

4

Modelo para definição das metas globais de continuidade

4.1.

Introdução

Os indicadores globais de continuidade (DEC e FEC) expressam a frequência e a duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica em toda a área de concessão de uma distribuidora. Estes indicadores são as médias ponderadas dos indicadores locais (dec_j e $fec_j \forall j=1,k$), apurados nos k conjuntos de unidades consumidoras de uma concessionária, i.e.:

$$\sum_{j=1}^k \frac{nc_j}{NC} \cdot dec_j = DEC \quad (4.1)$$

$$\sum_{j=1}^k \frac{nc_j}{NC} \cdot fec_j = FEC \quad (4.2)$$

onde nc_j denota o total de unidades consumidoras no j -ésimo conjunto e NC o total de unidades consumidoras atendidas pela concessionária.

Portanto, a definição de metas globais de continuidade impõe limites superiores às médias ponderadas dos indicadores locais.

Neste capítulo propõe-se um modelo DEA para definição das metas globais de continuidade. Seguindo Golany & Roll (1989), a especificação do modelo DEA, apresentada no final do capítulo, é precedida pela seleção das DMUs a serem comparadas e pela identificação das variáveis insumos e produtos.

4.2.

Segmentação do conjunto de concessionárias

A especificação do modelo baseou-se na análise dos registros de um banco de dados elaborado a partir de informações agregadas por concessionária,

referentes ao ano de 2001, coletadas na Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) e na Aneel.

Mais especificamente, o banco de dados analisado contém as seguintes variáveis consolidadas por distribuidora: nº de unidades consumidoras, mercado atendido (MWh), participações das classes de consumo (residencial, industrial, comercial e rural) no mercado atendido, extensão da rede de distribuição (km), custo operacional (R\$) e indicadores globais de continuidade. Também foram calculados alguns indicadores definidos a partir destas variáveis, tais como a razão entre o nº de unidades consumidoras e a extensão da rede de distribuição e a razão entre o consumo de eletricidade e o nº de unidades consumidoras.

O banco de dados contém observações de 60 distribuidoras do SEB¹⁵, no entanto, registros completos em todas as variáveis analisadas são encontrados somente em 45 concessionárias, um conjunto menor, porém bastante representativo¹⁶ e que abrange quase a totalidade do consumo de eletricidade e do número de unidades consumidoras do SEB.

Em virtude da diversidade regional do País, há uma grande heterogeneidade dos mercados de energia elétrica atendidos pelas concessionárias de distribuição, tanto no tamanho e dispersão do mercado quanto na estratificação por classe de consumo. Visando atender a hipótese de comparabilidade das DMUs, uma das hipóteses assumidas em um modelo DEA, fez-se a segmentação do conjunto de 45 concessionárias analisadas em três grupos (*clusters*), formados por concessionárias comparáveis.

A identificação dos grupos de concessionárias foi efetuada com o auxílio do Mapa de Kohonen, uma rede neural com treinamento não supervisionado (Jain et al., 1997; Braga et al., 1998) aplicada em problemas de classificação. Conforme descrito no apêndice B, o Mapa de Kohonen projeta um conjunto de dados com N padrões de entrada (concessionárias) caracterizados por p variáveis (atributos consolidados por concessionária) em um espaço de saída com uma ou duas dimensões, de tal forma, que a proximidade dos objetos no espaço das variáveis de entrada (R^p) é preservada no espaço de saída. O resultado final é um mapa,

¹⁵Atualmente a distribuição de energia elétrica é uma atividade explorada por 64 concessionárias que operam em regime de monopólio.

¹⁶As 45 concessionárias analisadas abrangem cerca de 91% do consumo total e 98% do número de unidades consumidoras do SEB.

topologicamente ordenado, onde todos os N padrões de entrada são representados simultaneamente, e que permite identificar visualmente os *clusters* de padrões semelhantes.

Visando obter mais elementos para auxiliar a interpretação do mapa e a identificação dos *clusters* de concessionárias, o treinamento não supervisionado da rede neural foi precedido por uma análise exploratória de dados (Murteira, 1993) aplicada ao conjunto de indicadores consolidados por concessionária.

Inicialmente, as concessionárias foram classificadas por Grande Região do Brasil, de acordo com as localizações das respectivas áreas de concessão, e a análise exploratória de dados buscou estabelecer comparações entre as Grandes Regiões, segundo os aspectos referentes a continuidade do fornecimento, a eficiência operacional e ao tamanho, estrutura por classe de consumo e dispersão dos mercados de energia elétrica atendidos pelas concessionárias.

