

TOTEX E EFICIÊNCIA TÉCNICA EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA: UMA ABORDAGEM DE NETWORK DEA COM INSUMOS COMPARTILHADOS

Marcio Andrey Roselli

Agência Nacional de Energia Elétrica e
Escola Superior de Defesa
SGAN 603, Módulo I, Brasília - DF
marcioandrey@aneel.gov.br

José Arnaldo Barra Montevechi

Universidade Federal de Itajubá
Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá -
MG, 37500-903
montevechi@unifei.edu.br

Rafael de Carvalho Miranda

Universidade Federal de Itajubá
rafael.miranda@unifei.edu.br

Bruno Caluz Pechtel Galbiati

Universidade Federal de Itajubá
brunocpgalbiati@gmail.com

RESUMO

Este trabalho avalia a eficiência de distribuidoras brasileiras de energia elétrica por meio do modelo *network* DEA com insumo compartilhado, utilizando como input o TOTEX, dado pelos custos operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX). A modelagem propõe duas etapas interligadas, correspondentes aos processos técnico-operacionais (Rede) e processos Comerciais, permitindo a decomposição da eficiência global em componentes parciais. Foram analisadas 49 distribuidoras, com produtos como extensão de rede, potência instalada, número de consumidores, consumo ponderado e indicadores de qualidade do serviço e confiabilidade. A eficiência mediana global é de 81,94%, com destaque para o maior desempenho na etapa técnico-operacional. Os resultados mostram consistência com estudos prévios, e demonstram o potencial do modelo *network* DEA para aplicação regulatória. Conclui-se que a abordagem baseada no TOTEX, aliada à modelagem em rede, oferece maior realismo e capacidade discriminatória, contribuindo para o aperfeiçoamento das práticas de *benchmarking* regulatório no setor elétrico.

PALAVRAS CHAVE. Network DEA, Distribuição de Energia Elétrica, TOTEX.

Tópicos: DEA – Análise Envoltória de Dados; EN&OG – PO na Área de Energia, Óleo e Gás; OSP – Otimização de Sistemas de Potência.

ABSTRACT

This study evaluates the efficiency of Brazilian electricity distribution companies using a Network DEA model with shared input, adopting TOTEX, defined as the operational (OPEX) and capital (CAPEX) expenditures as the input variable. The modeling framework comprises two interconnected stages, corresponding to technical-operational and commercial processes, allowing for the decomposition of global efficiency into partial components. A total of 49 distribution companies were analyzed, considering variables such as network extension, installed capacity, number of consumers, weighted consumption, and indicators of service quality and reliability. The median global efficiency was 81.94%, with higher performance observed in the technical-operational stage. The results are consistent with previous studies employing advanced modeling approaches and demonstrate the potential of Network DEA for regulatory applications. It is concluded that the TOTEX-based approach, combined with network modeling, offers greater realism, fairness, and discriminative power, contributing to the improvement of regulatory benchmarking practices in the electricity distribution sector.

KEYWORDS. Network DEA, Electricity Distribution, TOTEX (Total Expenditures).

Paper topics: Data Envelopment Analysis; EN&OG – Operations Research in Energy, Oil, and Gas; PSO – Power Systems Optimization.

1. Introdução

A regulação por *benchmarking* tem se consolidado como uma estratégia eficaz para induzir ganhos de eficiência em setores caracterizados como monopólios naturais, tal como a distribuição de energia elétrica. Tal abordagem fundamenta-se na comparação do desempenho de empresas similares, com o objetivo de estabelecer padrões de eficiência e incentivos regulatórios. Para tanto, é comum utilizar indicadores técnico-operacionais e econômico-financeiros, combinados com métodos quantitativos, tal como a Análise Envoltória de Dados (DEA) e Análise Estocástica de Fronteira (SFA), que auxiliam na redução da assimetria de informação entre reguladores e Distribuidoras de Energia Elétrica (DEE), além de viabilizar mecanismos como *price cap* e *revenue cap*, mais eficazes que os tradicionais modelos *cost-plus* [Viscusi et al. 2018]. Contudo, a literatura reconhece que não há consenso quanto à superioridade de uma única metodologia, sendo recomendável a aplicação conjunta de modelos complementares para garantir robustez metodológica e mitigar erros de especificação [Agrell e Bogetoft 2017].

A escolha de um modelo de *benchmarking* envolve critérios conceituais, estatísticos, regulatórios e pragmáticos, os quais devem equilibrar propriedades econômicas realistas, estabilidade nos resultados e aceitação social. A experiência internacional mostra que abordagens híbridas, como a adotada na Alemanha, que utiliza ponderação de quatro modelos baseados em DEA e SFA sobre diferentes bases contábeis, têm contribuído para elevar a legitimidade do processo regulatório. Nesses modelos, destaca-se o uso do TOTEX como variável de insumo, representando a soma dos custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX), e produtos que refletem a complexidade do serviço, como extensão de redes, número de consumidores e indicadores de qualidade do serviço [Agrell e Bogetoft 2017].

Recentemente, países como Reino Unido, Noruega, Itália e Alemanha passaram a adotar o conceito regulatório de TOTEX em suas metodologias de regulação tarifária. Essa abordagem visa superar o tradicional *trade-off* entre CAPEX e OPEX, promovendo maior flexibilidade e inovação na alocação de recursos. No caso britânico, o modelo regulatório RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), implementado pela *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), integra metas de longo prazo com indicadores tangíveis e intangíveis, utilizando técnicas de *benchmarking* como DEA para avaliar planos de investimento e desempenho das DEE [Ofgem 2022]. O TOTEX, nesse contexto, favorece estratégias de custo-eficiência, promove a adaptação a investimentos em redes inteligentes e incentiva a descarbonização do setor elétrico.

No contexto latino-americano, [García-Montoya et al. 2020] propõem uma metodologia integrada que combina modelos de redes de referência com modelos de fronteira de eficiência, possibilitando a estimação dos componentes CAPEX e OPEX. Essa estrutura fornece suporte tanto para o planejamento empresarial quanto para o aprimoramento dos instrumentos regulatórios, ajustando-se às particularidades técnico-econômicas de cada DEE. No caso brasileiro, observa-se crescente interesse na adoção de modelos com enfoque em TOTEX, embora ainda persistam desafios metodológicos e institucionais relacionados à alocação de custos entre estágios produtivos e a heterogeneidade das DEE.

