

Racionamento de energia, capacidade ou ambos. Similaridades, diferenças e desafios. (1)

Luiz Maurer (2)

Este artigo é uma tentativa de trazer luz a esta diversidade de formas de gerenciamento.

O Brasil discute agora a possibilidade de gerenciar uma nova crise de energia, caso a mesma venha a se materializar. Trata-se de uma atitude prudente: é melhor prevenir do que remediar, mesmo que as probabilidades de crise ainda não sejam alarmantes.

Ao contrário de 2001, trata-se de uma crise com duas restrições: energia e capacidade. As lições de 2001 são muito importantes no que tange à administração de uma crise com restrição de energia, mas são de pouca aplicação – ou podem se tornar muito caras – se aplicadas ao gerenciamento de falta de capacidade de pico (“capacity constrained systems”). Existe ampla literatura e identificação de melhores práticas internacionais para o gerenciamento de cada uma das crises, tomadas isoladamente. Contudo, existem poucas publicações que comparem e contrastem as crises de energia (tipicamente o Brasil em 2001), de capacidade (tipicamente Califórnia em 2001) ou ambas (África do Sul em 2008).

Este artigo é uma tentativa de trazer luz a esta diversidade de formas de gerenciamento. Não tem a pretensão de esgotar o assunto. É uma reflexão sobre minha experiência pessoal nestes três casos, em três diferentes posições: Brasil (como Abraceel), Califórnia (como Enron) e África do Sul (como Banco Mundial), com ênfase em intervenções no lado da demanda.

No que tange às medidas possíveis para uma **crise de energia**, pode-se considerar resposta da demanda por quantidade (por exemplo, cortes rotativos, redução de voltagem), persuasão moral, e preços. O racionamento no Brasil em 2001 foi uma combinação virtuosa destes dois últimos elementos, incluindo: (i) uma comunicação honesta e tempestiva que engajou a população; (ii) o sistema de quotas (negociáveis ou não) que deu os incentivos econômicos; e (iii) algumas salvaguardas, como proteção a consumidores de baixa renda e corte individual para infratores (haja vista que o sinal de preço era apenas aplicado na margem, e não para a totalidade do consumo). Os resultados deste pacto social vocês já sabem e foram muito bem documentados por Rockmann (2021) e Jabur (2001). Uma análise mais técnica pode ser encontrada em livro que José Rosenblatt, Mário Veiga e eu publicamos em 2005, sob os auspícios do Banco Mundial.

No que tange às medidas para uma **crise de capacidade**, o receituário é bem diferente. O que importa não é o total de energia economizada, mas quando ela é economizada. A Califórnia (ou mais genericamente a costa oeste americana) conseguiu uma boa resposta dos grandes clientes industriais que deslocaram suas produções para outras unidades fabris localizadas fora da região afetada, motivados por sinais de preço. Entretanto, quando a Califórnia tentou conceder incentivos via preços aos consumidores de menor porte, o custo se tornou extremamente elevado. Foi implementado um mecanismo chamado 20/20, o qual concedia um desconto de 20% para aqueles consumidores que atingissem uma redução de consumo (kWh) de 20%. O erro fatal foi que este mecanismo não foi granular o suficiente para transmitir o sinal de preço no momento de escassez (pico) e acabou premiando a redução de consumo fora de ponta. O custo do kW economizado atingiu US\$276/kW.ano, sendo que a “segunda melhor” opção (usinas de ponta) teria custado US\$55/kW.ano. Foi um exemplo de incentivos inadequados levando a resultados com um custo muito elevado. Em contraste, no caso brasileiro, o custo da energia racionada foi de US\$ 7/MWh, enquanto que a “segunda melhor” opção – os cortes rotativos – teriam custado ao país entre US\$ 150 a 300/MWh. Foi um

exemplo de eficiência em termos de resultados e custos. A tabela que segue faz uma comparação entre as crises da Califórnia e do Brasil.

	BRAZIL (1)	CALIFORNIA (2)
Shocks	Supply	Supply and Demand
Shortage	Energy only	Capacity (Energy)
Action	Cap (and Trade)	20/20
Mandate	Compulsory	Voluntary
Load Shedding?	No	Some
Duration	6/01-02/02	11/00-05/11
Government Action	Fast	Slow
Cost of Demand Response	US\$7/MWh	US\$276/kW-yr
Second Best	US\$150/MWh or shedding (US\$300/MWh)	US\$55/kW-yr (peaking) or shedding
Measuring Deployment	No	No

Sources: (1) Maurer, Pereira, Roseblatt. *Implementing Power Shortages in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices*. Washington, DC. ESMAP Formal Report 305/05. (2) Sweeny, J. *The California Electricity Crisis*. Stanford, CA. The Hoover Institution Press, 2002.

Este mecanismo distorcido na Califórnia não decorreu da ingenuidade do regulador estadual, mas sim da falta de medição horária. Ahmad Faruqi, um dos experts internacionais mais renomados em gerenciamento da demanda, afirma que se 1% dos consumidores tivessem medição horária (e por conseguinte o sinal de preço pudesse ser transmitido cirurgicamente no horário de ponta), não teriam sido necessários cortes rotativos, apesar destes terem sido de pequena expressão. Cerca de apenas 1-2% da carga foi afetada e de forma programada. Esta crise angariou uma fama sem precedentes. O número de buscas no google por “energy crisis” superou às do acidente nuclear de Chernobyl. Nunca se escreveu tanto sobre uma crise, em uma busca incessante por causas e culpados. A fama desta crise não decorre dos volumes de carga cortados, mas sim dos seus impactos políticos e financeiros, resultantes de um modelo de mercado mal desenhado e de trapalhadas políticas, que redundaram no “recall” do governador Gary Davis em 2003 e na eleição de Arnold Schwarzenegger, o “exterminador”. Uma das análises tecnicamente mais sólidas e imparciais sobre a crise da Califórnia pode ser encontrada em Sweeney, J. *The California Electricity Crisis*. (2002).

A crise da África do Sul em 2008 combinou ambos aspectos – capacidade e energia. Tradicionalmente, o país já tinha desenvolvido mecanismos para lidar com crises de capacidade, haja vista a falta de investimentos em nova geração nos 10 anos que a precederam (um ponto comum com a Califórnia). Dentre os países em desenvolvimento, podemos afirmar que a África do Sul era na época (e talvez ainda seja hoje) o mais avançado nesta matéria. Mesmo os consumidores residenciais contavam com programas de controle para cargas não essenciais ou para aquelas que contassem com alguma forma de armazenamento (como aquecedores de água). Habitualmente, as pessoas estavam acostumadas a ver na TV avisos (banners) quanto ao estado do sistema (vermelho, amarelo, verde), indicando a iminência de corte de cargas e solicitando a população seus melhores esforços para desligar equipamentos. Estas técnicas eram efetivas. Entretanto, escassez de energia em si era algo novo para a África do Sul. Em janeiro de 2008, devido a fortes e incessantes chuvas, a extração e manipulação do carvão (a fonte principal para geração) foi dificultada, impactando na produção de energia. Um prelúdio da falta de energia foi sinalizado no ano anterior quando a usina nuclear de Koeberg (a única do continente Africano), foi paralisada por questões técnicas. Foi algo muito sério, mas circunscrito à região da Cidade do Cabo. Entretanto, em 2008, a crise teve abrangência continental. Não apenas a África do Sul foi afetada, mas os sete países vizinhos cujo fornecimento de energia dela dependiam. O susto era grande, pois já circulavam nos corredores da FIFA rumores para desqualificar a África do Sul para sediar a Copa do Mundo de 2010. Teria sido uma tragédia para o orgulho de todo continente Africano.

Para enfrentar algo novo, a África do Sul buscou de imediato melhores práticas internacionais, tendo aproveitado o caso brasileiro. A metodologia adotada foi especificada em um Decreto, que mencionava o livro que José Rosenblatt, Mário Veiga e eu havíamos publicado alguns anos antes. Foi motivo de grande satisfação para nós. A PSR ajudou no desenho do novo mecanismo, descrito em publicação do Banco Mundial, denominada “*Best Practices for Market-Based Power Rationing: Implications for South Africa*” e disponível

O mecanismo previa uma redução de consumo de 10% e foi encerrado em setembro do mesmo ano, em seguida à crise financeira internacional, com queda dos preços e consequente nível de produção de metais, o maior mercado consumidor no país. Enquanto durou, o mecanismo atingiu seus objetivos.

Em paralelo, a África do Sul decidiu implementar, em caráter permanente, um mecanismo que propiciasse economia de energia e demanda de ponta. O país estava ciente da falta histórica de investimentos em geração, bem como o envelhecimento das unidades geradoras a carvão (tanto aquelas que estavam em operação quanto às “mothballed”). Novos racionamentos seriam apenas uma questão de tempo. O mecanismo implementado, também com ajuda do Banco Mundial, denominava-se *Standard Offer*, o qual remunerava os participantes que economizassem energia com incentivos monetários. Era um tipo de “*Feed-in-Tariff*” no campo da eficiência energética. Detalhes podem ser apreciados na publicação “*Implementing Energy Efficiency and Demand Side Management: South Africa’s Standard Offer Model*”.

Estes são apenas alguns exemplos que procuram tipificar os tipos de crises de energia e os tratamentos possíveis. Como se pode apreciar, o caso brasileiro foi um exemplo de sucesso, e tive oportunidade de compartilhar seus ensinamentos com inúmeros outros países, como China, Colômbia, Etiópia, Filipinas, Índia, Panamá, Peru, Tanzânia, Turquia e Uganda, os quais aproveitaram e implementaram algumas das lições, em função de suas características técnicas particulares e do contexto político. O racionamento via sinais econômicos sempre esteve presente nos casos de sucesso. Racionar via sinais de preços e quantidades (por exemplo controle de carga) não deve ser percebido como algo negativo, mas uma combinação virtuosa, se bem desenhada. Estes mecanismos deveriam estar codificados nas regras operativas e de mercado, em caráter permanente.

A despeito de seu sucesso, o caso brasileiro de resposta da demanda foi customizado para uma restrição energética. Agora o Brasil se depara potencialmente com uma crise tanto de energia quanto de capacidade. Não se trata, portanto, de uma solução “plug & play” aproveitando as lições de 2001. Como demonstrado por este artigo para o caso da Califórnia, tratar uma crise de restrição de capacidade como se energia fosse pode ser ineficaz para não dizer algo extremamente caro. O caso da África do Sul mostrou que é possível gerenciar as duas crises simultaneamente. Entretanto, este país já contava com mecanismos e processos bem estabelecidos para gerenciamento da demanda, o que não é a situação atual no Brasil.

O gerenciamento de uma crise de potência traz novos desafios no caso brasileiro. Do lado da demanda, não dispomos dos mecanismos de controle de carga existentes na África do Sul. Apesar de dispormos de uma base grande de clientes com medição e faturamento em base horaria (Time-of-Use), os intervalos definidos como “ponta” não necessariamente coincidem como os momentos em que o desequilíbrio entre oferta e demanda é mais crítico. Trata-se um sinal de preço inadequado, o qual já deveria ter sido substituído ou complementado por algo como precificação de período crítico (*critical peak pricing*), o qual já adotado na África do Sul. Ademais, os programas de gerenciamento da demanda, em fase piloto, ainda não incorporaram as lições apreendidas e não foram codificados nos procedimentos de rede e nas regras de mercado. Por falar nisto, a primeira vez que “Demand Side Bidding” foi incluído no pacote de regras de mercado ocorreu em 1998, por ocasião do Projeto RE-SEB. Estamos, portanto, com quase 25 anos de atraso neste respeito e temos agora que enfrentar em breve uma possível crise de capacidade. O setor deveria ter sido muito mais proativo, trazendo à mesa propostas para discussão com base na experiência internacional. Do lado da oferta, a capacidade “despachável” está cada vez menor, seja por restrições operativas seja pelo crescimento das renováveis intermitentes.

A velocidade de resposta aos desequilíbrios momentâneos entre oferta e demanda deve ser rápida, pois as restrições são nervosas e, se não satisfeitas, podem levar a *blackouts* de grandes proporções. Os engenheiros do ONS sabem disto como ninguém. No caso de crises de energia é sempre possível “esticar a corda” deplecionando os reservatórios e rezando para São Pedro.

Entretanto, no caso de restrições de capacidade estas medidas são ineficazes. Restrições de capacidade requerem uma abordagem completamente nova e criativa, principalmente se tiverem que ser implementadas em conjunto com restrições de energia. Rezar para São Pedro é sempre salutar, mas seus milagres são lentos e dirigidos às crises de energia. No caso de crises de potência ou híbridas, é melhor buscarmos rapidamente outro Santo ou tentarmos resolver o problema por aqui mesmo.

- (1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em:
<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53179283/acionamento-de-energia-capacidade-ou-ambos-similaridades-diferencas-e-desafios> Acesso em 07 de julho de 2021.
- (2) *Luiz Maurer é consultor estratégico de energia*