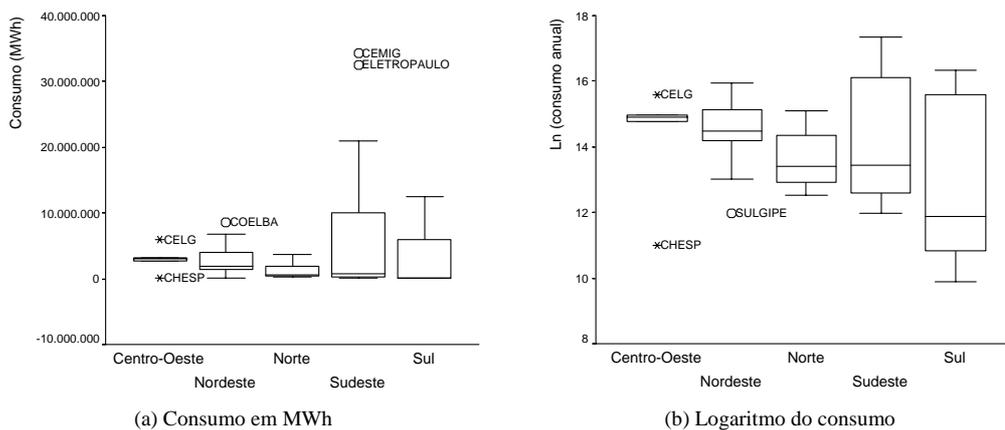


Figura 11: Montante de energia distribuída (*Box plots*)

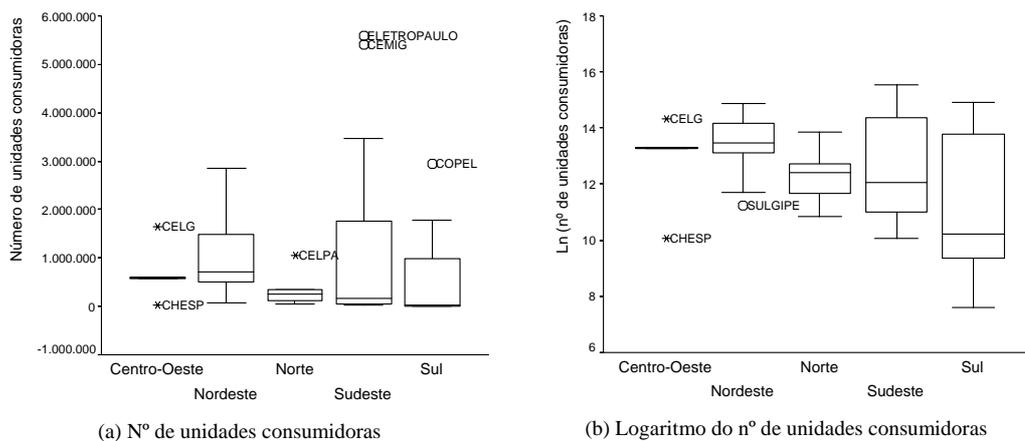


Figura 12: Número de unidades consumidoras (*Box plots*)

Iniciando a apresentação dos resultados da análise exploratória de dados, nas Figuras 11 e 12 são apresentados, respectivamente, os *box plots* (Murteira,

1993) das variáveis montante de energia distribuída e nº de unidades consumidoras atendidas, construídos com base nas 60 concessionárias.

Estas duas variáveis expressam o tamanho do mercado atendido por uma distribuidora e, conforme evidenciado nas Figuras 11 e 12, nas regiões Sul e Sudeste as distribuidoras são muito heterogêneas (altura da caixa) com relação ao tamanho do mercado atendido.

Nestas regiões, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul, a distribuição de eletricidade é fragmentada em um expressivo nº de distribuidoras de pequeno porte que operam ao lado de grandes distribuidoras. Esta fragmentação explica a reduzida mediana destas variáveis no Sul e Sudeste, apesar destas regiões abrigarem as maiores distribuidoras do SEB e os maiores mercados consumidores de energia elétrica. Nas demais regiões a fragmentação da distribuição é menor e, em geral, as Unidades da Federação (UF) são atendidas por apenas uma distribuidora, sendo que as características regionais de cada UF são os principais fatores que contribuem para a heterogeneidade dos tamanhos dos mercados atendidos.