Nesse cenário, a Análise Envoltória de Dados em Rede (*network DEA*) emerge como uma ferramenta promissora, dada sua capacidade de modelar sistemas de produção em múltiplos estágios, com produtos intermediários e insumos compartilhados. Modelos como os propostos por [Petridis et al. 2019] e [Alimohammadi et al. 2016] evidenciam a aplicabilidade do modelo *network DEA* em DEE. No Brasil, experiências como as de [Torres et al. 2017], [Moreno et al. 2015], [Ganhadeiro et al. 2018] e [Andrade e Mello 2016] demonstram a evolução dos modelos *network DEA*, com adaptações que contemplam a extensão da rede como produto intermediário, o OPEX como insumo compartilhado, e variáveis de consumo e número de unidades consumidoras como produtos.

Diante desse contexto, este trabalho busca contribuir para o avanço da regulação econômica das DEE ao propor um *framework* para definição e classificação de variáveis em modelos *network DEA* fundamentados no conceito de TOTEX. A abordagem permite incorporar, de forma estruturada, insumos compartilhados, produtos intermediários e múltiplos estágios do

processo produtivo, conferindo maior realismo à avaliação da eficiência das DEE. A partir da aplicação empírica do modelo a totalidade das DEE sob concessão, é possível decompor a eficiência global em componentes parciais, possibilitando a identificação de limites operacionais específicos e assimetrias entre as etapas técnico-operacional e comercial. Os resultados obtidos oferecem subsídios relevantes para o aprimoramento das práticas de *benchmarking* regulatório, ao favorecer diretrizes mais equitativas, sensíveis à complexidade do serviço prestado e alinhadas com os princípios de modicidade tarifária e sustentabilidade das DEE.

2. Tratamento Regulatório CAPEX e OPEX

A Nota Técnica nº 085/2024–STR/ANEEL [ANEEL 2024] apresenta a proposta consolidada de metodologia para cálculo dos custos operacionais (OPEX) regulatórios a serem aplicados nos processos de revisão tarifária das DEE. O documento é resultado de um longo processo de discussão iniciado em 2019, abrangendo duas fases da Consulta Pública nº 62/2020. A nova metodologia busca maior realismo regulatório e eficiência alocativa ao utilizar dados regulatórios e auditáveis, sejam contábeis do Balanço Mensal Padronizado, bancos georreferenciados de ativos, e variáveis que capturam aspectos técnicos, operacionais e de qualidade do serviço. A metodologia também prioriza a estabilidade regulatória, a transparência nos dados e a participação dos agentes setoriais. A Nota Técnica propõe o uso contínuo da DEA como técnica base para definição do nível eficiente de custos operacionais, reafirmando sua reprodutibilidade, aderência internacional e adequação ao setor de distribuição, considerado um monopólio natural com retornos crescentes de escala.

Em relação ao CAPEX, o Submódulo 2.3 do Proret (Procedimentos de Regulação Tarifária) estabelece os critérios e metodologias para cálculo da Base de Remuneração Regulatória (BRR) das DEE. A BRR é composta por ativos efetivamente utilizados no serviço público de distribuição, como máquinas, equipamentos, edificações, terrenos, ativos intangíveis e almoxarifado, considerando-se também obrigações especiais. A metodologia prevê o uso de dois métodos de avaliação: o Custo de Reposição e o Custo Histórico Corrigido, aplicando índices de aproveitamento, depreciação e atualizações monetárias específicas, como o IGP-M e IPCA [ANEEL 2014].

A regulamentação estabelece o conceito de “base blindada”, que compreende os ativos aprovados na revisão anterior, ajustados pelas movimentações (adições e baixas) e atualizações monetárias. Os novos ativos, denominados “base incremental”, devem ser avaliados individualmente com base em critérios como efetiva utilização, estado de conservação e documentação. Itens como máquinas, equipamentos, subestações, redes de distribuição, veículos e edificações são avaliados com base em parâmetros como Valor Novo de Reposição (VNR), Valor de Mercado em Uso (VMU) e índice de aproveitamento. O regulador exige inspeções em campo e o levantamento físico dos ativos para garantir a consistência das informações [ANEEL 2014].

Nos primeiros ciclos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) no Brasil, a ANEEL adotou a metodologia da “empresa de referência” para estimar os custos operacionais regulatórios (OPEX) das DEE. Essa abordagem consistia em simular uma concessionária hipotética, eficiente e padronizada, com base em características físico-operacionais reais, mas operando sob condições ideais. Por meio de modelos de engenharia e custos unitários de mercado, a agência definia um custo estimado que servia como limite de reconhecimento tarifário, incentivando a racionalização de despesas nas empresas reais. Contudo, com o tempo a metodologia mostrou-se limitada devido à rigidez técnica e à baixa transparência, falhando em capturar variações regionais, socioeconômicas e operacionais entre concessionárias. Em resposta, a ANEEL migrou para métodos baseados em *benchmarking*, especificamente DEA, que permitiu avaliar a eficiência relativa das empresas com base em dados reais. Essa transição promoveu maior flexibilidade metodológica e alinhamento com práticas internacionais. Todavia, um ponto a desfavor da mudança do modelo de empresa de referência para o DEA é a desvinculação dos processos reais das DEE. Os insumos e produtos muitas das vezes não representam os processos técnicos e fáticos das DEE.

A modelagem baseada nos processos reais das DEE representa um avanço significativo ao refletir de forma mais precisa a complexidade operacional do setor. Técnicas como *network DEA* permitem considerar múltiplos estágios produtivos, variáveis intermediárias e insumos compartilhados, oferecendo uma visão sistêmica da eficiência. Essa abordagem favorece a identificação de ineficiências específicas, fortalece os incentivos regulatórios e fortalece a legitimidade das decisões.

