Relatório Macro LCA

julho de 21

A crise hídrico-energética no Brasil em 2021

A matriz energética brasileira é usualmente alvo de elogios por ser bastante "limpa", com elevada participação de fontes renováveis. Não obstante, volta e meia o fantasma do risco de suprimento vem à tona. O problema, em 2001, 2007/08, 2014 e agora, é a falta de "combustível": água suficiente nos reservatórios, já que aproximadamente 60% da oferta doméstica é hidrelétrica.

Revisitar o "racionamento" de energia elétrica feito em 2001 é um bom ponto de partida para realizar uma análise sobre esse tema, já que ele é sempre referência quando tais temores aparecem. Naquele momento, o contexto do setor elétrico era de elevada fragmentação (baixa interligação entre os subsistemas regionais) e excessiva dependência da energia hidrelétrica, ameaçada por baixos níveis dos reservatórios em função de pluviosidade desfavorável. Sem meios de ampliar tempestivamente a oferta, restou buscar uma readequação da demanda - um plano de racionamento. Em meados de maio de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise Energética; em junho de 2001, o racionamento teve início e se estendeu até fevereiro de 2002. A região Sul não foi incluída e a região Norte saiu do plano em janeiro de 2002. O plano previa metas de redução de consumo e penalidades de cunho pecuniária ou mesmo de corte de fornecimento de energia, conforme detalha a Tabela 1.

Tabela 1. A implementação do racionamento de energia elétrica em 2001

		Penalidades		
	Metas de corte de Consumo*	**Corte de energia**	**Monetárias**	**Recompensas**
Residências**	-20%	3 dias na 1ª ocorrência e de 4 a 6 dias em caso de reincidência	Forte aumento (entre 50 e 200 %), dependendo da faixa de consumo	Bônus para quem consumisse abaixo da meta
Comércio indústria e serviços baixa tensão	-20%	1 dia a cada 3 % de descumprimento da meta	Preço determinado pelo observado no mercado atacadista para consumo além da meta e/ou redução de saldo acumulado em meses anteriores	Bônus; consumo abaixo da meta poderia ser utilizado em mês posterior ou vendido a distribuidoras
Comércio indústria e serviços alta tensão	entre -25 % e -10 %			
Consumidores rurais	-10%	1 dia a cada 6 % de descumprimento da meta	-	-
Poder público	entre -20% e -35 %	-	-	-
Hospitais/unidades de saúde	-10%	-	-	-

*Base: consumo no trimestre mai/jun de 2000; **consumo superior a 100 kWh

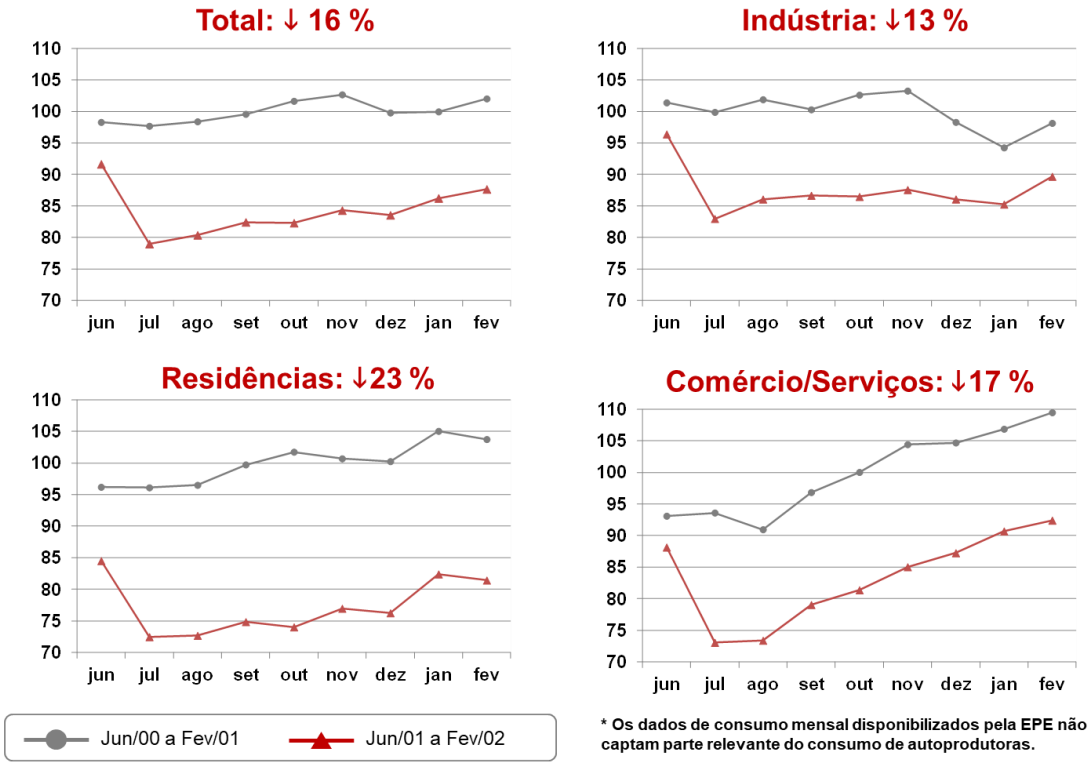
Publicação produzida pela LCA exclusivamente para clientes. Reprodução proibida.