Nas Figuras 13 e 14 são apresentados os *box plots* de dois indicadores da intensidade de uso da energia elétrica: o consumo médio por consumidor residencial e o consumo por consumidor (CPC). Conforme ilustrado na Figura 13, o consumo médio por consumidor residencial é nitidamente inferior na região Nordeste e reflete o menor rendimento¹⁷ domiciliar médio verificado na região.

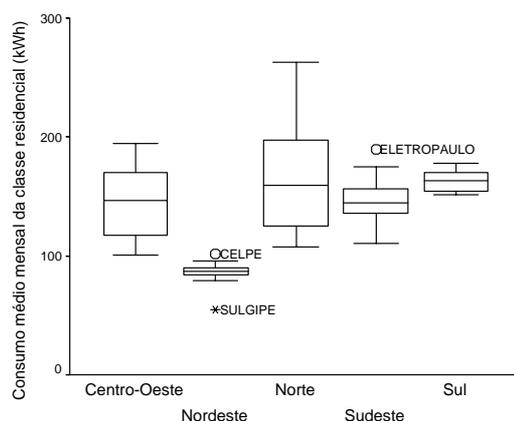


Figura 13: Consumo médio por consumidor residencial (*Box plots*)

¹⁷ Segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) de 2001, o rendimento médio mensal domiciliar era de R\$ 644,00 no Nordeste, R\$ 915,00 no Norte, R\$ 1.144,00 no Centro-Oeste, R\$ 1.167,00 no Sul e R\$ 1.300,00 no Sudeste. (Fonte: IBGE, www.ibge.gov.br)

Considerando todas as classes de consumo, o consumo por unidade consumidora (CPC) também é nitidamente menor no Nordeste (Figura 14), um reflexo da participação expressiva da classe residencial no mercado atendido pelas distribuidoras da região. Ressalta-se que no Nordeste uma parcela significativa dos grandes consumidores industriais de energia elétrica são atendidos diretamente pelas redes de transmissão da Eletronorte e da Chesf e, portanto, não são clientes das distribuidoras da região.

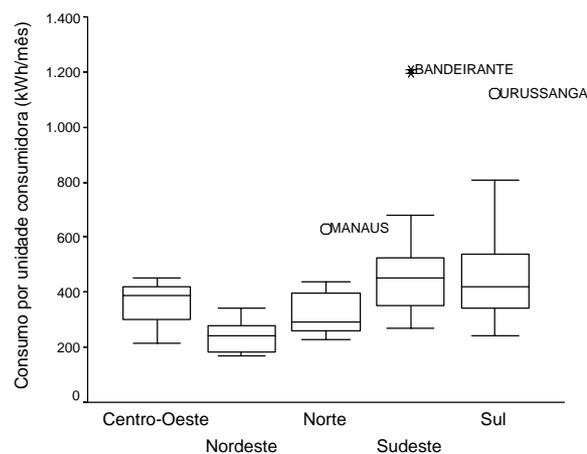


Figura 14: Consumo por unidade consumidora (CPC) (Box plots)

Nas distribuidoras destacadas na Figura 14 (Manaus, Bandeirante e Urussanga), a classe industrial tem participação expressiva nos respectivos mercados. Ainda na Figura 14, nota-se uma semelhança entre os valores medianos do CPC nas distribuidoras das regiões Sul e Sudeste.

Com relação à dispersão espacial do mercado, foram analisadas três indicadores: a extensão da rede de distribuição, o nº de consumidores por quilômetro de rede de distribuição e a razão entre a energia distribuída (consumo) e o comprimento da rede de distribuição.

A seguir, na Figura 15, as regiões Norte, Sul e Sudeste destacam-se pelos reduzidos valores medianos da extensão da rede de distribuição. Nas regiões Sul e Sudeste estes valores reduzidos refletem a maior fragmentação da distribuição de eletricidade. Particularmente, na região Sul, a maior heterogeneidade e assimetria da distribuição indica a presença de um expressivo número de concessionárias de pequeno porte que atendem pequenas áreas de concessão.

Na região Norte, o valor reduzido da mediana é explicado pelo fato das empresas desta região, com exceção da Celtins, atenderem sistemas isolados espalhados no interior das respectivas áreas de concessão.