3. Network DEA

DEA é uma técnica não paramétrica baseada em programação matemática, originalmente desenvolvida por [Charnes et al. 1978], com o propósito de mensurar a eficiência relativa de unidades tomadoras de decisão (DMUs). Essa metodologia permite classificar as unidades como eficientes ou ineficientes, a partir da comparação entre insumos consumidos e produtos gerados. Os modelos clássicos de DEA são usualmente divididos em orientados a insumos ou a produtos: os primeiros identificam as reduções mínimas nos insumos necessárias para alcançar eficiência plena, mantendo os produtos constantes; os segundos, por sua vez, estimam os níveis máximos de produtos possíveis, considerando os insumos fixos [Ferreira e Gomes 2020].

Embora a DEA tradicional trate o processo produtivo como uma única etapa de transformação de insumos em produtos, há casos em que o sistema apresenta múltiplas fases interdependentes. Nesses contextos, os produtos de uma etapa atuam como insumos intermediários para etapas subsequentes, caracterizando um processo de produção em rede. Tal estrutura é particularmente adequada para setores como transporte, finanças e, especialmente, distribuição de energia elétrica, onde os processos operacionais envolvem diversos estágios concatenados.

O artigo seminal de [Chen et al. 2010], apresenta uma abordagem inovadora para a avaliação de eficiência em processos produtivos em duas etapas que compartilham recursos entre estágios. Tradicionalmente, DEA trata os processos como sistemas de insumos e produtos únicos, mas esse modelo considera a complexidade de DMUs cujos insumos são utilizados simultaneamente em diferentes estágios da produção.

A proposta se destaca por combinar características desejáveis: os modelos permanecem lineares, tratam adequadamente as medidas intermediárias e permitem a decomposição aditiva da eficiência global nas eficiências parciais de cada estágio. Isso proporciona uma avaliação mais realista do desempenho das DMUs, evitando que a eficiência de um estágio seja subestimada ao desconsiderar seu impacto em etapas posteriores. A formulação permite ainda pesos relativos para cada estágio, baseados na proporção de recursos utilizados, e pode ser aplicada sob retornos variáveis ou constantes de escala. Tais características possui a vantagem de vincular os modelos de *benchmarking* aos processos fáticos das DEE, antes vistos somente nos modelos de empresa de referência.

No presente estudo, adota-se a modelagem *network DEA* sob a formulação aditiva, orientada a insumos, com hipótese de retornos variáveis de escala (VRS). A estrutura aditiva fundamenta-se na construção de uma função objetivo composta pela soma ponderada das eficiências relativas de cada estágio, proporcionando maior granularidade na análise do desempenho parcial de cada subsistema. Essa abordagem é particularmente adequada em contextos regulatórios, em que se busca não apenas avaliar a eficiência agregada da DMU, mas também identificar limites e oportunidades de melhoria ao longo da cadeia operacional. A hipótese de VRS assegura que a fronteira de eficiência estimada represente de forma mais fiel a diversidade estrutural e operacional das DEE analisadas.

Dessa forma, a seguir, procede-se à descrição formal da modelagem aditiva de *network DEA*, com ênfase na estrutura de insumos compartilhados, produtos intermediários e critérios de agregação das eficiências parciais. As equações (1)-(5) apresentam a modelagem proposta por [Chen et al. 2010] e [Andrade e Mello 2016].

$$\theta_j = \max \left(\sum_{k=1}^S v_k \cdot y_{k,j} + \sum_{r=1}^R w_r \cdot z_{r,j} + \eta_1 + \eta_2 \right) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^M v_k \cdot y_{k,j} + \sum_{r=1}^R w_r \cdot z_{r,j} = 1 \quad (2)$$

$$\sum_{k=1}^S v_k \cdot y_{k,j} - \sum_{r=1}^R w_r \cdot z_{r,j} - (1 - \alpha) \cdot u_{si} \cdot x_{si,j} + \eta_2 \leq 0 \quad (3)$$

$$\sum_{k=1}^R w_r \cdot z_{r,j} - \sum_{i=1}^M u_i \cdot x_{i,j} - \alpha \cdot u_{si} \cdot x_{si,j} + \eta_1 \leq 0$$

$$u_i, v_k, w_r \geq 0 \quad (4)$$

$$\eta_1, \eta_2 \in \mathbb{R} \quad (5)$$

Onde E_j é a eficiência da DMU em análise. η_1 e η_2 são variáveis que representam a suposição de retornos variáveis de escala. $y_{k,j}$, $z_{r,j}$, $x_{i,j}$ e $x_{si,j}$ são os produtos k , produtos intermediários r , insumos i da DMU j . Os parâmetros u_i , u_{si} , w_r e v_k representam os pesos atribuídos, respectivamente, aos insumos i , insumos compartilhados si , produtos intermediários r , produtos k . $\alpha \in [0,1]$ é parâmetro de alocação do insumo compartilhado entre os estágios.

Uma característica fundamental do modelo *network* DEA com produtos intermediários diz respeito à consistência dos pesos atribuídos às variáveis de ligação entre etapas. O peso associado a um determinado produto intermediário deve ser idêntico quando considerado como produto do estágio anterior e como insumo do estágio subsequente, garantindo a coerência matemática e interpretativa do modelo. Tal restrição assegura que os fluxos internos sejam tratados com uniformidade ao longo da cadeia produtiva, evitando distorções na atribuição de eficiência parcial.

Ademais, em algumas estruturas produtivas complexas determinados insumos podem ser compartilhados entre múltiplos estágios do processo. No setor de distribuição é difícil o controle contábil em apartado dos custos operacionais entre as atividades de comercialização e operação e manutenção da distribuição. Nesses casos, não se conhece a priori a alocação exata do input para cada etapa, mas apenas intervalos admissíveis ou critérios de razoabilidade técnica. Esse cenário dá origem aos chamados modelos de insumo compartilhado (*shared input models*) no âmbito do *network* DEA. Tais modelos ampliam a capacidade de representação de estruturas reais, permitindo maior aderência à dinâmica observada em sistemas interligados e com recursos multifuncionais.