Este relatório foi preparado com informações de acesso público, analisadas rigorosamente pela LCA. O usuário deste material assume integralmente a responsabilidade pelas consequências da sua utilização.

Rua Cardeal Arcoverde, nº 2450 | Conjunto 301 ao 309 | Bairro Pinheiros | CEP 05408-003 | São Paulo – SP | Tel + 55 11 3879-3760 | fax 3879-3737 | contato@lcaconsultores.com.br | www.lcaconsultores.com.br

O plano foi bem sucedido na redução do consumo e foi capaz de evitar cortes não-programados de energia em 2001 e 2002, como pode ser visto no Gráfico 1.

Gráfico 1. Consumo mensal *na rede por classes de consumo (Jun/00 a Fev/01 = 100)**



Fonte: EPE. Elaboração: LCA Consultores.

Em termos macroeconômicos, aquele episódio, acrescido do choque financeiro desfavorável associado ao atentado às torres gêmeas em setembro e ao colapso da economia argentina, contribuíram para que o PIB brasileiro avançasse apenas 1,5% em 2001, muito abaixo dos 3,5% a 4,0% projetados no começo daquele mesmo ano, e influenciou bastante as eleições gerais ocorridas no final de 2002.

A experiência, no entanto, impulsionou a percepção da necessidade de mudanças na concepção e mesmo operação do sistema. Com efeito, o desenho do sistema elétrico brasileiro mudou significativamente em 20 anos. Além de mecanismos de preços que permitem uma sinalização mais eficaz para a demanda – sem ter de recorrer a sistemas de cotas de consumo, como os aplicados em 2001 - foram instaurados mecanismos para ampliar a oferta e permitir uma maior capacidade de reação em momentos de escassez de recursos hídricos, como os citados a seguir:

i. a expansão de capacidade de outras fontes de energia, que permite uma dependência menor da energia hidráulica (que hoje representa 62,5% da capacidade instalada, vs 88% em 2000);
ii. maior participação de autoprodução e geração distribuída (de 8% para 16%);
iii. integração dos sistemas de transmissão e monitoramento ativo dos sistemas, de modo a melhor redirecionar a geração entre modais e regiões.

As Tabelas 2 e 3 ilustram a evolução mais recente da capacidade instalada e da geração de energia elétrica no Brasil.