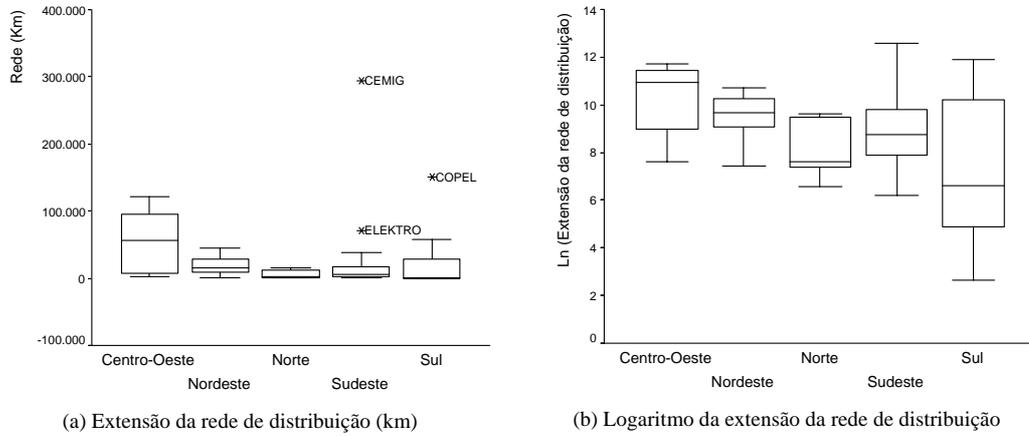


Figura 15: Extensão da rede de distribuição (Box plots)

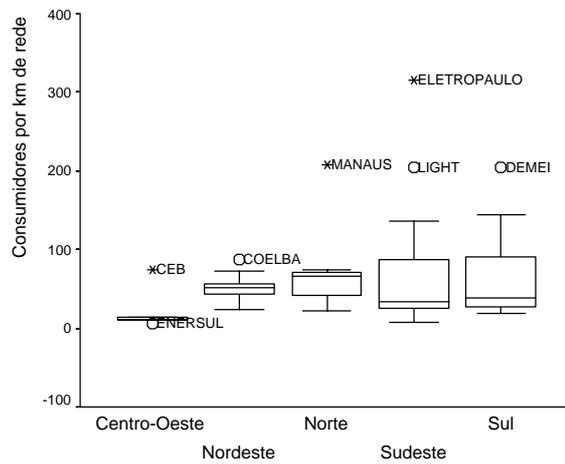


Figura 16: Número de consumidores por quilômetro de rede (Box plots)

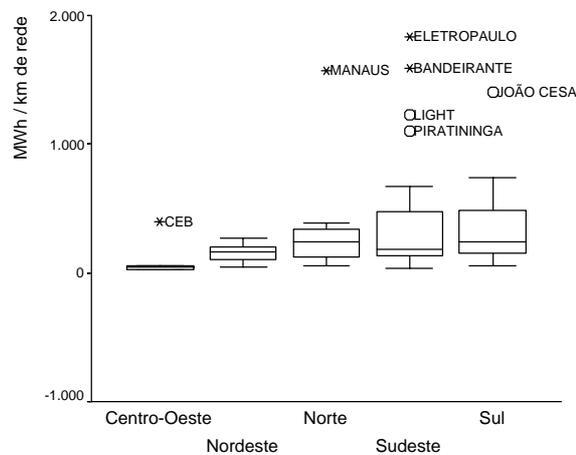


Figura 17: Consumo (MWh) por quilômetro de rede (Box plots)

Nas Figuras 16 e 17, são apresentados os *box plots* dos indicadores nº de unidades consumidoras e consumo por quilômetro de rede. Quanto mais elevados os valores destes indicadores mais concentrados espacialmente são os mercados atendidos. Assim, pode-se dizer que na Região Centro-Oeste, com exceção da Ceb que atende o Distrito Federal, as concessionárias atendem mercados bem esparsos.

Novamente, a maior variabilidade nas regiões Sul e Sudeste deve-se a maior heterogeneidade no tamanho das distribuidoras destas regiões.

A elevada mediana para as concessionárias da Região Norte deve-se ao fato destas concessionárias atenderem mercados fragmentados em diversos sistemas isolados, em geral formados por pequenas localidades do interior e pelas capitais dos Estados, por exemplo, na concessionária Manaus, o maior sistema isolado do SEB em consumo e nº de consumidores, o grau de concentração espacial do mercado é semelhante ao observado nas maiores distribuidoras da região Sudeste, onde encontram-se mercados de distribuição maiores e mais concentrados.

A região Sudeste abriga concessionárias com mercados bem concentrados como a Eletropaulo, Light, Bandeirante e Piratininga, e concessionárias com mercados territorialmente esparsos como a Cemig, responsável pela operação da maior rede de distribuição do SEB (Figura 15a).