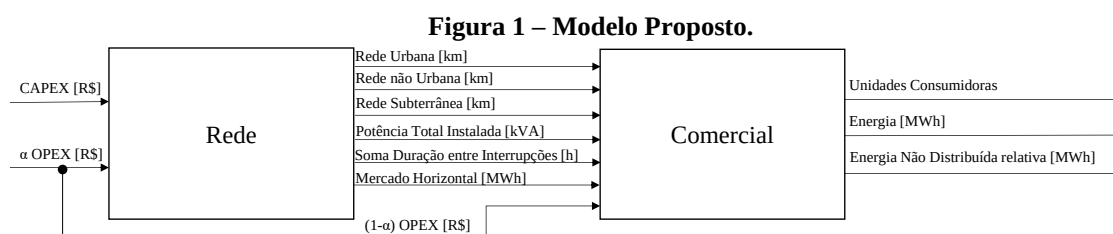
Uma vez resolvidos os problemas de programação linear associados ao modelo, torna-se possível estimar as eficiências parciais de cada etapa de forma independente, conforme (6) e (7).

$$\theta_1 = \frac{\sum_{k=1}^R w_r \cdot z_{r,j}}{\alpha \cdot u_{si} \cdot x_{si,j} + \sum_{r=1}^M u_i \cdot x_{i,j}} \quad (6) \quad \theta_2 = \frac{\sum_{k=1}^S v_k \cdot y_{k,j}}{(1 - \alpha) \cdot u_{si} \cdot x_{si,j} + \sum_{k=1}^R w_r \cdot z_{r,j}} \quad (7)$$

Essas medidas permitem decompor a eficiência global da DMU, fornecendo informações adicionais para diagnósticos operacionais, decisões regulatórias e estratégias de melhoria contínua.

4. Modelagem Utilizada

A Figura 1 apresenta a estrutura produtiva de uma DEE organizada em dois estágios interdependentes. Importa destacar que, como será detalhado a seguir, nem todas as variáveis se vinculam de forma exclusiva a um estágio específico. Em alguns casos, os insumos são compartilhados entre diferentes etapas ou assumem papel de produtos intermediários, estabelecendo relações indiretas entre insumos e produtos. Essa característica evidencia a complexidade inerente à atividade de distribuição e justifica a adoção da modelagem *network DEA*, que permite representar de forma mais realista as interações entre insumos, produtos e produtos intermediários.



Fonte: Elaborado pelos Autores.

No estágio Rede, os insumos considerados abrangem o CAPEX, vinculado sobretudo às atividades de planejamento da expansão, a fração do custo operacional destinada à operação e à manutenção preventiva (α -OPEX), bem como custos indiretos associados à estrutura administrativa central.

Como produtos, são incorporadas variáveis que representam a base de ativos e a capacidade instalada, incluindo a extensão da rede, a potência instalada (kVA) e o mercado horizontal (MERH), definido pelo crescimento médio anual do mercado, dado por novas unidades consumidoras instaladas, que influencia diretamente os investimentos necessários à expansão do sistema. Em consonância com [ANEEL 2024], a rede é segmentada em urbana (REDURB), não urbana (REDNUR) e subterrânea (REDSUB), uma vez que cada configuração apresenta custos distintos de expansão e manutenção. Por sua vez, a estrutura tarifária brasileira, conforme [ANEEL 2022], adota custos unitários por extensão de rede e potência de transformação, assegurando padronização na valoração regulatória.

Adicionalmente, considera-se o tempo total entre falhas, indicador de confiabilidade que reflete os efeitos do planejamento, operação e manutenção preventiva. Essa variável é particularmente relevante no planejamento de investimentos, pois sua redução demanda aportes significativos em confiabilidade, como a instalação de religadores automáticos, redes seccionadas e equipamentos de menor taxa de falha [CODIA 1982]. O indicador expressa os esforços em manter os ativos sob taxas de falha aceitáveis, por meio de investimentos em reforço de rede, melhorias e manutenções preventivas, o que reduz a necessidade de acionamento de equipes para manutenções corretivas. Esses investimentos, por sua vez, podem gerar efeitos compensatórios, ao mitigar falhas e reduzir custos operacionais (OPEX) ao longo do tempo.

O estágio Comercial, por sua vez, utiliza como insumos os produtos intermediários provenientes do estágio Rede, além da parcela dos custos operacionais $((1-\alpha)\cdot\text{OPEX})$ vinculada às atividades de medição, faturamento, controle de inadimplência, manutenção corretiva e custos indiretos da estrutura administrativa central. Esses insumos, em conjunto com os produtos intermediários, estão diretamente associados à manutenção corretiva e à Energia Não Distribuída (END), indicador de qualidade regulatória vinculado ao tempo de atendimento das equipes de manutenção [Roselli et al. 2024].

A extensão da rede, por sua vez, influencia o tempo de deslocamento das equipes de manutenção, a frequência de falhas e a vulnerabilidade operacional, especialmente em sistemas radiais. Em termos operacionais, redes mais extensas, sobretudo em áreas geograficamente dispersas ou de baixa densidade populacional, acarretam custos adicionais em função da maior

complexidade logística das manutenções corretivas, impactando diretamente a END. Essa relação é corroborada por evidências empíricas em estudos anteriores [Moreno et al. 2015; Andrade e Mello 2016].

As atividades de medição, faturamento e controle de inadimplência apresentam forte correlação com o número de unidades consumidoras (NUC) e com o consumo de energia (MER). O NUC está diretamente relacionado aos custos comerciais, enquanto o MER representa o consumo ajustado por nível de tensão e custos relativos de transporte [ANEEL 2024]. Como a energia faturada não incorpora as perdas não técnicas, incluiu-se uma estimativa ajustada dessas perdas, reduzida em 30% para representar o consumo perdulário. Ressalte-se ainda que uma maior relação entre potência instalada (kVA) e energia efetivamente entregue pode indicar maiores níveis de perdas não técnicas.

