

## NETWORK DEA PARA AVALIAR EFICIÊNCIA DE DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL NO BRASIL

**Gustavo Naciff de Andrade**

Departamento de Engenharia de Produção – Universidade Federal Fluminense  
Rua Passo da Pátria 156, São Domingos, 24210-240, Niterói, RJ  
gnandrade@id.uff.br

**João Carlos Correia Baptista Soares de Mello**

Departamento de Engenharia de Produção – Universidade Federal Fluminense  
Rua Passo da Pátria 156, São Domingos, 24210-240, Niterói, RJ  
jcsmello@producao.uff.br

### RESUMO

O presente artigo avalia a eficiência de distribuidoras de gás natural a partir de um modelo Network DEA aditivo com entrada compartilhada. A modelagem proposta consiste em uma rede com duas etapas que considera um input compartilhado (custos operacionais), um produto intermediário (extensão da rede) e dois outputs (volume comercializado pela distribuidora e número de consumidores). Conforme identificado em [Moreno et al. (2015)] ao avaliar distribuidoras de energia elétrica, esta abordagem se justifica uma vez que a depender do que se deseja modelar a variável extensão de rede pode ser considerada um input ou um output.

**PALAVRAS CHAVE.** Network DEA, DEA, distribuidoras de gás natural.

**Tópicos:** DEA - Análise Envoltória de Dados; EN - PO na Área de Energia

### ABSTRACT

This paper evaluates the efficiency of Brazilian natural gas distribution companies using a Network DEA additive model with shared input. The proposed model consists of a network with two stages that consider a shared input (operating costs), an intermediate product (extension of the network) and two outputs (volume sold by the distributor and number of consumers). As identified in [Moreno et al. (2015)], this approach is justified because the variable network extension can represent different dimensions of the problem if it considered as an input or an output in a DEA model.

**KEYWORDS.** Network DEA, DEA, natural gas distribution companies.

**Paper topics:** DEA - Data Envelopment Analysis; EN - OR in Energy

## 1. Introdução

O negócio de distribuição de gás natural é usualmente caracterizado como monopólio natural, uma vez que apresenta alto custo de investimento para construção da infraestrutura necessária, economia de escala. A distribuição de gás natural no Brasil é a etapa final da indústria do gás natural (IGN) na qual as distribuidoras são os agentes responsáveis por disponibilizar o produto ao consumidor.

No Brasil, enquanto as distribuidoras de energia elétrica são reguladas nacionalmente de forma centralizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as distribuidoras de gás natural são reguladas no âmbito do estado em que operam. Isto porque a Constituição Federal Brasileira estabeleceu que compete aos Estados explorar diretamente, ou através de concessão, os serviços locais de gás canalizado.

De acordo com [Haney e Pollitt, 2009] as reformas internacionais nas indústrias de rede fizeram com que as atividades de transmissão e distribuição das indústrias de gás natural e eletricidade passassem a ser reguladas por incentivo. Ainda de acordo com o referido estudo muitos reguladores, tanto de energia elétrica quanto de gás natural, utilizam técnicas avançadas de *benchmarking* para avaliar a eficiência das empresas reguladas bem como definir alvos para a regulação por incentivos.

Neste contexto a Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis - DEA*) é uma técnica de benchmarking muito empregada para avaliar a eficiência de unidades produtivas (conhecidas como *Decision Making Units - DMUs*). A metodologia foi originalmente desenvolvida por [Charnes et al. 1978] e utiliza exclusivamente dados sobre as entradas (ou *inputs*) e as saídas (ou *outputs*) do processo homogêneo de transformação que caracteriza todas as DMUs avaliadas.

A análise de estudos que buscam avaliar a eficiência de distribuidoras de gás natural permite evidenciar que as variáveis consideradas na modelagem podem variar significativamente. Um dos modelos propostos em [Marques, et al. 2012] utilizam custo operacional como *input* e número de consumidores, volume de gás entregue e extensão da rede como *outputs* para avaliar a eficiência de distribuidoras de gás natural. Já o modelo proposto em [Carrington et al. 2002] utilizam extensão da rede e custos operacionais como *inputs* e volume de gás entregue, número de consumidores residenciais e número de demais consumidores como *outputs*.

Assim, a depender da modelagem desenvolvida uma mesma variável pode ser considerada *input* ou *output*. É o caso, por exemplo, da variável extensão da rede considerando os exemplos acima apresentados. De acordo com [Cook, et al., 2014] tal fato não necessariamente representa um problema de modelagem, uma vez que as variáveis escolhidas nos modelos são dependentes do que se deseja avaliar.

Ao estudar distribuidoras de energia elétrica, [Moreno, et al., 2015] já observaram que a variável extensão de rede pode ser considerado *input* ou *output* a depender da modelagem. O estudo argumenta que a justificativa para utilizar tal variável como *input* está no fato de que a extensão de rede pode representar uma componente importante nos custos operacionais de uma distribuidora. Por outro lado quando modelado como *output* busca representar o alcance da operação da distribuidora.

Para lidar esta situação é possível recorrer à uma modelagem *Network DEA* em duas etapas com *input* compartilhado. Assim, a variável extensão de rede é produto intermediário da modelagem, sendo *output* para uma etapa e *input* de outra etapa do processo de avaliação. Trata-se, portanto de uma aplicação da modelagem apresentada em [Moreno, et al., 2015], mas no contexto da avaliação de eficiência no mercado brasileiro de distribuição de gás natural.