O custo operacional de uma distribuidora (OPEX) é uma função do tamanho do mercado atendido (escala), mas também depende do grau de eficiência técnica e econômica na prestação do serviço de distribuição de eletricidade.

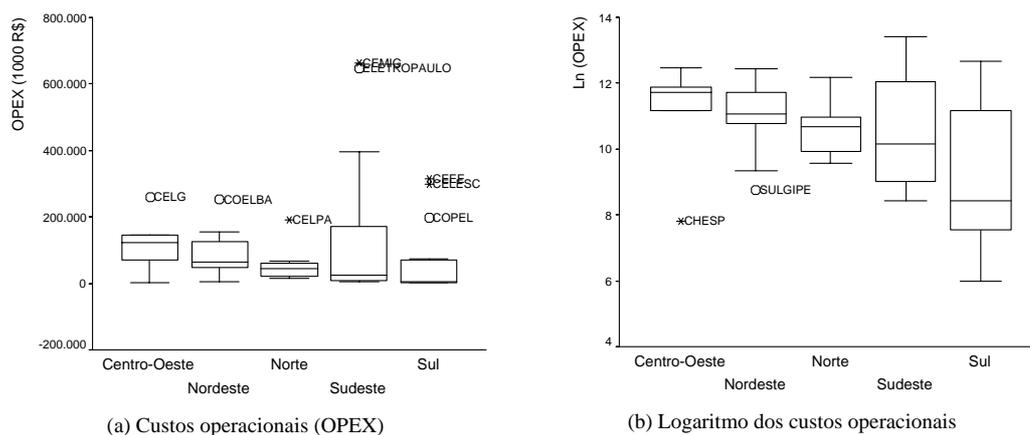


Figura 18: Custos operacionais (*Box plots*)

A associação entre o OPEX e o tamanho do mercado é evidenciada na Figura 18, onde a seqüência das medianas das regiões, em ordem decrescente, é similar à seqüência observada nos *box plots* dos tamanhos das distribuidoras

(Figuras 11 e 12). As Figuras 11, 12 e 18 também são semelhantes quando comparam-se as variabilidades em cada região.

Com relação a eficiência, avaliada pela razão entre o OPEX e o consumo (OPEX/MWh), a Figura 19 revela que as concessionárias mais eficientes encontram-se nas regiões Sul e Sudeste, inclusive com níveis medianos bem próximos, em virtude das melhores condições de atendimento. Por outro lado, as distribuidoras menos eficientes estão na região Norte, em função da predominância de localidades atendidas por sistemas isolados.

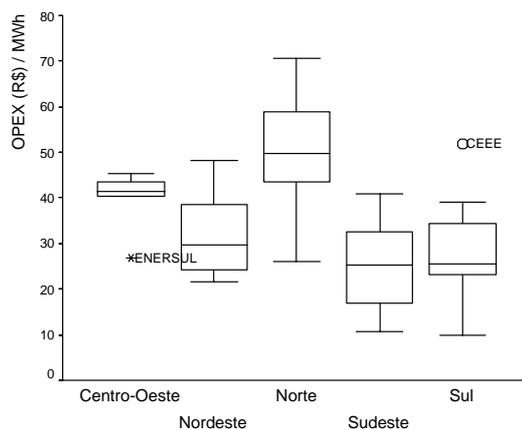


Figura 19: Razão entre o custo operacional e o consumo (MWh) (*Box plots*)

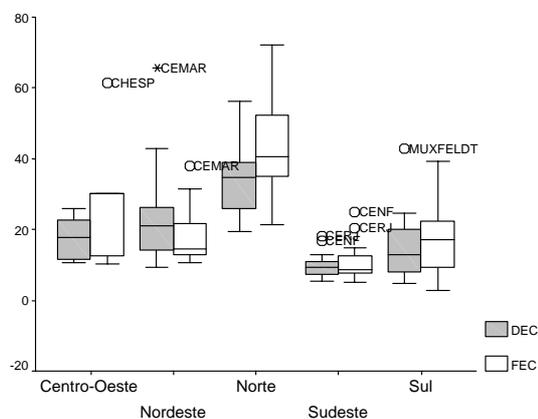


Figura 20: Indicadores de continuidade (*Box plots*)

Os maiores níveis de eficiência das concessionárias da região Sudeste refletem-se em uma melhor continuidade do fornecimento, conforme ilustrado na Figura 20 pela mediana e pela variabilidade (altura da caixa) dos desempenhos, ambas nitidamente inferiores às observadas nas outras regiões. Ainda na Figura 20, observa-se a precariedade da continuidade do fornecimento na região Norte,

inclusive com valores de FEC acima dos valores de DEC sinalizando a obsolescência das instalações das concessionárias da região.

A seguir, nas Figuras 21, 22, 23 e 24 são apresentados os *box plots* das participações das classes de consumo nos mercados de 45 distribuidoras.

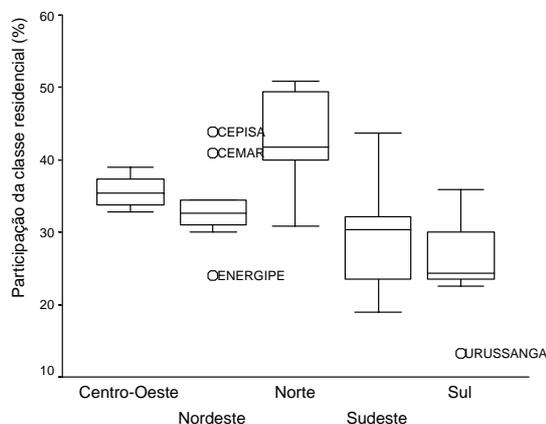


Figura 21: Participação da classe residencial no consumo de energia elétrica

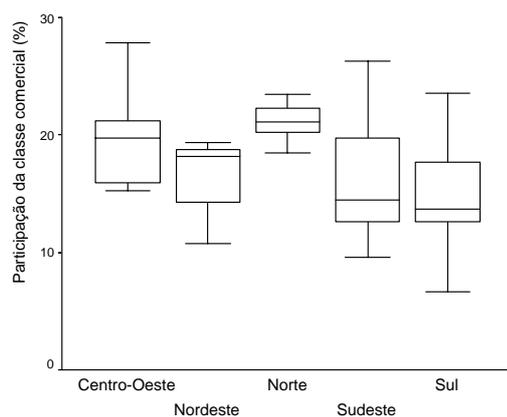


Figura 22: Participação da classe comercial no consumo de energia elétrica

Em termos medianos, nas Figuras 21 e 22, a seqüência das regiões é a mesma, segundo a ordem decrescente da participação da classe residencial ou comercial. Nas duas figuras as concessionárias da região Norte apresentam uma participação destacada das classes residencial e comercial no consumo de energia elétrica, seguidas pelas concessionárias das regiões Centro-Oeste, Nordeste, Sudeste e Sul. Esta característica deve-se fundamentalmente a forte correlação¹⁸ histórica verificada entre os consumos das classes residencial e comercial.

¹⁸ Os consumos nas classes residencial e comercial dependem dos mesmos fatores: taxa de urbanização, rendimento médio domiciliar, tamanho da população e nº de domicílios.

Na Figura 23, as medianas das participações da classe industrial ordenam as regiões em uma seqüência oposta à ordenação definida pelas medianas das participações das classes residencial e comercial. A participação da classe industrial é nitidamente maior nas concessionárias das regiões Sul e Sudeste, e menor na região Norte. Em particular, na Região Sul destaca-se a concessionária Urussanga, uma pequena distribuidora que atende um mercado onde a classe industrial responde por mais de 70% do consumo de energia elétrica.

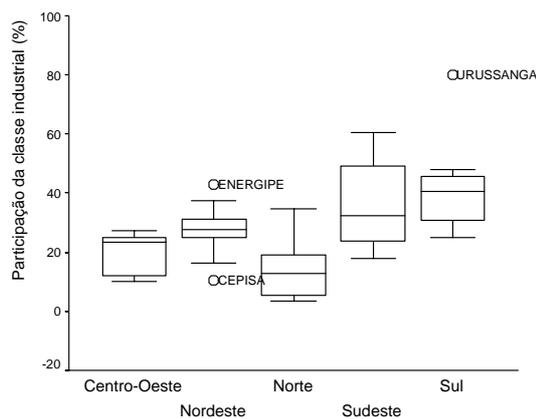


Figura 23: Participação da classe industrial no consumo de energia elétrica

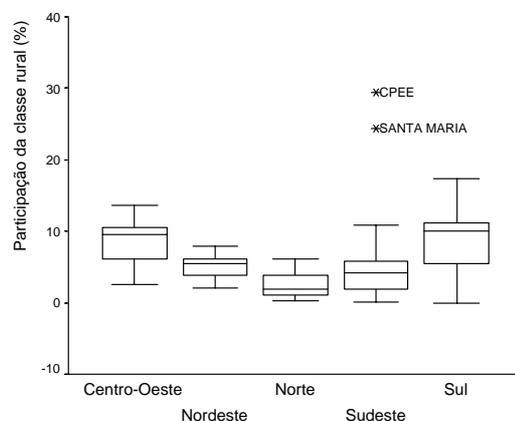


Figura 24: Participação da classe rural no consumo de energia elétrica

Por fim, na Figura 24 observa-se a participação destacada da classe rural nas regiões Sul e Centro-Oeste. No entanto, é na região Sudeste que se encontram as concessionárias com as maiores participações desta classe: a CPEE e Santa Maria, a primeira atende uma região do interior do Estado de São Paulo, enquanto a segunda atende algumas localidades no interior do Estado do Espírito Santo.

Tabela 16: Mercado por classe de consumo das 45 distribuidoras analisadas

Concessionárias	Mercado por classe de consumo em MWh			
	Residencial (RES)	Industrial (IND)	Comercial (COM)	Rural
Aes-Sul	1.620	3.465	784	799
Ampla	2.754	1.641	1.277	187
Bandeirante	2.169	6.020	1.282	89
Boa Vista	141	10	56	3
Caiuá	267	124	140	39
Cataguazes	291	296	129	98
Ceal	573	427	318	100
Ceb	1.241	338	924	84
CEEE	2.166	1.513	1.423	323
Celesc	2.976	5.652	1.652	1.289
Celg	2.017	1.635	948	631
Celpa	1.465	704	815	42
Celpe	2.332	1.736	1.278	413
Celtins	271	73	135	26
Cemar	941	377	422	49
Cemat	1.070	750	640	185
Cemig	6.475	20.683	3.269	1.572
Cenf	115	59	53	6
Cepisa	545	129	241	64
Ceron	474	163	258	68
Chesp	23	7	9	8
Coelba	2.905	2.220	1.650	701
Coelce	1.730	1.635	969	327
Copel	4.312	7.297	2.639	1.137
Cosern	768	769	426	184
CPEE	60	46	25	67
CPFL	4.851	8.071	2.662	779
Elektro	2.605	4.571	1.045	594
Eletroacre	180	20	80	10
Eletrocar	39	40	23	13
Eletropaulo	10.467	10.199	8.536	24
Energipe	400	713	235	68
Enersul	869	618	523	251
Escelsa	1.186	3.051	780	333
Iguaçu	31	48	18	23
Light	6.730	6.245	5.211	37
Manaus	807	915	485	6
Panambi	18	17	10	3
Piratininga	2.112	6.028	1.296	146
Poços de Caldas	77	108	40	6
RGE	1.400	2.337	725	790
Saelpa	638	617	283	75
Santa Maria	71	49	40	57
Sulgipe	49	59	17	4
Urussanga	6	36	3	0

Fonte: Abradee

As participações das classes de consumo dependem das características sociais e econômicas da região atendida por cada distribuidora. Para obter uma

visão mais clara das associações entre as concessionárias do SEB e as classes de consumo, aplicou-se a Análise Fatorial de Correspondência (Lebart et al., 2004), na tabela de contingência formada pelas distribuidoras do SEB e as classes de consumo (Tabela 16).

Em uma tabela de contingência com L linhas e C colunas, as linhas formam uma nuvem de L pontos no espaço R^C e as colunas formam uma nuvem de C pontos no espaço R^L . No caso da Tabela 16, as linhas definem uma nuvem de distribuidoras no R^4 e as colunas uma nuvem de classes de consumo no R^{45} .

A Análise Fatorial de Correspondência projeta simultaneamente estas duas nuvens de pontos em um plano definido pelos dois eixos fatoriais que concentram a maior parcela da inércia total, uma medida de dispersão das nuvens de pontos.

O resultado desta projeção é um mapa que representa graficamente as associações entre as categorias de uma tabela de contingência, conforme ilustrado na Figura 25 para o caso da Tabela 16. Este mapa foi obtido com o auxílio de uma planilha disponibilizada em Georgin (2002), cujo algoritmo para construção do mapa encontra-se resumido no Apêndice A.

