnológicas e/ou sustentáveis. Como

os benefícios ambientais ainda não são corretamente valorados nos leilões, as inovações tendem a encarecer o valor da tarifa e tirar a competitividade dessas plantas diante de outros projetos menos elaborados. Assim, é preciso garantir espaço para esses projetos inovadores no momento da contratação.

Exemplo disso é citado pelo estudo do Instituto Escolhas/PSR que aponta que metade das UTEs instaladas na China usam refrigeração a ar – certamente atendendo à demanda do planejamento energético daquele país.

“Dentre essas medidas, pode-se citar o uso de fontes alternativas (água do mar, por exemplo), reuso da água e emprego de tecnologias de resfriamento a ar ou sistemas híbridos ar-água.”

“Chegou-se a fazer, no planejamento, uma macrolocalização para identificar regiões de maior estresse hídrico. Mas é possível instalar uma termelétrica em qualquer lugar, já que o sistema elétrico brasileiro está suficientemente desenvolvido e interligado para impedir restrições locais desses projetos. Assim, considerar o uso da água ou inovações tecnológicas para redução de impacto vai ser mais importante na fase de projeto de engenharia e de licenciamento ambiental do que no momento de se pensar como fazer a expansão da oferta elétrica”, opina uma fonte do setor que já atuou no planejamento energético.

Nos casos de projetos que utilizem água em seus sistemas de refrigeração, faz-se necessário garantir a correta precificação do uso da água para a termoeletricidade, considerando os demais usos

consuntivos. Para que isso ocorra, destaca o estudo do Instituto Escolhas/PSR, é preciso “melhorar o monitoramento da água, com planejamento e gestão efetiva de todos os dados relativos às retiradas, uso e retorno”. O monitoramento correto exige, entre outras ações, a reconstituição das séries de vazões; a ampliação das medições das precipitações, tanto em quantidade como em distribuição geográfica/espaçial; a criação de uma base de dados oficial sobre o tipo de sistema de resfriamento de cada termelétrica, já que a quantificação desse setor

é limitada; e, sobretudo, evitar áreas hidrologicamente críticas na instalação de UTEs com resfriamento à base de água.

Outra recomendação de especialistas aponta para a localização dos novos projetos termoelétricos. Para evitar estresse hídrico, o ideal é que as usinas sejam instaladas próximo ao litoral, com o uso de água do mar para resfriamento. Tal medida também se mostra importante pela oferta de gás natural. Seja pelas reservas do Pré-sal e pela expansão dos investimentos a partir do Novo Mercado de Gás, seja pela regaseificação de GNL – independentemente do que o futuro pós Covid-19 afete nos planos quanto a esses recursos.

Portanto, o debate do lugar do gás em uma transição energética para uma economia com baixa emissão de GEE, passa pelo desafio do planejamento indicar com

precisão esse papel em nossa matriz, que sinalize o horizonte de tempo da sua permanência nessa condição, e como se faz efetivamente a sua substituição, ainda que gradativa, por outras fontes.

Para que isso aconteça, é preciso também desconstruir alguns conceitos associados a fontes renováveis. Um deles, que vem sendo amplamente utilizado, é o de “intermitência”. Sabe-se que as fontes eólica e solar têm limitações e não podem ser acionadas apenas pela necessidade dos consumidores. Mas isso também vale para as hidrelétricas, sobretudo para plantas a fio-d’água, que dependem dos regimes hídricos, e para as termelétricas a gás natural, que precisam de infraestrutura de transpor-

complementando a geração hidrelétrica. A fonte térmica também é variável, porque está sujeita a questões logísticas e de suprimento”, reforça Sergio Leitão, do Instituto Escolhas.

A inovação tecnológica, que vem avançando a passos largos, também joga por terra o conceito de “intermitência” e mesmo o de garantia da geração a gás natural. Por um lado, os debates sobre transição energética mostram a tendência de barateamento de baterias, tanto de pequeno como de grande porte, para armazenar a eletricidade produzida pelas fontes renováveis – o próprio PDE 2029 considera a inserção de baterias íon-lítio a partir de 2024. Por outro, o desenvolvimento de novas alternativas para liquefa-

tural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica.

Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético) os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos.”

De acordo com o relatório “*The Outlook for Biogas and Biomethane*”, produzido em março pela Agência Internacional de Energia (IEA, para a sigla em inglês), o correto aproveitamento do lixo orgânico pode fazer com que o biogás e o biometano supram 20% da demanda global por gás natural. O que também seria útil para diminuir a pegada de carbono do gás natural, “evidenciando uma sinergia positiva entre o combustível fóssil e o renovável”, aponta o PDE 2029.

As fontes renováveis de energia elétrica também ganham destaque em outro segmento considerado no planejamento energético brasileiro: a geração distribuída. Nos últimos anos, essa forma de produção de eletricidade cresceu exponencialmente no Brasil, estimulada pela Resolução Normativa (REN) 482, editada pela Aneel em 2012. E, embora o órgão regulador esteja propondo a revisão das isenções tarifárias concedidas a essa modalidade, seu crescimento – que reforça a figura do “pro-sumidor”, ou seja, o consumidor que produz sua própria energia –, ainda que talvez diminua seu ritmo, deve continuar.

Se a expansão hidrelétrica tende a diminuir diante da escassez de novos aproveitamentos, por restrições socioambientais, é preciso considerar uma alternativa a partir das plantas já em operação: a repotenciação. O PDE 2029 considera como “conjunto de usinas elegíveis à repotenciação aquelas com pelo menos 25 anos de operação e potência instalada superior a 100 MW, desconsi-

"Diante de um quadro que aponta para uma flexibilidade cada vez maior no uso das variadas fontes, parece ser mais proveitoso considerá-las sob uma perspectiva de variabilidade, e não de intermitência."

te, liquefação, armazenamento e regaseificação, sem contar com garantia de suprimento do energético.