Tabela 2. Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW)

	2012	2014	2016	2018	2020	Δ% (2020/2019)	Part. % (2020)
Total	**120.975**	**133.913**	**150.338**	**164.503**	**174.737**	**2,7**	**100,0**
Usinas Hidrelétricas	79.956	84.095	91.499	98.287	103.027	0,0	59,0
PCH	4.101	4.790	4.941	5.157	5.429	2,6	3,1
CGH	236	308	484	695	816	6,2	0,5
Gás Natural	11.439	12.550	12.965	13.359	14.927	11,5	8,5
Derivados de Petróleo	7.228	7.888	8.845	7.549	7.696	0,3	4,4
Carvão	2.304	3.389	3.389	2.858	3.203	-0,8	1,8
Usinas Nucleares	2.007	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0	1,1
Biomassa	9.771	12.183	13.913	14.569	15.011	2,1	8,6
Usinas Eólicas	1.894	4.888	10.124	15.378	17.131	11,4	9,8
Solar	2	15	24	2.473	3.287	32,9	1,9
Outras	2.035	1.816	2.163	2.188	2.221	-0,6	1,3

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) BIG acessado em 20/08/2021; Balanço Energético Nacional 2021; Elaboração: EPE
Notas:
(1) Inclui autoprodução clássica;
(2) Considera-se a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 2006, 7.000 MW a partir de 2007);
(3) PCH: Pequena Central Hidrelétrica;
(4) CGH: Central Geradora Hidrelétrica;
(5) Nas Hidrelétricas não incluem-se as do tipo "pumped storages";
(6) Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível;
(7) Nuclear: Queda de 17 MW observada em 2013, verificar Aneel - Resolução Autorizativa nº 3.334, de 14 de fevereiro de 2012 que estabeleceram a capacidade instalada da (8) Usina Termonuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade I (Angra I);
(9) Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixívia;
(10) Outras: gás de coqueria, outras secundárias, outras não renováveis, outras renováveis e biodiesel.

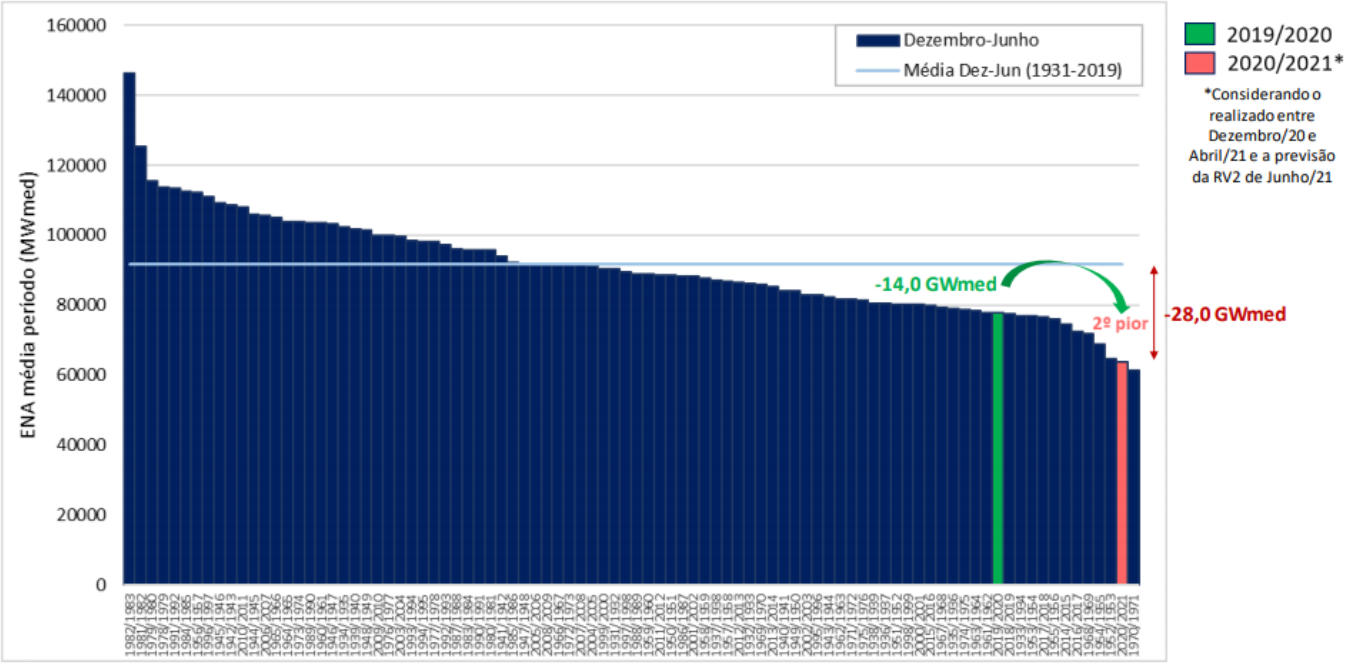
Tabela 3. Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)