A variável α desempenha papel central na modelagem, pois define a proporção do OPEX alocada a cada estágio. Em modelos com insumos compartilhados, como o presente, é fundamental assegurar que essa distribuição seja tecnicamente plausível e compatível com a realidade operacional das DEE. Os valores de α foram obtidos de [Roselli et al. 2024] e [ANEEL 2015]. Enquanto a segregação do OPEX entre Rede e Comercial já é tradicionalmente realizada pela ANEEL [ANEEL 2015], a consideração da END como saída exigiu ajustes adicionais, associados à proporção relativa das equipes de manutenção corretiva, estimada por meio de simulações com base na teoria das filas [Roselli et al. 2024].

Por fim, vale destacar que as atividades de operação e manutenção também englobam o dimensionamento das equipes de atendimento, a execução de manutenções preventivas e atividades complementares, como o manejo da vegetação próxima à rede elétrica, todas definidas a partir de tempos médios de preparo, deslocamento, execução e frequência de falhas [CODIB 1982]. Essa configuração evidencia a capacidade do *network* DEA de representar a complexidade das operações reais das DEE, ao possibilitar a decomposição da eficiência em componentes parciais e reconhecer a existência de recursos compartilhados e produtos intermediários. Tal abordagem é fundamental para formulações regulatórias ou gerenciais mais precisas, equitativas e condizentes com a natureza integrada das atividades de DEE.

A Tabela 1 apresenta os insumos, produtos intermediários e produtos das 49 DEE (DMUs) utilizadas nas simulações que se seguem.

Tabela 1 – Insumos, Produtos Intermediários e Produtos.

Distribuidora	X1 CAPEX mil R\$	X2 OPEX mil R\$	Z1 Red.urb km	Z2 Red.nurb km	Z3 Red.sub km	Z4 Mer_H MWh	Z5 Cons/FEC horas	Z6 kVA	Y1 UC	Y2 Consumo GWh	Y3 EDIS MWh	α %
CEMIG	2.269.68	2.266.44	110.285	429.837	2.419	687.253	14.790.84	6.604.46	21.23	8.560	163.8	73
MUXFELDT	1.499	3.388	180	18	0	1.589	40.244	19	42	12	334	83
JOAOCESA	804	2.294	66	6	-	302	11.806	6	13	4	85	85
CELESC	712.604	890.220	46.250	87.763	381	672.313	3.633.374	2.700.82	11.88	3.057	90.29	74
CPFL-PAUL.	1.178.06	1.058.23	70.398	66.390	587	685.117	9.276.011	491.486	15.99	4.522	126.1	75
ENEL-SP	1.812.87	1.720.16	42.793	2.070	2.664	753.771	16.757.00	31.244	26.34	7.326	169.1	71
CPFL-PIRA	492.130	390.953	17.682	8.449	537	299.397	3.734.950	26.899	6.292	1.761	58.41	76
FORCEL	1.119	5.121	186	257	-	1.525	128.831	22	32	8	324	83
EDP-SP	509.541	463.573	20.338	9.109	220	363.124	3.667.966	2.913.25	6.389	1.934	60.35	76
COPEL	1.188.90	1.526.91	70.016	187.196	328	575.491	6.883.616	575.656	15.73	4.731	114.4	75
CELPE	798.319	972.921	26.928	123.197	85	218.274	5.695.900	8.383	8.691	3.752	47.19	76
EBO	26.055	46.196	2.040	3.676	2	13.322	729.444	385	439	219	3.047	76
IENERGIA	4.491	18.798	621	1.687	-	7.192	47.085	115	167	37	1.124	80
COELCE	881.309	760.139	22.272	133.476	-	205.564	6.318.931	7.086	7.950	3.693	39.67	91
ELEKTRO	799.426	641.937	38.576	83.015	82	358.259	5.365.564	120.335	8.350	2.713	68.95	76
LIGHT	1.905.87	1.069.63	36.083	10.066	2.835	-	6.961.568	21.907	15.47	3.966	104.3	81
COELBA	1.698.73	1.621.25	39.488	274.349	2.243	359.612	9.042.953	13.248	12.61	6.091	67.94	77
EPB	288.215	345.012	15.118	62.958	21	84.593	2.261.919	2.891	3.122	1.449	14.77	75
EFLUL	1.806	7.453	155	200	-	2.078	13.067	19	51	7	445	84
CELG	703.919	897.349	38.530	185.806	284	370.094	2.363.161	790.289	8.473	3.054	32.72	77
ENF	21.571	23.490	1.225	877	-	4.917	251.610	258	250	110	1.492	76
EMG	83.883	125.892	5.191	24.013	-	24.789	842.636	102.041	1.077	462	5.800	78
COCCEL	7.110	25.676	1.332	1.076	1	7.393	58.892	187	172	52	1.194	79
COSERN	835.854	356.309	10.546	46.776	31	109.392	2.596.931	3.038	3.609	1.470	20.76	78
CEB	420.004	326.651	12.469	6.634	2.312	106.892	1.353.606	5.028	4.213	1.086	24.64	75
CELPA	1.005.91	673.173	18.947	139.604	11	259.529	1.927.800	3.378.75	6.743	2.696	19.90	77

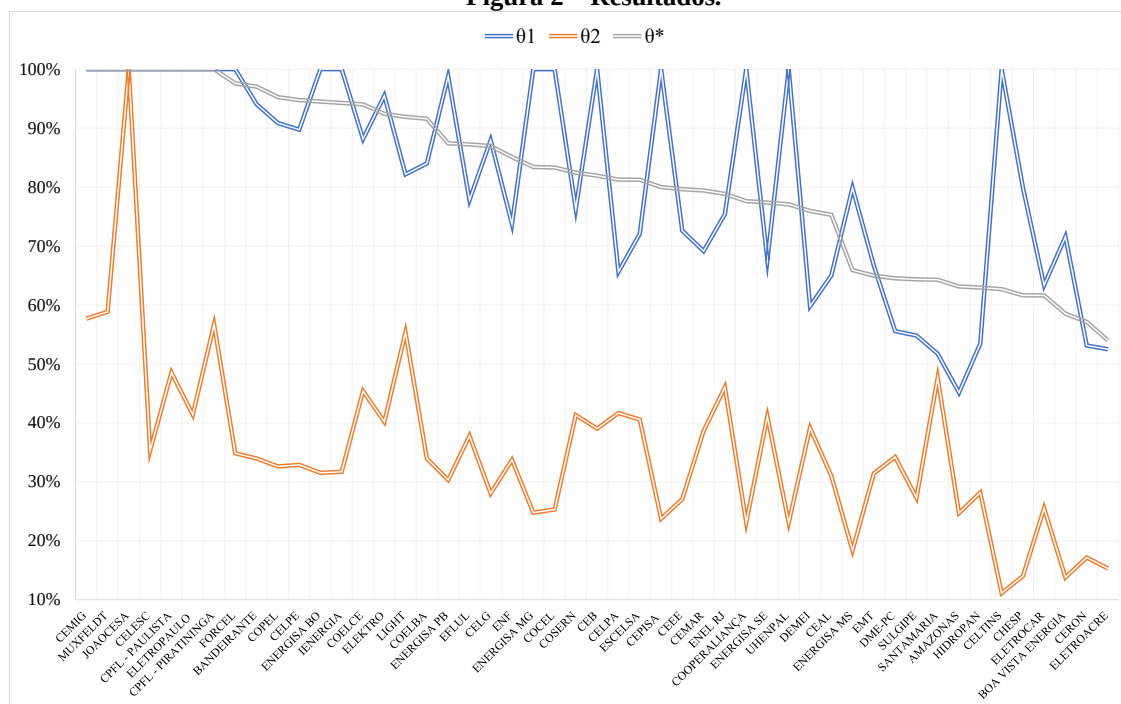
Distribuidora	X1 CAPEX mil R\$	X2 OPEX mil R\$	Z1 Red.urb km	Z2 Red.nurb km	Z3 Red.sub km	Z4 Mer. H MWh	Z5 Cons/FEC horas	Z6 kVA	Y1 UC	Y2 Consumo GWh	Y3 EDIS MWh	α %
ESCELSA	524.582	448.005	16.477	50.297	44	189.809	2.927.941	533.259	4.751	1.591	38.27	77
CEPISA	321.322	391.400	22.237	88.596	0	94.728	844.329	747.064	3.091	1.315	4.901	78
CEEE	387.344	652.624	16.638	41.237	371	161.610	1.512.944	6.152	5.249	1.748	22.11	78
CEMAR	711.308	664.528	31.335	118.129	1	137.128	3.122.738	5.847	5.353	2.545	20.87	76
ENELRJ	1.318.25	723.077	33.656	28.032	3.284	102.094	2.903.860	1.527.69	7.270	2.688	38.21	83
COOPERALI	8.233	13.346	1.119	290	-	5.927	83.362	108	128	39	942	82
ESE	377.954	203.290	6.236	21.361	19	64.132	1.387.252	1.670	1.826	790	11.03	77
UHENPAL	3.363	6.808	231	1.400	-	1.212	18.249	34.420	59	16	217	84
DEMEI	4.349	13.993	504	1	0	2.035	42.316	84	123	34	580	80
CEAL	269.695	355.304	12.059	34.128	319	110.077	632.099	2.435	2.609	1.133	5.731	78
EMS	413.691	463.856	15.753	87.483	228	104.197	2.004.528	260.368	3.552	1.041	20.37	77
EMT	745.764	653.800	20.682	169.625	-	294.024	1.395.816	228.509	5.986	1.456	22.97	77
DME-PC	27.488	33.519	1.065	440	7	12.337	250.828	298	262	78	2.275	84
SULGIPE	41.160	52.753	1.042	7.318	-	9.422	202.994	283	229	151	1.560	79
EFLSM	65.142	45.031	1.022	6.987	0	10.761	218.918	817	439	114	2.191	81
AMAZONAS	335.155	704.753	10.816	25.439	37	42.776	347.096	92.387	4.624	1.033	10.81	79
HIDROPAN	5.158	9.928	394	160	-	1.863	20.658	57	69	19	498	84
CELTINS	424.101	314.922	10.756	89.196	381	56.748	666.912	245.891	1.756	601	5.865	78
CHESP	15.457	18.057	997	2.443	-	2.046	33.794	155	109	37	460	82
ELETROCAR	10.658	17.453	598	1.825	-	2.505	49.888	130	125	38	716	82
BOA VISTA	81.148	160.291	4.780	12.240	0	41.080	27.583	215.706	855	172	2.371	81
CERON	278.375	518.572	10.369	53.518	29	74.214	335.076	5.344	2.897	658	-	78
ELETROACRE	108.373	216.342	3.399	17.684	48	23.906	99.953	1.060	940	272	1.001	82

Fonte: Elaborado pelos Autores.

5. Resultados

A Figura 2 apresenta os resultados de eficiência obtidos a partir da aplicação do modelo *network* DEA com insumo compartilhado, aplicado as DEE. As três curvas são: θ_1 (eficiência da etapa técnica ou “Rede”), θ_2 (eficiência da etapa “Comercial”) e θ (eficiência global agregada para modelo aditivo). As DEE estão organizadas no eixo horizontal, enquanto o eixo vertical expressa os valores de eficiência em percentual, variando de 10% a 100%.

Figura 2 – Resultados.



Fonte: Elaborado pelos Autores.

A curva azul (θ_1) apresenta maior variabilidade entre as DEE, evidenciando diferenças expressivas na eficiência dos processos operacionais vinculados à gestão da infraestrutura elétrica (como manutenção, expansão de redes e confiabilidade). Observa-se que várias DEE alcançam níveis elevados de eficiência técnica, enquanto outras apresentam desempenho substancialmente inferior, sugerindo disparidades na qualidade da operação e na alocação de recursos técnicos. Em contraste, a curva laranja (θ_2) apresenta valores mais baixos e uma dispersão mais homogênea entre as empresas.

A curva cinza (θ) representa a eficiência global calculada pelo modelo aditivo. Ela apresenta comportamento suavizado, refletindo a agregação das eficiências parciais e permitindo visualizar o desempenho relativo das DEE sob uma perspectiva sistêmica.

Um dos diferenciais do modelo *network* DEA empregado é justamente a possibilidade de decompor a eficiência global em componentes parciais, permitindo evidenciar assimetrias na alocação de recursos e na maturidade operacional entre os processos técnico-operacionais e comerciais. Os resultados apontaram maior desempenho relativo na etapa de redes, ao passo que a etapa comercial apresentou níveis médios mais baixos de eficiência, com maior homogeneidade entre as distribuidoras. Essa diferença sugere que, enquanto parte das empresas já internalizou práticas consolidadas de operação e manutenção da infraestrutura elétrica, ainda persistem desafios na gestão de perdas não técnicas, inadimplência e atendimento ao consumidor e qualidade do serviço, fatores que demandam maior maturidade gerencial e investimentos em inovação.

Pode-se constatar que algumas DEE não apresentam plena eficiência em nenhum dos estágios individuais (Rede ou Comercial) mas, ainda assim, atingem eficiência plena global. Esse resultado decorre do fato de que, na formulação aditiva do *network* DEA, a eficiência global é calculada como a soma ponderada das eficiências parciais, o que permite que a combinação ótima dos pesos aloque os recursos de forma a posicionar a unidade na fronteira de eficiência global, mesmo que nenhum estágio isolado atinja eficiência plena. Tal fenômeno sugere uma integração eficiente entre os processos técnicos e comerciais, ainda que subsistam oportunidades de aprimoramento em etapas específicas. Efeitos semelhantes foram reportados em aplicações anteriores, como em [Andrade e Mello 2016], [Alimohammadi et al. 2016], [Torres et al. 2017] e [Moreno et al. 2015].

Essa constatação reforça o potencial da abordagem proposta não apenas para fins regulatórios, mas também como instrumento de gestão estratégica para as DEE, ao fornecer subsídios para a definição de metas específicas e para a priorização de investimentos voltados ao aumento da eficiência em áreas mais críticas.

A eficiência mediana global observada é de 81,94%. Nas aplicações regulatórias se convencionou a padronização da mediana das DMUs em 100% para fins de comparação relativa [ANEEL, 2024]. Considerando esse ajuste metodológico, a distribuidora com menor desempenho é a ELETROACRE, com eficiência técnica estimada em 53,98%, com eficiência regulatória reajustada para 65,88%, considerando o ajuste pela mediana. É importante ressaltar que existem diferentes mecanismos regulatórios para atenuar os efeitos adversos da aplicação direta de resultados de *benchmarking*, os quais incluem a definição de zonas de eficiência, janelas de suavização e abordagens combinadas entre modelos paramétricos e não paramétricos [Agrell & Bogetoft 2017].

Das 49 DEE avaliadas, sete foram classificadas como eficientes globalmente, incluindo cinco empresas de grande porte, CEMIG, CELESC, CPFL Paulista, ELETROPAULO e CPFL Piratininga, e duas de pequeno porte, MUXFELDT e JOAOCESA. O fato de distribuidoras com diferentes perfis estruturais e regionais apresentarem desempenhos igualmente eficientes reforça a capacidade discriminatória do modelo com retornos crescentes de escala em captar nuances operacionais e contextuais distintas, valorizando a eficiência relativa conforme o porte e a complexidade da atuação das DEE.

Observa-se ainda a presença de eficiências baixas em algumas DMUs, fenômeno pouco frequente em aplicações com modelos DEA tradicionais. Contudo, é necessário destacar que o modelo adotado neste estudo é uma extensão avançada da DEA. Tal formulação amplia o poder de

discriminação e pode gerar valores de eficiência mais severos, conforme documentado na literatura especializada [Andrade e Mello 2016], [Alimohammadi et al. 2016], [Torres et al. 2017] e [Moreno et al. 2015]. Tais resultados não devem ser interpretados isoladamente, mas sim à luz da estrutura metodológica que visa capturar as interdependências operacionais e alocativas entre os diferentes processos que compõem a atividade de DEE.

A Tabela 2 apresenta os resultados de regressões lineares entre os escores de eficiência obtidos pelo modelo network DEA e variáveis explicativas agrupadas por tipo: insumos, produtos intermediários e produtos. O objetivo é identificar quais variáveis apresentam maior correlação estatística com os níveis de eficiência técnica estimados, o que pode auxiliar na interpretação econômica dos resultados do modelo e na identificação de direcionadores de desempenho no setor.

Tabela 2 – Estatísticas entre eficiência e variáveis.

Tipo	Insumos	R ² ajustado	p-valor
Insumos	CAPEX	0,1813	0,3497
	OPEX		0,8275
Produtos Intermediários	Rede Urbana	0,3419	0,6577
	Rede não Urbana		0,1801
	Rede Subterrânea		0,4737
	Potência de transformação instalada		0,5370
	Mercado Horizontal		0,7068
	Duração entre interrupções total		0,0982
Produtos	Consumo	0,3369	0,0453
	Unidades Consumidoras		0,1615
	Energia Distribuída		0,0064

Fonte: Elaborado pelos Autores.

Na categoria insumos, destaca-se que a variável OPEX apresenta um p-valor elevado (0,8275) e baixo R² ajustado (0,1813), indicando fraca explicação da eficiência por essa variável isoladamente, o que sugere heterogeneidade na alocação de custos ou que o modelo capta dimensões mais amplas do desempenho além do volume de insumos utilizados.

Entre os produtos intermediários, as variáveis com maior grau de associação (embora ainda moderado) são Potência de Transformação Instalada ($p = 0,5370$) e Mercado Horizontal ($p = 0,7068$). No entanto, os R² ajustados ainda são baixos, indicando que essas variáveis explicam apenas parte da variação na eficiência. Em relação aos produtos, observa-se maior capacidade explicativa. Todavia, o R² ajustado de 0,3369 ainda é baixo, evidenciando uma relação estatisticamente baixa com a eficiência estimada e um bom ajuste em relação a escala variável.

6. Conclusão

Este estudo contribui para o campo da regulação econômica do setor elétrico ao aplicar o modelo network DEA com insumos compartilhados para avaliar a eficiência técnica das distribuidoras brasileiras de energia elétrica, a partir da abordagem integrada do custo total (TOTEX), que combina CAPEX e OPEX. A formulação aditiva adotada permitiu decompor a eficiência global em componentes específicos por estágio, oferecendo uma análise granular dos subsistemas operacionais e comerciais das distribuidoras, o que representa um avanço frente aos modelos DEA tradicionais amplamente utilizados.