## 2. O mercado de distribuição de gás natural canalizado no Brasil

De acordo com [ABEGAS, 2016] existem atualmente no Brasil 27 distribuidoras de gás canalizado no Brasil. Observa-se que na grande maioria dos estados há apenas uma distribuidora com concessão para atendimento ao mercado, a exceção são os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Estes estados possuem três e duas distribuidoras respectivamente atuando em diferentes partes do território de seus respectivos estados.

Figura 1- Mapa concessionária de distribuição.



Fonte: ABEGAS

Segundo dados da ABEGAS o consumo de gás natural no Brasil atingiu em 2014 uma média diária de 78.117 mil m<sup>3</sup> por dia, o que representa um crescimento de 16,3% quando comparado ao observado no ano de 2013. A análise do histórico mostra que entre os anos de 2011 e 2014 o crescimento médio anual também foi da ordem de 18%.

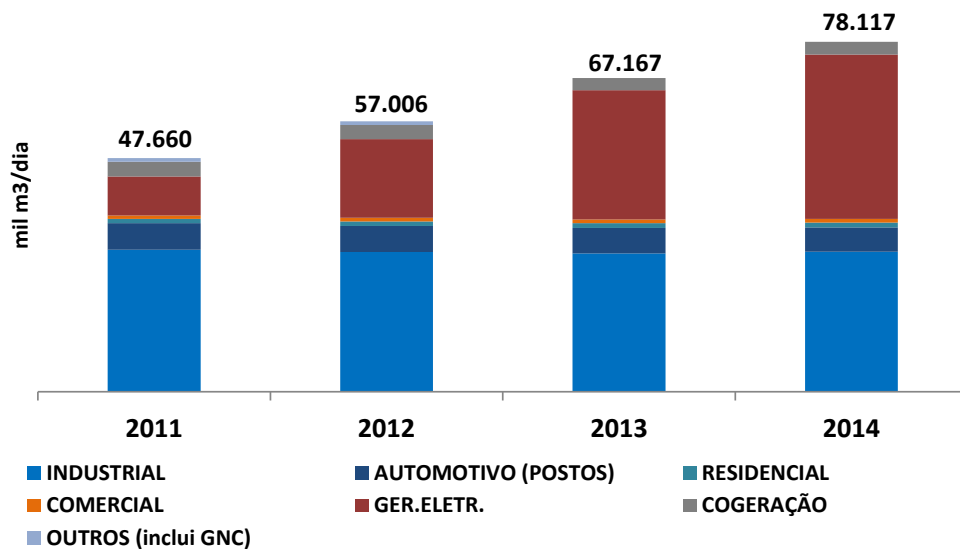
Observa-se que o mercado brasileiro nos últimos anos foi impulsionado pelo crescimento do mercado de gás no segmento de geração de energia elétrica. Para se ter ideia da magnitude deste crescimento, em 2011 o consumo médio deste segmento era de 7.947 mil m<sup>3</sup> por dia. Já em 2014 foi de 33.410 mil m<sup>3</sup> por dia, o que representa um crescimento médio anual da ordem 61% no período. Tal fato é explicado pelo maior acionamento de usinas termelétricas uma vez que neste período por conta de fenômenos climatológicos houve pouca chuva, o que contribui para o deplecionamento dos reservatórios de hidrelétricas. Assim, para manter níveis de segurança adequados nesses reservatórios as térmicas são acionadas de forma a poupar água dos reservatórios.

Por outro lado o mercado industrial que representava 60% do mercado em 2011, com um consumo médio da ordem de 28.583 mil m<sup>3</sup> por dia, se manteve estável até o ano de 2014(média de 28.466 mil m<sup>3</sup> neste ano). Com isto, perdeu participação e passou a responder a 36,4% em 2014.

Os demais segmentos possuem participação modesta quando comparado às duas classes já citadas. Ainda de acordo com dados da ABEGAS, em 2014 o terceiro segmento mais relevante foi o “Outros” (que inclui GNC) que respondeu 8,0% do mercado, seguido das classes Automotiva (postos) com 6,4%, Cogeração (3,3%), Residencial (1,2%), Comercial (1,0%) e Matéria Prima (0,9%).

O Gráfico 1 apresenta a evolução do mercado de gás nos últimos 4 anos, onde é possível observar a dinâmica do mercado expandindo a partir do segmento de geração de energia elétrica.

Gráfico 1 – Mercado de gás natural (2011-2014).



### 3. Análise de eficiência em distribuição de gás natural canalizado

[Haney e Pollitt, 2009] apresentam um *survey* feito junto a reguladores para avaliar como estas instituições avaliam a eficiência de distribuidoras e transmissoras de gás natural e energia elétrica. Especificamente para o caso da distribuição de gás natural destacam-se a utilização de DEA, análise de processos e COLS (Corrected Ordinary Least Square), como os principais métodos utilizados.

[Erbetta e Rappuoli, 2008] analisaram a eficiência de distribuidoras de gás na Itália. Destaca-se do que ao contrário do observado em diversos países o mercado italiano apresenta como característica alto nível de fragmentação com um total de 752 distribuidoras, isto porque as concessões são municipais. Assim, o estudo utiliza um modelo DEA com um *input* (custo) e dois *outputs* (número de consumidores e volume de vendas) para analisar o retorno de escala apresentado.

Em [Ertürk e Türüt-Asık, 2011] são analisadas 38 distribuidoras de gás canalizado. O estudo testa sete diferentes modelagens e elege dois modelos como mais adequados. O primeiro deles utiliza dois *inputs* (extensão de rede e número de empregados), três *outputs* (Consumo total, número de consumidores residenciais e demanda de pico) além de duas variáveis ambientais (temperatura no inverno e o número de apartamentos por prédio). O modelo que não leva em consideração variáveis ambientais é composto por um *input* (Custos totais) e três *outputs* (consumo total, número de consumidores e extensão de rede).

[Carrington et al. 2002] desenvolveram um estudo para o regulador australiano objetivando analisar a eficiência das distribuidoras utilizando além de Análise Envoltória de Dados a técnica paramétrica Stochastic Frontier Analysis (SFA). O modelo DEA, conforme apresentado na introdução do artigo, leva em consideração dois *inputs* (Extensão de rede e custo de operação e manutenção) e três *outputs* (volume de gás entregue, número de consumidores residenciais e número de demais consumidores).

[Hollas et al., 2002] examina distribuidoras de gás natural dos Estados Unidos no período entre 1975 e 1994. Este período inclui anos anteriores e posteriores a reestruturação desta indústria no país, e conclui não haver provas de que a competição alterou a eficiência econômica das distribuidoras. O modelo DEA proposto leva em consideração 3 *inputs* (Capital, Trabalho e Gás Adquirido) e 3 *outputs* ( volume de vendas dos segmentos: residencial, comercial e industrial).

A análise de eficiência de distribuidoras portuguesas foi objeto de estudo em [Marques, et al. 2012]. As variáveis utilizadas na modelagem DEA foram um *input* (custo operacional) e três *outputs* (número de consumidores, volume de gás entregue e extensão da rede).

Especificamente para o Brasil [Calôba e Estellita Lins, 2005] estimaram a eficiência de 18 distribuidoras brasileiras utilizando um modelo DEA com 1 *input* (extensão das linhas) e dois *outputs* (volume total distribuído e Total de clientes). Do ponto de vista técnico o estudo inova ao utilizar a medida de eficiência baseada nas folgas (Slacks Based Measurement – SBM) para implementar modelos nos quais o decisor possa, a partir da fronteira de eficiência, apontar a projeção desejada, fugindo de alvos inviáveis.

#### 4. Análise envoltória de dados

A Análise Envoltória de Dados (DEA) foi originalmente desenvolvida por [Charnes et al. 1978]. A eficiência nesta modelagem é calculada como o quociente entre soma ponderada dos *outputs* e soma ponderada dos *inputs*, onde os pesos são obtidos através da solução de um problema de programação linear (PPL) de forma mais benevolente para cada DMU. Assim, a eficiência de cada unidade é calculada resolvendo um PPL próprio da unidade avaliada. Os PPLs associados ao problema no caso do retorno constante de escala com orientação a input é descrito em sua forma primal em (1) e o dual em (2).

$$\begin{aligned}
 \text{Max } Eff_k &= \sum_{j=1}^s v_j y_{j0} & (1) \\
 \text{Sujeito a} & \\
 \sum_{i=1}^r u_i x_{i0} &= 1 \\
 \sum_{j=1}^s u v_j y_{j0} - \sum_{i=1}^r u_i x_{i0} &\leq 0, \forall k \\
 v_j, u_i &\geq 0 \forall i, j
 \end{aligned}$$

$$\text{Min } h_0 \quad (2)$$

$$\begin{aligned}
 \text{Sujeito a} & \\
 h_0 x_{j0} - \sum_{k=1}^n x_{ik} &k \geq 0, \forall i \\
 -y_{j0} + \sum_{k=1}^n y_{jk} &k \geq 0, \forall j \\
 k &\geq 0, \quad \forall j
 \end{aligned}$$

Onde:  $Eff_k$  é a eficiência da DMU analisada;  $u_i, v_j$  são os pesos dos inputs e outputs com  $i=1, \dots, r$  e  $j=1, \dots, s$ ;  $y_{jk}$  e  $x_{ik}$  são os inputs  $i$  e outputs  $j$  da DMU  $k$ , com  $k$  variando de 1 até  $n$ ;  $x_{i0}$  e  $y_{j0}$  representam os inputs  $i$  e outputs  $j$  da DMU0. Para o dual,  $h_0$  é a eficiência e  $k$  representa a  $k$ -ésima coordenada da DMU 0 em uma base formada pelas DMU's de referência.