Diante de um quadro que aponta para uma flexibilidade cada vez maior no uso das variadas fontes, parece ser mais proveitoso considerá-las sob uma perspectiva de variabilidade, e não de intermitência. “Todas as fontes são variáveis. Os sistemas hoje já são flexíveis e o serão cada vez mais. A energia hídrica, que é variável, ainda assim é considerada como de base. Ela depende de um sistema que é sazonal. A mesma lógica vale para a energia eólica, que é variável, e não intermitente. Já sabemos a estabilidade que ela dá ao sistema elétrico brasileiro,

ção, armazenamento e regaseificação do gás natural pode tornar obsoleta toda a estrutura atual para esse energético, exigindo novos – e caros – investimentos.

Na esteira do gás natural de origem fóssil, surge outra possibilidade para atender a demandas regionais e locais de energia: o biogás. Oriundo de matéria orgânica, esse biocombustível pode ser utilizado tanto para geração de energia elétrica como para sua conversão em biometano, substituindo o gás natural veicular (GNV) e deslocando outros combustíveis fósseis, como o óleo diesel.

Como ilustra o PDE 2029, “este insumo energético é rico em metano, cujo poder calorífico é similar ao do gás na-



Sergio Leitão, diretor executivo do Instituto Escolhas

derando aquelas que já sofreram eficiência e tiveram por resultado o recálculo das suas garantias físicas. Estima-se que o potencial brasileiro de repotenciação é de cerca de 50 GW, distribuído em 51 usinas em todos os subsistemas”.

Continua o texto: “Em ações de recapitação é admissível que se encontrem possibilidades de incrementos técnicos que resultem também em aumento da capacidade nominal instalada. Goldberg (2011) em estudo do Banco Mundial coloca ganho típico de capacidade de 12%. Já EPRI (2000) admite ganhos típicos de 5 a 20% na potência instalada. Considerando esta informação em conjunto com o potencial brasileiro de repotenciação, teríamos cerca de 2,5 GW a 10 GW de estimativa de incremento de potência no País”. Potência nada desprezível diante das projeções de necessidade elétrica.

Em um horizonte de prazo maior, pode-se considerar ainda inovações tecnológicas que podem agregar mais capacidade instalada à matriz elétrica brasileira. Por exemplo - já presente em outros

“A região [Nordeste] é uma espécie de ‘OPEP’ do vento, mas não se está dando a devida valoração financeira a isso. Assim, será mesmo preciso trocar a expansão eólica na região por termelétricas, que vão exigir uma infraestrutura de abastecimento ou importação de gás?”

Sergio Leitão, diretor executivo do Instituto Escolhas

países do mundo, são as eólicas *offshore*. O PDE 2029 considera a instalação de eólicas *offshore* no Brasil a partir de 2027, mas ressalta que essa tecnologia ainda apresenta custos elevados. Apesar disso, “a evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e socioam-

bientais, bem como os avanços regulatórios no Brasil, podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia nos próximos Planos, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico”, conclui a EPE.

Sabemos da impossibilidade de qualquer planejamento de prever o futuro. Por isso, o PDE frisa a necessidade de revisão constante das premissas, que vão alterar também as indicações.

Em um contexto de crescente pressão dos agentes econômicos para ampliar a exploração do gás natural no país e do entendimento de que caberá ao setor elétrico absorver parte significativa dessa expansão, é importante que se possa discutir o impacto dessa medida, em especial na limitação da oferta das fontes renováveis.

A pressão dos agentes econômicos por essa ampliação se expressa no programa federal Novo Mercado de Gás e no Plano Decenal de Energia 2029, que dá importância significativa às térmicas a gás na expansão da matriz elétrica. Dos 60 GW de expansão da capacidade instalada prevista

no PDE 2029, mais de 23 GW deverão vir de térmicas a gás, incluindo novas usinas e o retrofit de usinas existentes. O PDE 2029 também identifica a possibilidade do preço internacional do GNL permanecer mais competitivo do que parte significativa da produção nacional, colocando em questão a necessidade de se investir na expansão da exploração do gás natural no país (o que poderá se tornar um fator de risco ainda maior, em razão da queda dos preços do petróleo com a crise da Covid-19).

A expansão da participação de termelétricas movidas a gás natural na matriz elétrica brasileira está cercada por incertezas e fatores de riscos. O maior desses riscos é o do aumento das emissões de GEE pelo setor elétrico, um claro retrocesso na transição para zerar as emissões do setor. O aprofundamento da crise climática e a possível adoção de uma precificação das emissões de carbono no médio prazo traz incertezas quanto a obsolescência dessas térmicas e sobre os seus reais custos. Outro risco evidente diz respeito a capacidade competitiva do gás natural nacional, se considerados o volume de investimentos necessários para a expansão dessa oferta (gasoduto e portos de regaseificação), seu retorno financeiro de longo prazo e a oferta abundante em face dos preços internacionais do produto. Adicionalmente, há a incerteza sobre a viabilidade econômica do preço da energia gerada pelas térmicas a gás natural se considerados seus diferentes usos pelo setor elétrico (parcial ou como reserva de energia).

Assim, se antes mesmo da crise da pandemia já era evidente a necessidade de se injetar uma dose maciça de moderação para conter a euforia com que se faziam as previsões dos investimentos na expansão do gás em nossa

matriz elétrica, isso agora se tornou imprescindível em razão do quadro absoluto de desarranjo da economia mundial, evitando que decisões estratégicas para o futuro do país sejam tomadas sem levar em conta todos os fatores de riscos para uma correta avaliação dos seus impactos. ●

Apoio:

