

QUESTÕES FUNDAMENTAIS PARA O ESTUDO DA ECONOMIA DE ESCALA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Edvaldo Alves de Santana

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro - daqui em diante denominado apenas pela sigla SEB - é um dos segmentos de infra-estrutura que mais vem sofrendo com as freqüentes mudanças de natureza político-econômico-social, ocorridas no contexto global da economia.

Tradicionalmente, o programa de investimentos que define a configuração do parque gerador em um determinado horizonte de tempo, é estabelecido a partir de modelos de programação matemática, onde um dos pressupostos básicos consiste na economia de escala das grandes usinas hidrelétricas.

Sucedem que, por diversos motivos (restrições financeiras, pressões dos grupos de defesa do meio ambiente, questões macroeconômicas e até a oligopolização do fornecimento dos serviços de engenharia e construção), é bastante provável que as vantagens da priorização das grandes obras não se traduzam na esperada economia de escala do parque gerador.

Este trabalho tem como objetivo geral apresentar um elenco de questões fundamentais para a avaliação das economias de escala do SEB e sinalizar os possíveis resultados de uma pesquisa recentemente iniciada.

O "paper" encontra-se organizado em mais três seções além desta introdutória. Na seção seguinte, são mostradas algumas importantes contribuições de estudos relativos à evolução da economia de escala nos Estados Unidos e Japão, com especial atenção para os comportamentos dos custos de curto e longo prazos. Por outro lado, na seção 3, são discutidas as tendências da economia de escala no SEB, considerando-se as condições definidas na tese de Averch-Johnson (1962). Finalmente, na seção 4, são destacadas as conclusões e recomendações pertinentes.

2. RESULTADOS IMPORTANTES

O problema do comportamento da economia de escala e da produtividade na geração de eletricidade já vem sendo examinado por vários autores há mais de 20 anos. Contudo, foi a partir do começo dos anos 80 que se tornaram mais freqüentes as discussões do tema nos meios acadêmicos,

assim como nas empresas privadas que atuam no fornecimento de energia elétrica.

O trabalho de Nelson e Wohar (1983) é um importante marco para o desenvolvimento de estudos cujo objetivo seja a avaliação da economia de escala no setor elétrico. Ao investigar - utilizando uma função translog - a evolução da produtividade de 50 concessionários privados americanos no período compreendido entre 1950 e 1958, eles concluíram que as economias de escalas eram um importante fator explicativo, responsável por cerca de 13% do aumento da produtividade das empresas pesquisadas. É ressaltado ainda que, no decorrer do período analisado, é possível que tenham ocorrido distorções do tipo previsto na tese de Averch-Johnson (1962), no clássico trabalho "Behavior of Firm Under Regulatory Constraint".

Resumidamente¹, a tese de Averch-Johnson pressupõe que se os lucros de uma empresa monopolista (de energia elétrica, por exemplo), são limitados em função do volume de capital investido, tal corporação reage criando mecanismos que lhe permita a manutenção de resultados superiores ao controlado. Matematicamente, isto é explicado da seguinte forma: suponha que a empresa em questão tenha uma função de produção com apenas dois fatores - capital (x_1) e trabalho (x_2) - sendo os seus custos dados respectivamente por c_1 e c_2 . Neste contexto, o lucro máximo seria obtido de tal forma que:

$$\max f(x_1, x_2) = p(q)q - c_1x_1 - c_2x_2 \quad (1)$$

onde $p(q)$ é a função inversa da demanda e $q = f(x_1, x_2)$ é a função de produção definida acima.

Sob o ponto de vista neoclássico, o lucro máximo ocorre no ponto em que o custo marginal é igual à receita marginal, o que pode ser representado em termos da produtividade marginal pela condição de igualdade dada por:

$$\frac{\partial f / \partial x_1}{\partial f / \partial x_2} = \frac{c_1}{c_2} \quad (2)$$

que nada mais é do que a igualdade entre a produtividade marginal dos fatores de produção e a relação entre os seus respectivos custos. Admita agora que os lucros de um concessionário de energia elétrica seja limitado a um certo percentual do investimento remunerável (capital), como era no SEB até março/1993. Neste caso, tem-se que:

¹ Conforme detalhado em Murphy e Soyster (1982).

$$\frac{p(q)q - c_2 x_2}{x_1} \leq r \quad (3)$$

onde "r" é a taxa de remuneração máxima permitida pelos órgãos de controle. Convém lembrar que a condição acima tem sentido prático apenas se o custo do capital (c_1) for menor que a remuneração máxima (r).

Na prática, se os resultados do concessionário é limitado a um percentual dos investimentos (usinas, linhas de transmissão etc), a tendência das mesmas é de se super-equiparem - capacidade instalada maior que o necessário - e aumentarem o valor monetário do denominador da equação (3). Estes efeitos, não só foram constatados por Nelson e Wohmar (1983), como ocorreram no Brasil até recentemente. De fato, desde a metade da década passada, o custo marginal de potência é igual a zero, o que implica na não necessidade da expansão do parque gerador em termos de potência. Ou ainda, a potência instalada é maior do que a capacidade do sistema de produzir energia².

Em estudo mais recente, Nelson (1989) amplia o trabalho de Nelson e Wohmar (1983) e discute o uso do conceito do grau de utilização da capacidade instalada como uma medida do desempenho empresarial. Fazendo uma aplicação de uma função translog do custo variável para uma amostra de empresas privadas de eletricidade, em um horizonte compreendido entre 1961 e 1983, ele concluiu que, na média, os concessionários americanos consultados apresentavam um retorno crescente de escala da ordem de 9%.

Sob o ponto de vista teórico, todavia, a mais importante contribuição de Nelson (1989), está associada à avaliação da economia de escala a partir de três conceitos de utilização de capacidade: (i) originado na engenharia (UC_1): para quem o grau de utilização de capacidade é uma relação entre a produção atual e o máximo que se pode produzir considerando-se o parque instalado; (ii) definição econômica³ (UC_2): onde o grau de utilização de capacidade seria o resultado da relação entre a produção atual e o que seria alcançado no ponto de tangência entre as curvas de custo médio de curto e longo prazos; e (iii) definição econômica⁴ (UC_3): aqui, o grau de utilização de capacidade seria medido pela relação entre a produção atual e o máximo que seria produzido no ponto de mínimo do custo médio de curto prazo.

² Em um sistema com predominância hidráulica, isto significa ter mais geradores do que água para gerar energia elétrica.

³ Atribuída a Klein e Friedman apud Nelson (1989).

⁴ Atribuída a Cassel e Hickman apud Nelson op. cit. nota 3).

Obviamente, as divergências de resultados para avaliações que utilizem os dois conceitos de origem econômica estariam diretamente vinculados ao comportamento do índice de economia de escala da empresa analisada. Isto é,

- $UC_3 < UC_2$ se existem retornos crescentes de escala;
- $UC_3 > UC_2$ se os retornos de escala são decrescentes;
- $UC_3 = UC_2$ se os retornos de escala são constantes.

Ao confrontar os conceitos acima com os resultados dos seus estudos no decorrer do período analisado, Nelson (1989) constatou que UC_3 mostrava-se cerca de 33% maior que UC_1 , ao passo que UC_2 era mais que 50% superior a UC_1 . Apesar dessa (esperada) diferença nos valores dos índices de utilização de capacidade, cumpre destacar que o coeficiente de correlação entre os três indicadores foi, em termos médios, maior que 0,81, o que permite aceitar que UC_1 é uma estimativa razoável de UC_2 e UC_3 .

Também importante: o maior volume de produção de eletricidade no ponto de mínimo da curva de custo de curto prazo, comparativamente ao produzido nos pontos de tangência das curvas de custo de médio e longo prazos, permitiu diagnosticar a existência de rendimentos crescentes nas empresas americanas de eletricidade.

Em interessante trabalho publicado em 1991, Kaserman e Mayo demonstraram um razoável potencial de economias de escala na integração vertical de concessionários de energia elétrica. Para chegar a tais resultados eles utilizaram uma função quadrática, tendo em vista as vantagens em relação à função de custo translog proposta por Röller (1990).

Diga-se de passagem, os resultados de Kaserman e Mayo (1991) contradizem os argumentos utilizados pelos defensores de atitudes econômicas ditas neoliberal, que pregam a competição através da privatização do segmento de geração de eletricidade e a manutenção do monopólio na distribuição⁵. A propósito, esta era a proposta da Secretaria de Energia do Governo Collor, que continua sendo sustentada por algumas importantes autoridades com poder de influência no processo de privatização brasileiro.

Em um trabalho publicado recentemente, Nemoto et al (1993) apresentaram um modelo econométrico - que especifica o custo variável como uma função translog - o qual permite caracterizar o comportamento

⁵ Esta foi, por exemplo, a estratégia de privatização adotada no Reino Unido no início dos anos 80.

da economia de escala e o perfil do parque gerador de eletricidade no Japão. Analisando a estrutura de produção e custos de nove concessionários japoneses no período compreendido entre 1981 e 1985, eles concluíram que oito deles mostraram economias de escala no curto prazo e deseconomias de escala no longo prazo. Por outro lado, sete das nove empresas estavam com uma capacidade instalada maior que o necessário, o que mais uma vez evidencia os efeitos da tese de Averch-Johnson (1962).

Na prática, esses resultados divergem daqueles apresentados por Nelson e Wohar (op. cit. p. 56) e Nelson (op. cit. p. 57), que mostraram retornos crescentes de escala para uma amostra de concessionários privados americanos. Isto é possivelmente explicado pelas dimensões das empresas japonesas que de certa forma são bem maiores que as americanas (Nemoto et al. 1993).

3. TENDÊNCIA DA ECONOMIA DE ESCALA E DA UTILIZAÇÃO DE CAPACIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De uma maneira geral, dado um conjunto de usinas possíveis de construção, o processo de decisão acerca da definição da seqüência de usinas a serem implantadas é conduzido de tal modo que sejam implementadas, prioritariamente, aquelas que minimizem um custo de geração - descontado a uma determinada taxa de juros⁶ - admitindo-se um certo risco de déficit de energia elétrica, hoje fixado em 5%.

Levando-se em conta que o SEB é constituído por dois sistemas interligados (Sul-Sudeste-Centro Oeste e Norte-Nordeste), os planejadores podem se utilizar de uma importante fonte de eficiência, a qual está relacionada à redução dos custos referentes às barreiras de localização. Por exemplo, uma usina instalada em Minas Gerais pode atender o suprimento de energia elétrica no Rio Grande do Sul, o que deveria facilitar o processo de minimização dos custos do sistema.

No entanto, os resultados do planejamento assim definido têm sido desastrosos: o prazo de construção das usinas são significativamente maiores que os programados⁷, seus custos são extremamente maiores que os previstos e quase sempre o SEB tem convivido com situações de sobras de energia - apesar dos adiamentos das obras - intercalados com

⁶ Usualmente, a taxa de desconto utilizada no SEB é igual a 10% a.a., que vem sendo bastante questionada por especialistas.

⁷ Maiores informações sobre os desvios entre o planejado e o verificado em termos do SEB nos últimos 15 anos, podem ser encontradas em Pereira (1991).

curtos períodos de déficit, como o que ocorreu no Nordeste em meados dos anos 80.

Não obstante os problemas acima, a trajetória de expansão dos sistemas elétricos continua sendo determinada através do critério tradicional - minimização do custo da expansão - sem que seja dada a devida atenção ao comportamento da curva de custo médio de longo prazo, que se apresenta com taxa de crescimento bastante elevada em razão da influência de fatores sócio-ambientais, políticos, tecnológicos, econômicos, dentre outros. Além disso, é prudente enfatizar que, não fossem os efeitos negativos do perfil da dívida do SEB, os seus custos de curto prazo seriam ainda mais decrescentes, ao contrário do esperado pela maioria dos planejadores.

Observe-se, de outra parte, que pela sistemática em vigor, a decisão de adição de capacidade instalada no sistema de geração implica na comparação dos custos de curto e longo prazos do sistema. Isto é, se o custo marginal de curto prazo⁸ é maior que o de longo prazo (ou custo marginal da expansão), é "autorizada" a implementação de uma nova usina.

Esta prática, bastante utilizada na França e adaptada para o Brasil - por recomendação do Banco Mundial - desde o início dos anos 80, tem sido muito contestada por duas razões principais: (1) a capacidade instalada não varia continuamente, o que é uma condição necessário para cálculo do custo marginal de longo prazo; e (2) não se pode ignorar a indivisibilidade, irreversibilidade e durabilidade dos investimentos em geração, sobretudo em um sistema predominantemente hidráulico, onde cada adição significa o acréscimo de grandes blocos de energia⁹.

Portanto, além dos obstáculos práticos vinculados aos fatores que interferem nas decisões de investimento, o setor elétrico se defronta com uma outra dificuldade teórica - a da igualdade dos custos marginais - a qual requer a utilização de modelos com pressupostos demasiadamente rigorosos, tornando bastante questionáveis os programas de expansão recomendados por tais modelos. Em outras palavras, é quase certo que, no Brasil, as economias de escala (caso existam) não estão ocorrendo da forma esperada pelos planejadores e, o que é mais importante, é bastante provável que se esteja obtendo retornos crescentes de escala no curto prazo e deseconomias de escala no longo prazo, o que caracterizaria um equívoco de planejamento ao se priorizar as grandes obras hidrelétricas.

⁸ Entende-se como custo marginal de curto prazo o custo de atender uma unidade adicional (1mwh), utilizando-se as instalações atuais.

⁹ Um maior detalhamento das dificuldades da equivalência entre os custos marginais de curto e longo prazos em sistemas elétricos, encontram-se em Andersson e Bohman (1985).

As condições que determinam economias de escala do SEB podem ser avaliadas, também, a partir da tese de Averch-Johnson. Um dos principais efeitos da inserção dos fatores sócio-ambientais nas decisões de investimentos em geração, é o aumento do volume de capital necessário para a execução dos investimentos. Por conseguinte, o valor de x_1 da equação (3) tende a ser naturalmente maior para os novos empreendimentos de geração. Neste sentido, mantidos os níveis de preços, maiores devem ser os esforços das empresas para se atingir a remuneração máxima permitida.

Formalmente, o comportamento do monopolista consiste na análise do seguinte problema de otimização¹⁰:

$$\max p(q)q - c_1x_1 - c_2x_2 \quad (4)$$

levando-se em conta as seguintes restrições:

$$\begin{aligned} p(q)q - rx_1 - c_2x_2 &\leq 0 \\ q &= f(x_1, x_2) \\ x_1, x_2 &\geq 0 \end{aligned}$$

A resolução do problema acima implica em:

$$\frac{\partial f / \partial x_1}{\partial f / \partial x_2} = \frac{c_1}{c_2} - \frac{\mu^*(r - c_1)}{(1 - \mu^*)c_2} \quad (6)$$

onde μ^* é um escalar, definido através do princípio de Kuhn-Tucker. Destaque-se que se μ^* é positivo e se $r > c_1$, a condição de equilíbrio dada na equação (2) passa a ser, então:

$$\frac{\partial f / \partial x_1}{\partial f / \partial x_2} < \frac{c_1}{c_2} \quad (7)$$

Neste caso, o concessionário estaria se expandindo de maneira ineficiente, haja visto a desigualdade entre a taxa marginal de substituição dos fatores de produção e a relação entre os seus respectivos custos. Além disso, nas circunstâncias apresentadas na equação (6), o valor de escalar μ^* pode ser interpretado como o esforço (de receita ou de custo) necessário para compensar o aumento dos gastos nos investimentos iniciais.

¹⁰ A resolução de tal problema de otimização encontra-se bem detalhada em Murphy e Syster (1982).

Esses resultados, combinados com as sobras de energia inerentes a um sistema de base hidráulica, são fatores determinantes das deseconomias de escala do SEB. A situação é agravada quando se considera que, no horizonte de longo prazo, os custos médios do setor vem crescendo de forma acentuada, dificultando a escolha da melhor estratégia de expansão.

Uma investigação preliminar dos Planos de Operação do sistema interligado Sul-Sudeste no período compreendido entre 1988 e 1991, é possível deduzir que, tomando-se por base o conceito da engenharia acerca do grau de utilização da capacidade instalada (UC_1), duas das supridoras federais de energia elétrica (Furnas Centrais Elétricas e ELETROSUL), apresentavam sobras equivalente a mais de 1/3 da sua energia garantida - principalmente no caso da ELETROSUL - o que vem se repetindo desde a entrada em operação da Usina de Itaipu.

Mais: tendo em vista o rigoroso ajuste administrativo por que passaram as empresas federais de eletricidade nos últimos dois anos, e dado a favorabilidade das vazões dos rios no período analisado, os custos médios de curto prazo foram praticamente a metade dos seus correspondentes no longo prazo.

Porém, se o período acima houvesse coincidido com um regime hidráulico desfavorável, o que antes era de sobra poderia se transformar em uma situação de déficit de energia. Logo, a gestão da produtividade e das economias de escala de uma empresa de eletricidade cujo sistema é predominantemente hidráulico, é fortemente influenciado por fatores climáticos e, portanto, aleatórios.

Na verdade, em um sistema assim caracterizado, o nível relativamente elevado de reserva de potência é condição essencial para garantia de uma prestação de serviço dentro de padrões adequados.

Mantido o atual perfil de expansão da geração com base essencialmente hidráulica, a tendência é de que os custos de curto prazo permaneçam relativamente baixos - exceto em cenários de hidraulicidade desfavorável (que requer o uso de geração de térmicas cujos custos de operação são elevados) - e a oferta de energia elétrica continue sendo definida pelo comportamento dos custos médios no longo prazo.

Vale dizer, ademais, que existem fortes evidências de que os reflexos dos interesses de atores que tradicionalmente não participavam do processo de decisão acerca da expansão dos sistemas elétricos no Brasil, deverão resultar em modificações consideráveis nos custos - devem aumentar mais ainda - e, conseqüentemente, nas economias de escala das instalações de geração, a exemplo do que vem ocorrendo no Japão e na Alemanha.

A rigor, a sistemática de escolha de opções tecnológicas para geração de eletricidade deve merecer uma maior atenção dos planejadores, sobretudo no que se refere à necessidade de mudanças substanciais nos métodos de análise das usinas alternativas, de modo a permitir a incorporação de fatores que só são avaliados em termos qualitativos (aspectos sócio-ambientais, pressões políticas etc.) e que atualmente só são considerados a posteriori (Santana, 1992).

Neste contexto, o desenvolvimento de um modelo econométrico habilitado para captar a influência de aspectos qualitativos nas economias de escala, é um caminho que tende a resultar em importantes contribuições para o planejamento do perfil futuro do parque gerador do setor elétrico brasileiro.

4. CONCLUSÕES

Fatores externos ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos têm causado impactos (na maioria das vezes negativos) sobre as economias de escala das empresas de energia elétrica. No caso brasileiro, onde a agressão ao meio ambiente é típica de um sistema cuja geração é em grande parte hidráulica, a perspectiva é de um agravamento de tal situação. O sistema deve continuar se expandindo, preferencialmente mantendo o seu perfil atual, e a capacidade de organização das populações atingidas, (bem como, as pressões dos grupos nacionais e internacionais de defesa do meio ambiente), se constituirão em restrições tão ou mais importantes que as limitações financeiras, as quais vêm caracterizando o SEB nos últimos 20 anos.

Na verdade, um dos principais argumentos utilizados para priorização das usinas hidrelétricas de elevado índice de capacidade instalada, consiste na eventual economia de escala associada, principalmente às obras civis das unidades geradoras. Ocorre que os elevados custos iniciais, o afastamento dos aproveitamentos dos centros de carga, conjugados com os fatores acima, acabam transformando em deseconomias de escala aquilo que antes era uma das justificativas da decisão por um programa de usinas de grande porte.

Um modelo econométrico que incorpore os efeitos de variáveis não convencionalmente utilizadas no setor elétrico e que permita avaliar os impactos dessas variáveis nas economias de escala das empresas geradoras de energia elétrica, encontra-se em desenvolvimento pelo autor deste "paper" e pretende-se que seja um instrumento para reorientação das estratégias de expansão de sistemas elétricos.

5 - Referências

ANDERSSON, R. and BOHMAN, M.: "Short and long-run marginal cost pricing: on their alleged equivalence", *Energy Economics*, v. 7, p. 279-288, Oct, 1985.

AVERCH, H. and JOHNSON, L.: "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *American Economic Review*, v. 52, p. 1052-1069, 1962.

BAUMOL, W., PANZAR, J. and WILLING, R.: "Contestable Markets and the Theory of Industry Structure", San Diego, Harcourt Brace Jovanovich, 1982.

BESNOSICK, R. I.: "O Papel do Desenvolvimento Tecnológico no Planejamento de Longo Prazo do Setor Elétrico", Monografia Submetida em Concurso de Prof. Adj, UFSC, 1991.

KASERMAN, D. L. and MAYO, J. W.: "The Measurement of Vertical Economies and The Efficient Structure of the Electric Utility Industry", *The Journal of Ind. Econ.*, v. XXXIX, n. 5, p. 483-502, 1991.

MURPHY, F. H. and SOYSTER, A. L.: "The Averch-Johnson with Leontief production functions", *Energy Economics*, p. 169-179, July 1982.

NELSON, R. A. and WOHAR, M. E.: "Regulation, Scale Economics and Productivity in Steam-Electric Generation", *Int. Econ. Rev.*, v. 24, n. 1, p. 57-77, 1983.

NELSON, R. A.: "On the Measurement of Capacity Utilization", *The Journal of Ind. Econ.*, v. XXXVII, n. 3, p. 273-287, 1989.

NEMOTO, J., NAKANISHI, Y. and MADONO, S.: "Scale Economies and Over-Capitalization in Japanese Electric Utilities", *Int. Econ. Review*, v. 34, n. 2, p. 431-440, 1993.

PEREIRA, M. V. F., "Seleção de Investimentos no Setor Elétrico. In: Anais dos Seminários Temáticos, ELETROBRAS, v. 3, p. 33-42, 1991.

RÖLLER, L.: "Proper Quadratic Cost Functions with an Application to the Bell System", *The Rev. of Econ. and Statistic*, v. 72, p. 202-210, 1990.

SANTANA, E. A.: "O Planejamento de Sistemas através de Múltiplos Critérios...", Monografia de Exame de Qualificação no Curso de Doutorado em Eng. de Produção, UFSC 1992.

SEGERSON, K. and SQUIRES, D.: "Capacity Utilization Under Regulatory Constraints", *The Rev. of Econ. Statistic*, v. 75, n. 1, p. 76-85, 1993.