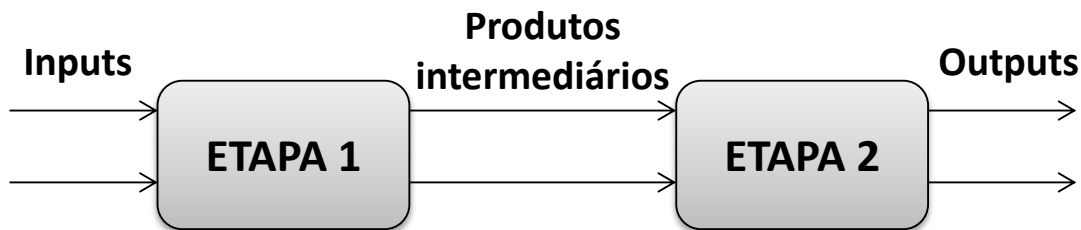
Em [Banker et al., 1984] desenvolveu-se o modelo com retorno variável de escala. Para tanto torna-se a fronteira convexa através da imposição da restrição  $\sum_k^n \lambda_k = 1$  no dual do problema, garantindo assim que as DMU's ineficientes sejam comparadas apenas às de porte ou nível de atividade semelhante.

### 5. Network DEA

A abordagem DEA tradicional considera os processos internos das DMU's como uma caixa preta. No entanto, conforme destacam [Färe e Grosskopf, 2000] em algumas situações pode ser necessário olhar dentro de tais caixas para avaliar a eficiência de unidades produtivas levando em consideração os processos internos e suas interações. Neste contexto desenvolveu-se o conceito de Network DEA.

Nesta abordagem os processos são modelados como etapas que podem ser posicionadas em série ou em paralelo a depender do que se deseja modelar. Assim, é possível calcular não apenas a eficiência global, como também as eficiências de cada etapa. Além dos *inputs* (entradas) e *outputs* (saídas), que tradicionalmente compõem a abordagem DEA, há também os produtos intermediários que são produzidos e consumidos dentro da rede. A Figura 2 apresenta um exemplo de modelagem em que se considera duas etapas.

Figura 2- Network DEA.



Os dois principais modelos em Network DEA foram o modelo relacional ([Kao, 2009]) e o modelo aditivo ([Chen et al., 2009]). A diferença entre os modelos está associada a forma como cada um insere as eficiências das etapas na função objetivo. O modelo relacional realiza o produto das eficiências das etapas enquanto no aditivo isto é feito a partir de uma soma ponderada. Outra diferença importante entre os modelos é que enquanto o modelo relacional assume a hipótese de retornos constantes de escala, o modelo aditivo adota a hipótese de retornos variáveis. No presente artigo será utilizada modelagem aditiva e, portanto, esta será detalhada a seguir.

$$E_j = \text{Max} \left( \sum_{k=1}^s v_k y_{kj} + \sum_{r=1}^R w_r z_{rj} + \eta_1 + \eta_2 \right) \quad (3)$$

s.t.

$$\sum_{r=1}^R w_r z_{rj} + \sum_{i=1}^m u_i x_{ij} = 1$$

$$\sum_{k=1}^s v_k y_{kj} - \sum_{r=1}^R w_r z_{rj} + \eta_2 \leq 0 \quad j=1 \dots n$$

$$\sum_{r=1}^R w_r z_{rj} - \sum_{i=1}^m u_i x_{ij} + \eta_1 \leq 0 \quad j=1 \dots n$$

$$u_i, v_k, w_r \geq 0 \quad \forall i \forall k \forall r$$

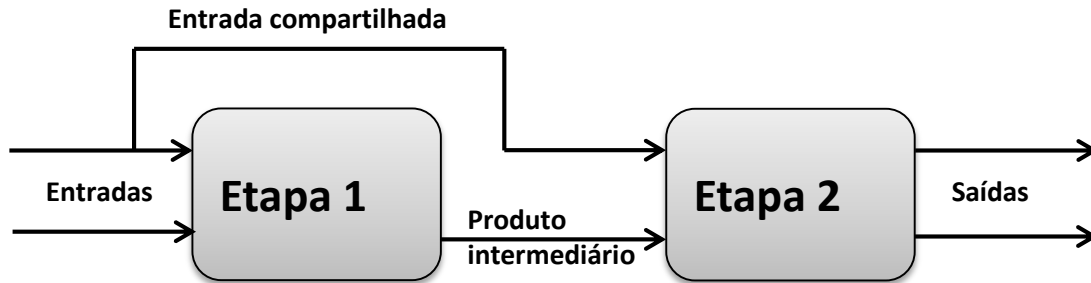
$$\eta_1, \eta_2 \text{ free}$$

onde  $u_i$ ,  $v_k$  e  $w_r$  são os pesos associados a entrada  $i$ , saída  $k$  e produto intermediário  $R$ , respectivamente. Além disso,  $\eta_1, \eta_2$  são as variáveis livres correspondentes à suposição de retornos variáveis de escala (VRS). Cabe destacar que uma característica importante em modelos de Network DEA: o peso de um determinado produto intermediário deve ser o mesmo em toda

estrutura interna. Ou seja, o peso associado a um produto interno é o mesmo independentemente de se este é saída de uma etapa ou entrada da etapa seguinte.

Deve-se destacar que há situações em que um mesmo input pode ser utilizado como entrada para diferentes etapas da rede modelada. É possível ainda que não se saiba *a priori* qual montante exato deste *input* deve ser destinado a cada etapa, mas apenas uma faixa dentro da qual haja razoabilidade. É o caso da aplicação que será feita no presente artigo, este tipo de modelagem ficou conhecida em Network-DEA como modelos de entrada compartilhada e pode ser observado na Figura 3.

Figura 3- Network DEA: modelos com entradas compartilhadas.



A partir do modelo aditivo de [Chen et al., 2009], [Chen, et al., 2010] propuseram um modelo Network DEA com entradas compartilhadas. Esta modelagem pode ser descrita por

$$E_j = \text{Max} \left( \sum_{k=1}^s v_k y_{kj} + \sum_{r=1}^R w_r z_{rj} + \eta_1 + \eta_2 \right) \quad (4)$$

s.t.

$$\sum_{r=1}^R w_r z_{rj} + \sum_{i=1}^m u_i x_{ij} = 1$$

$$\sum_{k=1}^s v_k y_{kj} - \sum_{r=1}^R w_r z_{rj} - (1-\alpha) u_{SI} x_{SIj} + \eta_2 \leq 0 \quad j=1\dots n$$

$$\sum_{r=1}^R w_r z_{rj} - \sum_{i=1}^m u_i x_{ij} - \alpha \cdot u_{SI} x_{SIj} + \eta_1 \leq 0 \quad j=1\dots n$$

$$u_i, v_k, w_r \geq 0 \quad \forall i \forall k \forall r$$

$$\eta_1, \eta_2 \text{ free} \quad 0 \leq \alpha \leq 1$$

Uma vez solucionados os PPLs acima descritos é possível estimar as eficiências individuais de cada etapa (E1 e E2) podem ser calculada por:

$$E_1 = \frac{\sum_{r=1}^R w_r^* z_{rj}}{\sum_{i=1}^m u_i^* x_{ij} + \alpha^* \cdot u_{SI}^* x_{SIj}} \quad E_2 = \frac{\sum_{k=1}^s v_k^* y_{kj}}{\sum_{r=1}^R w_r^* z_{rj} + (1-\alpha^*) u_{SI}^* x_{SIj}} \quad (5)$$

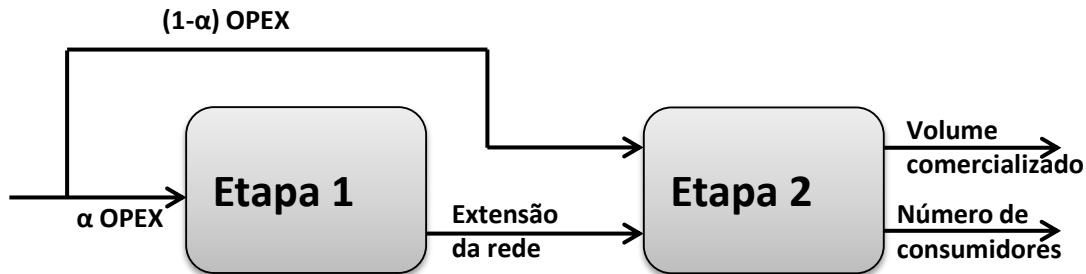
## 6. Modelagem utilizada

A modelagem utilizada no presente estudo é a semelhante a apresentada em [Moreno et al., 2015]. O referido estudo avaliou distribuidoras de energia elétrica, no entanto observa-se que esta abordagem também pode ser utilizada para avaliar o negócio de distribuição de gás natural.

Conforme destacado na introdução é possível utilizar a variável extensão da rede como *input* ou como *output* a depender do que se deseja modelar. Desta forma e considerando que os custos operacionais das distribuidoras são em parte direcionados para a manutenção da rede e em parte utilizados para as demais atividades de distribuição, optou-se por modelar a extensão de rede como um produto intermediário em um modelo aditivo de Network DEA.

A modelagem proposta consiste em uma rede com duas etapas que considera um *input* compartilhado (custos operacionais), um produto intermediário (extensão da rede) e dois outputs (volume comercializado pela distribuidora e número de consumidores). A modelagem é apresentada na Figura 4.

Figura 4- Network DEA: modelagem proposta.



Os valores das variáveis extensão de rede, volume comercializado (média diária no ano de 2014) e número de consumidores foram obtidos a partir de dados publicados em [ABEGAS, 2016]. Já os custos operacionais foram obtidos a partir das demonstrações financeiras publicadas pelas respectivas distribuidoras.

O volume comercializado por uma distribuidora pode ser fortemente impactado pelo fato de haver usinas termelétricas como consumidoras na área de concessão da distribuidora. No entanto o acréscimo de volume comercializado pela distribuidora, não é necessariamente acompanhado por incrementos nos custos operacionais. Desta forma optou-se por expurgar o mercado térmico de todas as distribuidoras.

Idealmente seria desejável que fosse possível garantir a uniformidade dos dados referentes a OPEX. Reguladores usualmente fazem este tipo de padronização quando buscam avaliar a eficiência no uso dos custos operacionais de seus agentes regulados. No entanto, conforme já destacado, a regulação no setor de distribuição de gás natural no Brasil é feita na esfera das unidades de federação. Este fato faz com que não haja uma base unificada e uniformizada de custos operacionais para as distribuidoras de gás natural brasileiras.