	2012	2014	2016	2018	2020	Δ% (2020/2019)	Part. % (2020)
Total	**552.498**	**590.542**	**578.898**	**601.396**	**621.219**	**-0,8**	**100,0**
Hidráulica (i)	415.342	373.439	380.911	388.971	396.381	-0,4	63,8
Gás Natural	46.679	81.073	56.550	54.295	53.515	-11,1	8,6
Derivados de Petróleo (ii	16.293	31.529	12.207	10.293	8.556	9,1	1,4
Carvão	8.422	18.385	17.001	14.204	11.946	-22,1	1,9
Nuclear	16.038	15.378	15.864	15.674	14.053	-12,9	2,3
Biomassa (iii)	34.706	44.987	49.236	51.876	55.613	6,7	9,0
Eólica	5.050	12.210	33.489	48.475	57.051	1,9	9,2
Solar	2	16	85	3.461	10.717	61,1	1,7
Outras (iv)	9.966	13.524	13.554	14.147	13.387	-5,8	2,2

Fonte: Balanço Energético Nacional 2021; Elaboração: EPE
Notas:
(1) Inclui PCH, CGH e autoprodução;
(2) Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível;
(3) Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixívia;
(4) Outras: gás de coqueria, outras secundárias, outras não renováveis, outras renováveis e biodiesel.

Vale notar que a forte recessão enfrentada pelo Brasil em 2014-2016, com uma recuperação atipicamente lenta nos anos seguintes (no final de 2019 o PIB agregado ainda se situava 3% abaixo do pico observado no começo de 2014), também acabou “escondendo”, ao rebaixar a demanda por energia, um quadro caracterizado por vários anos com pluviosidade muito abaixo das médias históricas – como revela o Gráfico 2.

Gráfico 2. Classificação da Energia Natural Afluente (ENA) no SIN no histórico, média de dezembro a junho



Fonte: CCEE.

Apesar do aumento de participação de outras fontes na matriz energética, a hidráulica possui papel ainda bastante relevante – até mesmo por conta da impossibilidade de se armazenar a energia gerada por fontes eólicas e fotovoltaicas. Dado o volume de chuvas atipicamente baixo na virada de 2020 para 2021, os reservatórios das usinas hidrelétricas não atingiram níveis confortáveis ao final do período chuvoso (dezembro a abril), especialmente no subsistema Sudeste e Centro-Oeste (que corresponde a cerca de 70% da armazenagem), como pode ser visto nas simulações de energia armazenada realizadas pela CCEE nos Gráficos 3 e 4. Os gráficos mostram também as projeções para a Energia Armazenada para os próximos meses – e, muito embora para o Sistema Integrado Nacional (SIN) as projeções apontem para algum conforto (pois mesmo no pior momento, a EArm ainda ficaria acima de 10%), nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste a situação projetada é bem menos confortável. É importante notar que tais projeções levam em conta a expectativa de que a carga (consumo + perdas) de energia crescerá 3,2% em 2021, após ter recuado 1,5% em 2020. Com esse resultado, a carga média em 2021 seria 1,6% maior do que aquela observada na média de 2019 (ao passo que o PIB, caso cresça os 5% projetados pela **LCA** para este ano, estará 0,7% acima do observado na média de 2019).