Os resultados empíricos indicam diferenças substanciais entre as distribuidoras, com uma mediana de eficiência global de 81,94%. A aplicação do modelo evidenciou maior eficiência na etapa de redes, sugerindo assimetrias na alocação de recursos e na maturidade operacional entre os diferentes processos. A incorporação do conceito de alocação (α), já aplicado no processo de estrutura tarifária, mostrou-se eficaz para capturar a diversidade estrutural das empresas analisadas, respeitando os limites operacionais reais na distribuição dos custos operacionais. Além disso, a presença de DMUs com eficiências baixas na etapa comercial, está em consonância com a literatura sobre modelos avançados de DEA, refletindo o elevado poder discriminatório da metodologia em rede.

Além de sua aplicação em contextos regulatórios, o modelo proposto apresenta potencial para subsidiar análises internas mais detalhadas, ao permitir a identificação das etapas do processo produtivo que apresentam maior ineficiência. Tal diagnóstico pode orientar o planejamento estratégico das distribuidoras, direcionando a formulação de metas específicas de produtividade e a priorização de etapas críticas para melhoria do desempenho. Ademais, sugere-se que estudos futuros ampliem o escopo da modelagem por meio da incorporação de novas variáveis, contemplando produtos, insumos e produtos intermediários de natureza social ou ambiental, de modo a alinhar a avaliação de eficiência às demandas contemporâneas de sustentabilidade e responsabilidade corporativa.

Por fim, destaca-se que o modelo proposto pode ser utilizado em aplicações regulatórias, por considerar produtos intermediários, insumos compartilhados e múltiplos estágios de produção, alinhando-se à complexidade do setor de distribuição de energia elétrica. A abordagem adotada pode desenvolver *benchmarks* mais robustos, capazes de apoiar decisões regulatórias mais equitativas e tecnicamente fundamentadas. Recomenda-se que futuras pesquisas explorem a incorporação de variáveis ambientais, novas configurações baseadas em processos e de contexto regional, bem como a comparação com modelos paramétricos, visando aprimorar ainda mais a acurácia e legitimidade do processo regulatório.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo apoio financeiro concedido para a realização deste trabalho.

Referências

AGRELL, Per J.; BOGETOFT, Peter. Regulatory benchmarking: Models, analyses and applications. *Data Envelopment Analysis Journal*, v. 3, n. 1-2, p. 49-91, 2017.

ALIMOHAMMADI, Ardekani M. et al. A robust two-stage data envelopment analysis model for measuring efficiency: Considering Iranian electricity power production and distribution processes. 2016.

ANDRADE, Gustavo Naciff de; MELLO, João Carlos Correia Baptista Soares de. Network DEA para avaliar eficiência de distribuidoras de gás natural no Brasil. In: *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional – SBPO*, 48., 2016, Vitória. Anais [...]. Vitória: SOBPAPO, 2016. p. 946–958.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória – BRR. In: *Procedimentos de Regulação Tarifária*. Brasília: 2014. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/proret>. Acesso em: 11 maio 2025.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Nota Técnica nº 085/2024 – STR/ANEEL: Metodologia de cálculo dos custos operacionais regulatórios a ser aplicada nos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição. Brasília: ANEEL, 7 maio 2024.

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET*: Submódulo 7.3: Tarifas de Aplicação. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/proret>. Acesso em: 11 maio 2025.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Op. Res.*, Amsterdam, v.2, n. 6, p. 429–444, 1978. ISSN 0377-2217.

CHEN, Yao; DU, Juan; SHERMAN, H. David; ZHU, Joe. DEA model with shared resources and efficiency decomposition. *European Journal of Operational Research*, Amsterdam, v. 207, n. 1, p. 339–349, 2010. ISSN 0377-2217.

CHUNG, Y. H.; FÄRE, R.; GROSSKOPF, S. Productivity and undesirable outputs: a directional distance function approach. *Journal of Environmental Management*, Amsterdam, v. 51, n. 3, p. 229–240, 1997. ISSN 0301-4797.

CODI A. Planejamento de sistemas de distribuição (coleção distribuição de energia elétrica volume 1). Rio de Janeiro: Campus/Eletróbrás, v. 1, 1982.

CODI B. Coleção Distribuição de Energia Elétrica: Manutenção e Operação de Sistemas de Distribuição. Rio de Janeiro: Campus/Eletróbrás, v. 4, 1982.

FERREIRA, C. M. DE C.; GOMES, A. P. Introdução à análise envoltória de dados: teoria, modelos e aplicações. 2a. ed. Viçosa: UFV, 2020.

GANHADEIRO, Thiago Gomes Leal et al. Evaluation of energy distribution using network data envelopment analysis and Kohonen Self Organizing Maps. *Energies*, v. 11, n. 10, p. 2677, 2018.

MORENO, Plácido et al. Evaluation of Brazilian electricity distributors using a network DEA model with shared inputs. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 7, p. 2209-2216, 2015.

OFGEM. RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document. Londres: 2022.

PETRIDIS, Konstantinos et al. A novel network data envelopment analysis model for performance measurement of Turkish electric distribution companies. *Energy*, v. 174, p. 985-998, 2019.

ROSELLI, M. A.; et. al. Service quality optimal regulation in electrical energy distribution networks. In: *IEEE URUCON*, 2024, Montevideu. Anais. Montevideu: IEEE, 2024. p. 1–5. DOI: 10.1109/URUCON63440.2024.10850145.

TORRES, Livia Mariana Lopes de Souza et al. Avaliação das transmissoras de energia elétrica com entradas compartilhadas. In: *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 49., 2017, Blumenau. Anais [...]. Blumenau: SOBRAPO, 2017.

VISCUSI, W. Kip; HARRINGTON JR, Joseph E.; SAPPINGTON, David EM. Economics of regulation and antitrust. MIT press, 2018.