Inicialmente cogitou-se utilizar as despesas operacionais das Demonstrações do Resultado para o Exercício (DRE) como uma *proxy* para o custo operacional. No entanto dentro das despesas operacionais pode ser considerada parcelas como amortizações que podem distorcer significativamente os valores, invalidando-a como *proxy*. Desta forma, buscou-se a partir dos relatórios financeiros de cada distribuidora informações sobre despesas com pessoal, serviços, materiais entre outros. No entanto, ressalva-se que como o nível de detalhamento de cada relatório varia substancialmente, não sendo possível garantir uniformidade no tratamento desta variável.

Na rede proposta para estimar a eficiência das distribuidoras a primeira etapa busca avaliar o uso eficiente dos custos operacionais, dado o alcance da operação da distribuidora. Já na etapa 2 o que se busca representar é como as distribuidoras administram o uso do custo operacional não relacionado à manutenção da rede e à extensão de rede para atender seu mercado consumidor.

Além disso, de acordo com a modelagem proposta é necessário ainda estabelecer limites inferior e superior dentro dos quais o valor de alfa pode variar. O variável alfa irá determinar o montante de OPEX que será considerado como input em cada etapa da rede. Neste contexto é necessário o estabelecimento de limites superiores e inferiores para evitar que todo o



OPEX seja direcionado a apenas uma das etapas da rede. No presente estudo adotou-se como limite inferior 0,1 e como limite superior 0,4.

A Tabela 1 apresenta os dados utilizados para avaliar a eficiência das distribuidoras.

**Tabela 1 – Dados distribuidoras de gás natural.**

Distribuidora	OPEX (milhares R\$)	Ext.Red (Km)	n. Cons	Consumo* m3/dia
ALGAS	19.840	383	37.819	614
CEG	304.440	3.849	842.920	4.191
CEG RIO	51.413	911	46.053	2.576
CIGAS	23.738	84	36	68
COMGAS	384.781	12.555	1.460.615	12.384
COPERGAS	33.272	602	16.223	1.234
GAS BRASILIANO	14.722	895	14.496	871
GAMIG	66.509	927	2.122	2.925
MSGAS	20.269	214	2.987	193
PBGAS	17.473	294	8.024	327
PETRO ES	39.130	443	31.251	2.707
SCGAS	44.789	1.084	7.138	1.617
SERGAS	15.318	205	15.873	291
SULGAS	60.484	805	20.515	1.503

Nota: \* - exclui o consumo de termelétricas

Elaboração própria a partir de ABEGAS (2016) e demonstrações financeiras distribuidoras.

## 7. Resultados obtidos

Os valores de alfa, a eficiência global e das respectivas etapas obtidos a partir do modelo aditivo com entrada compartilhada proposto por [Chen, Du, Sherman, & Zhu, 2010] são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2 – Resultados.**

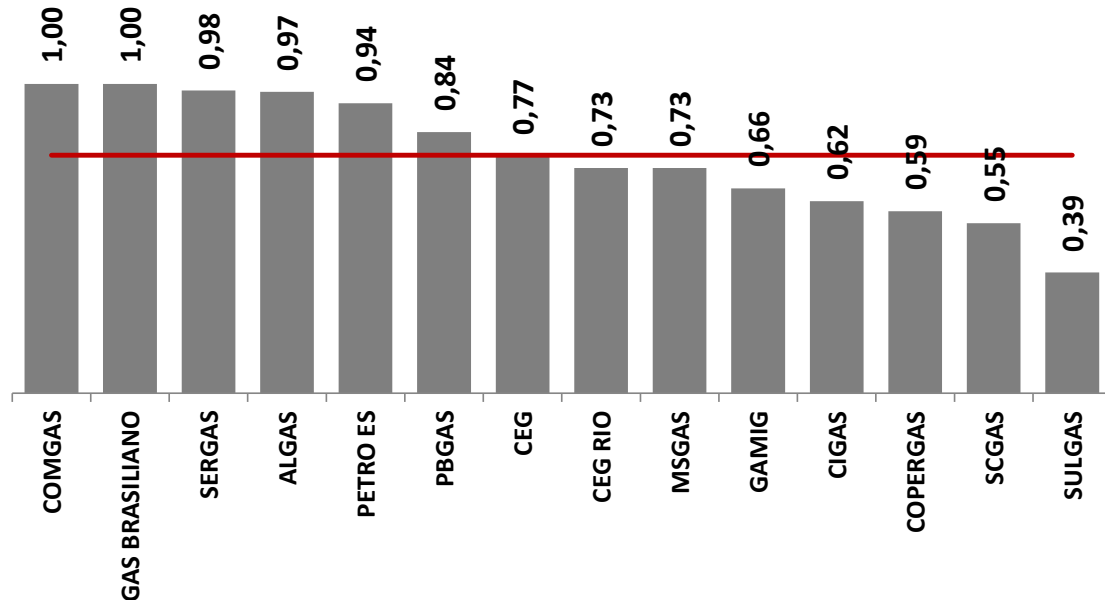
Distribuidora	Alfa	Eficiência Global	Eficiência Etapa 1	Eficiência Etapa 2
ALGAS	0,10	0,97	0,74	1,00
CEG	0,40	0,77	0,36	0,99
CEG RIO	0,10	0,73	0,30	0,77
CIGAS	0,10	0,62	0,35	0,65
COMGAS	0,10	1,00	1,00	1,00
COPERGAS	0,24	0,59	0,16	0,70
GAS BRASILIANO	0,10	1,00	1,00	1,00
GAMIG	0,10	0,66	0,24	0,71
MSGAS	0,10	0,73	0,47	0,76
PBGAS	0,10	0,84	0,58	0,87
PETRO ES	0,10	0,94	0,38	1,00
SCGAS	0,10	0,55	0,46	0,56
SERGAS	0,10	0,98	0,96	0,98
SULGAS	0,24	0,39	0,20	0,45

Das quatorze distribuidoras avaliadas duas distribuidoras de São Paulo foram consideradas eficientes globalmente: COMGAS e GAS BRASILIANO. Além destas, a ALGAS e a PETRO ES foram consideradas eficientes apenas na Etapa 2. Na etapa 1 apenas as

distribuidoras COMGAS e GAS BRASILIANO foram consideradas eficientes. O Gráfico X apresenta as eficiências globais por distribuidora em ordem decrescente.

Nota-se, na tabela, a existência de eficiências muito baixas, pouco comuns em DEA tradicional. No entanto, convém lembrar que este é um modelo DEA avançado e, em modelos deste tipo, são comuns eficiências baixas, em alguns casos até negativas [Soares de Mello, et al, 2013; Gomes Jr et al, 2013].

Gráfico 2 – Eficiência global por distribuidora.



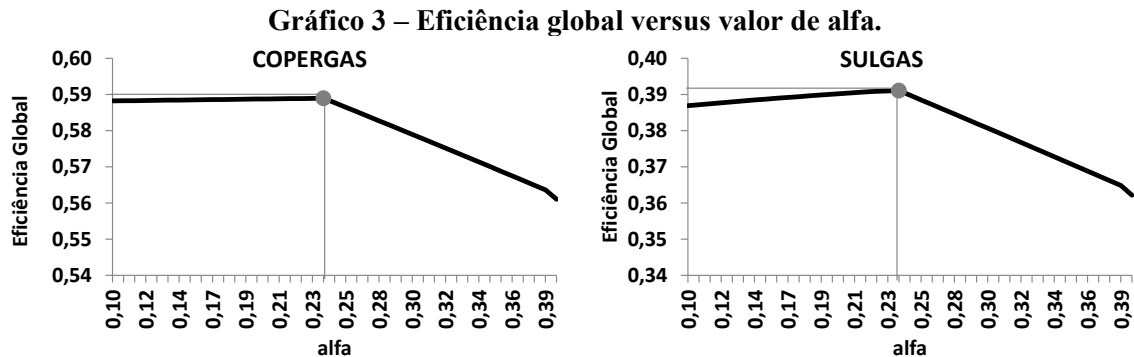
A observação da eficiência das etapas mostra que com exceção das distribuidoras que foram globalmente eficientes, todas as outras apresentaram maior eficiência na etapa 2 comparativamente a etapa 1. A média das eficiências de todas as distribuidoras na primeira e na segunda etapa foi respectivamente de 0,51 e de 0,82, enquanto que a média das eficiências globais foi de 0,77.

Destaca-se aqui que a modelagem proposta desconsidera o mercado termelétrico das distribuidoras. Isto porque as termelétricas aumentam substancialmente o mercado das distribuidoras sem necessariamente embutir custos adicionais relevantes nos custos operacionais da distribuidora. Caso fosse considerado este mercado como *output* distribuidoras que possuem mercado termelétrico significativo (casos por exemplo das distribuidoras CIGAS, CEG, CEG RIO, MSGAS e COPERGAS) poderiam apresentar eficiências consideravelmente superiores

Observa-se que onze das quatorze distribuidoras atribuíram 0,1 ao valor de alfa. Este fato fez com que a avaliação de eficiência destas distribuidoras destinasse o menor montante de recursos possível para a etapa 1. A única distribuidora que destinou a maior parcela permitida (alfa=0,4) do OPEX para a etapa 1 foi a CEG. Enquanto para a SULGAS e a COPERGAS o modelo determinou um valor intermediário de alfa (0,24). Destaca-se ainda que o valor de alfa só é igual para as duas distribuidoras por causa do arredondamento para duas casas decimais.

O mais comum é que seja atribuído à alfa o limite inferior ou superior, mas há situações em que esta atribuição é feita a um valor intermediário como o observado. Em [Moreno et al., 2015], por exemplo, já foi observado a modelagem atribuiu valor intermediário de alfa à 1 das 20 distribuidoras de energia elétrica avaliadas. Para avaliar como evoluiu a eficiência estimada para as distribuidoras que atribuíram valores intermediários de alfa (COPERGAS e SULGAS), particionou-se o intervalo de alfa entre 0,1 e 0,4 em 40 valores sendo resolvidos 40 PPLs para cada uma destas distribuidoras.

Conforme é possível observar no gráfico XX, em ambos os casos, a eficiência global é levemente ascendente para valores de alfa entre 0,10 e 0,24. Quando alfa é igual a 0,24 para ambas as distribuidoras observa-se o maior valor de eficiência global de cada uma delas (COPERGAS=0,59 e SULGAS=0,39). Para valores de alfa maiores do que 0,24 a eficiência é descendente, atingindo o valor mínimo quando alfa é igual ao limite superior definido (0,40).