Gráfico 3. Projeção de Energia Armazenada (SIN)

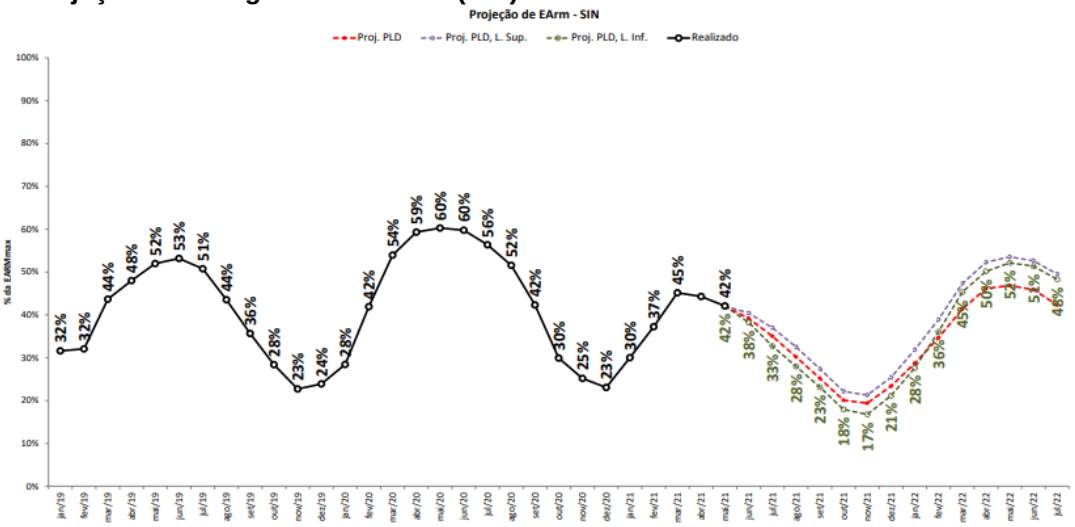
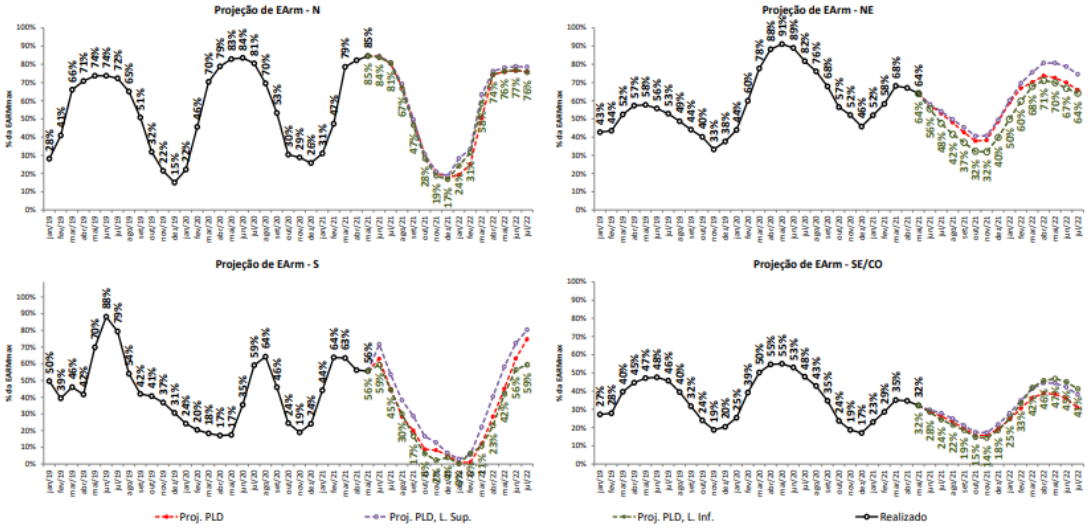


Gráfico 4. Projeção de Energia Armazenada (N/NE/S/SE/CO)



Fonte: CCEE.