Elaboração própria

## 7. Conclusão

O presente trabalho inovou ao avaliar a eficiência das principais distribuidoras brasileiras de gás natural utilizando modelagem Network DEA. A modelagem proposta consiste em uma rede com duas etapas que considera um *input* compartilhado (custos operacionais), um produto intermediário (extensão da rede) e dois *outputs* (volume comercializado pela distribuidora excluindo mercado termelétrico e número de consumidores).

A eficiência média global das distribuidoras avaliadas foi de 0,77, sendo que todas as distribuidoras apresentaram maior eficiência na etapa 2 comparativamente à etapa 1 (com exceção das duas distribuidoras globalmente eficientes que apresentam eficiência igual a unidade para ambas as etapas).

No que tange a modelagem deve-se fazer duas ressalvas que podem impactar o resultado: a composição da base de custos operacionais e a consideração do mercado não térmico. Com relação ao primeiro ponto, houve dificuldade em compor a base utilizados como *proxy* do custo operacional uma vez que as demonstrações financeiras publicadas pelas distribuidoras contemplam diferentes níveis de abertura dos dados. Já a não consideração do mercado térmico parte da premissa adotada de que o mercado termelétrico em alguns casos sobrevaloriza o *output* mercado, sem que haja relação direta nos incrementos nos custos operacionais. Neste sentido, reconhece-se que estes dois pontos influenciam a eficiência estimada e sua consideração impacta diretamente as eficiências calculadas.

Por fim, do ponto de vista da modelagem Network DEA, a quantidade do input compartilhado que será destinado para cada etapa é uma variável do problema (alfa) sujeita a limites pré-estabelecidos. Os limites estabelecidos no estudo foram que entre 0,1 e 0,4 do input deveriam ser utilizados pela etapa 1. Neste contexto observou-se que a maioria das distribuidoras (11 das 14) tiveram atribuídas o limite inferior para a etapa 1 (0,1), enquanto uma distribuidora atribuiu o maior valor possível e as duas restantes o valor de 0,24.

## Referências

ABEGAS (2016). Web page. [http://www.abegas.org.br/Site/?page\\_id=839](http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=839). Acessado em: 2016-03-26.

ABEGAS (2016). Web page: <http://www.abegas.org.br/Site/?cat=27>. Acessado em: 2016-03-26

Banker, R., Charnes, A., & Cooper, W. (1984). Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*, 30(9), pp. 1078-1092.

Calôba, G e Estellita Lins, M. (09 de 2005). Análise da Eficiência das Distribuidoras de Gás Natural Brasileiras utilizando Análise Envoltória De Dados. In *Anais do XXXVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, pp. 293-304.

Carrington, R., Coelli, T e Groom, E. (2002). International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution. *Journal of Regulatory Economics*, 21, pp. 191-216.

Charnes, A., Cooper, W. e Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision-making units. *European Journal of Operational Research*, 2, pp. 429-444.

Chen, Y., Cook, W. e Zhu, J. (2009). Additive efficiency decomposition in two-stage DEA. *European Journal of Operational Research*, 196 (3), pp 1170-1176.

Chen, Y., Du, J., Sherman, H. e Zhu, J. (2010). DEA model with shared resources and efficiency decomposition. *European Journal of Operational Research*, 207, pp. 339-349

Cook, W., Tone, K. e Zhu, J. (2014). Data Envelopment Analysis: Prior to Choosing a Model. *Omega*, 44, pp. 1-4.

Erbetta, F. e Rappuoli, L. (2008). Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis. *Omega*, 36 (2), pp. 325 – 336.

Ertürk, M. e Türüt-Asık, S. (2011). Efficiency analysis of Turkish natural gas distribution companies by using data envelopment analysis method. *Energy Policy*, 39 (3), pp. 1426-1438.

Färe, R. e Grosskopf, S. (2000). Network DEA. *Socio-Economic Planning Sciences*, 34(1), pp. 35–49.

Gomes Júnior, S.F., Soares de Mello, J.C.C.B., Angulo-Meza, L. DEA nonradial efficiency based on vector properties (2013) *International Transactions in Operational Research*, 20 (3), pp. 341-364.

Haney, A. B. e Pollitt, M. (2009). Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. *Energy Policy*, 37, pp. 5814–5830.

Hollas, D., Macleod, K. e Stansell, S. (2002). A Data Envelopment Analysis of Gas Utilities Efficiency. *Journal of Economics and Finance*, 26(2), pp. 123-137.

Kao, C. (2009). Efficiency decomposition in network data envelopment analysis: A relational model. *European Journal of Operational Research*, 192 (3), pp. 949-962.

Marques, V., Almeida, P., Cunha, M., Paço, M., Rocha, M. e Trindade, A. (2012). What drives efficiency on the Portuguese gas distribution? In *9th International Conference on the European Energy Market (EEM)* , pp. 1-8.

Moreno, P., Andrade, G., Angulo-Meza, L. e Soares de Mello, J. (2015). Evaluation Of Brazilian Electricity Distributors Using A Network Dea Model With Shared Inputs. *IEEE Latin America Transactions*, 13 (7), pp. 2209-2216.

Soares de Mello, J.C.C.B., Angulo Meza, L., Silveira, J.Q., Gomes, E.G. (2013). About negative efficiencies in Cross Evaluation BCC input oriented models. *European Journal of Operational Research*, 229 (3), pp. 732-737.