Visando evitar uma situação de desabastecimento de energia durante o período seco deste ano (maio a novembro), mais medidas estão sendo tomadas. Do ponto de vista da oferta, cabe destacar as recomendações do ONS:

- Medidas de redução de vazão em diversas usinas hidrelétricas, com algumas delas passando a operar como se fossem usinas a fio d'água:
    - Em 11 de junho, o Ministério das Minas e Energia publicou, no Diário Oficial da União, uma portaria que determina a redução da vazão mínima nas usinas hidrelétricas de Jupiá e Porto Primavera, localizadas no Rio Paraná, na divisa de São Paulo e Mato Grosso do Sul.
    - Está em discussão a redução da vazão em Ilha Solteira, Furnas e Xingó.
- Aumento dos limites das linhas de transmissão entre Nordeste e Sul (a fim de poupar os reservatórios do Sul e Sudeste, em maior risco).
- Intensificação da geração de energia de outras fontes, inclusive térmica.

Também estão sendo definidas ações para moderar a demanda, de forma voluntária:

- Aplicação da bandeira tarifária mais cara a partir de junho e possibilidade de aumento do preço da tarifa em julho (em nossas projeções de inflação, contemplamos a elevação da tarifa da bandeira vermelha II de R$ 6,24 para cada 100 kWh para R$ 7,57).
- Os grandes consumidores de energia (industriais) já trabalham em propostas para redução de consumo em horários de pico.

De fato, parece ser possível que o acionamento das medidas acima seja capaz de evitar um racionamento neste ano, nos moldes do que ocorreu em 2001. Não obstante, há vários alertas de que a margem de manobra pode ser relativamente pequena para lidar com imprevistos (como os relatos de ameaças às linhas de transmissão na Amazônia) ou mesmo para fazer frente ao consumo nos horários de pico – neste caso, apagões não programados e temporários parecem não estar descartados no segundo semestre do ano, sobretudo em outubro/novembro.

Parece-nos que o cenário mais provável é de que as consequências da crise hídrica em 2021 fiquem centradas na redução do consumo em horários de pico, através de um acordo com grandes consumidores, e na forte elevação das tarifas de energia, com impactos diretos e indiretos sobre a inflação.

Nesse cenário em que a probabilidade de cortes efetivos de fornecimento de energia ainda não é preponderante, o impacto sobre as micro e pequenas empresas ficaria mais restrito ao efeito negativo do encarecimento das tarifas, mas de certa forma limitado, uma ver que, na média, as MPEs operam em setores pouco energointensivos.

Admitindo alguma melhora no regime de chuvas entre dezembro deste ano e abril de 2022 (em relação ao deste ano), e levando em conta a perspectiva de entrada em operação de novas usinas não hidrelétricas ao longo do próximo ano com capacidade instalada de cerca de 10,5 mil MW (o dobro da expansão de capacidade em 2021), é razoável admitir que o risco de falta de suprimento de energia diminua consideravelmente no próximo ano, caso de fato o crescimento do PIB se situe em torno de 2%.

Porém, sob uma perspectiva de mais longo prazo, há sinais de que os aprimoramentos no sistema iniciados em 2001 precisam ser urgentemente aprofundados, ainda mais em face do aquecimento global e das mudanças climáticas em curso.

A revisão das garantias físicas parece ser um dos principais calcanhares de Aquiles do atual modelo. A garantia física é calculada com base em modelos computacionais que precisam ser aperfeiçoados; quando as garantias físicas estão superestimadas (seja porque o regime de chuvas mudou ou porque trata-se de uma usina de fio d'água, por exemplo), há menor necessidade de contratação de mais usinas em leilões para ofertar energia, pois há registro de uma garantia maior do que a efetiva no sistema. Assim, ocorre uma subestimação da energia a ser contratada.

A lista de pontos de aprimoramento no atual sistema não se exaure aí, segundo o TCU. É preciso acelerar a entrega de obras de geração e transmissão de energia; aumentar a potência das usinas existentes; reduzir as perdas de energia pelo sistema; sanar falhas no planejamento da capacidade de geração e reduzir a indisponibilidade de parte das termelétricas, entre outros.