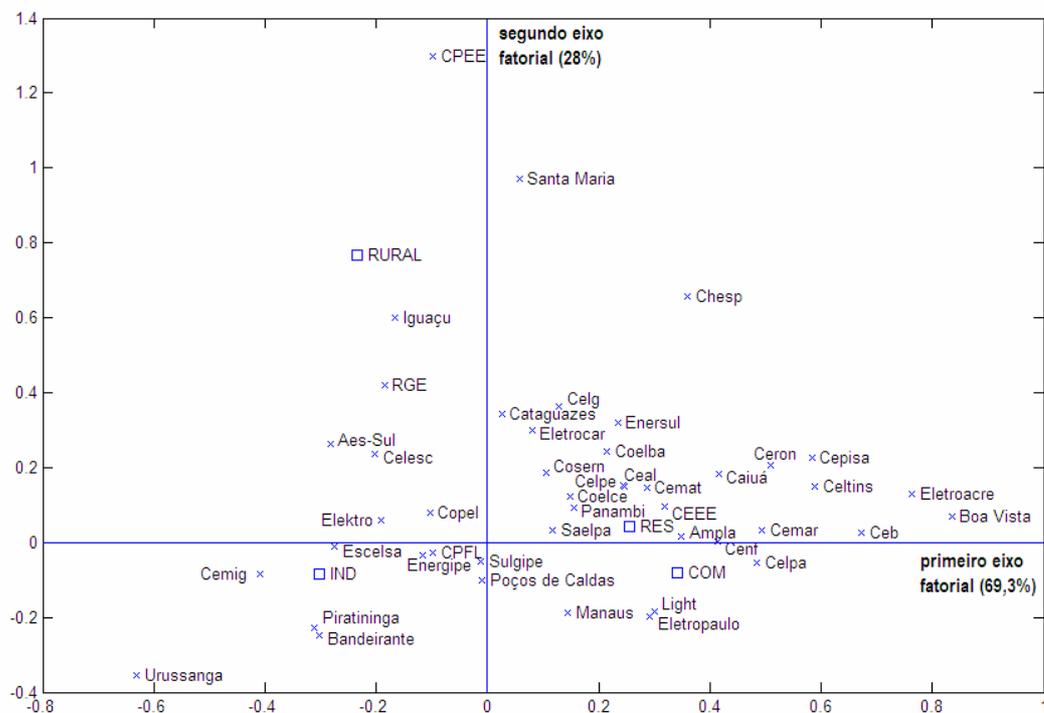


Figura 25: Mapa das associações entre as distribuidoras e as classes de consumo

Na Figura 25, os dois eixos fatoriais concentram 97,3% (69,3% + 28%) da inércia total, portanto, quase a totalidade da dispersão dos dados, indicando que o mapa representa adequadamente as associações entre as concessionárias e as classes de consumo.

O primeiro eixo fatorial concentra 69,3% da inércia total e separa as distribuidoras que atendem mercados com maior participação das classes residencial e comercial, das concessionárias com maior participação do consumo industrial. O segundo eixo fatorial concentra 28% da inércia total e separa as distribuidoras com maior participação do consumo rural das demais distribuidoras.

As classes residencial (RES) e comercial (COM) aparecem juntas no mapa, um indicativo da correlação positiva entre as participações destas classes. Além disso, estas duas classes e a classe industrial (IND) aparecem em lados opostos, indicando uma correlação negativa entre elas. O fato da classe rural aparecer isolada indica uma baixa correlação com as demais classes de consumo.

A proximidade entre uma classe de consumo e uma distribuidora revela uma maior participação desta classe no mercado atendido pela concessionária. Assim, com base no mapa da Figura 25, pode-se concluir que as maiores participações da classe industrial situam-se nos mercados atendidos pelas concessionárias Bandeirante, Cemig, Copel, CPFL, Escelsa, Elektro, Energipe, Piratininga, Poços de Caldas, Sulgipe e Urussanga. As maiores participações da classe rural aparecem nas concessionárias Chespe, CPEE, Iguaçu, Santa Maria e RGE.

Por fim, nas demais concessionárias destacam-se as maiores participações das classes residencial e comercial, como indicado pela nuvem de distribuidoras no lado direito da Figura 25.

O produto da inércia total pela soma de todos os elementos da tabela de contingência define uma estatística que tem distribuição Qui-quadrado (χ^2) com $(L-1)(C-1)$ graus de liberdade. Com base nesta estatística pode-se testar a hipótese de associação entre as variáveis de uma tabela de contingência ($H1$) contra a hipótese de independência das variáveis ($H0$).

No caso da Tabela 16, a estatística χ^2 calculada é igual a 28.545,47 que é significativo ao nível de 5% de significância (o valor crítico da distribuição qui-quadrado com 132 graus de liberdade é igual a 159,81). Portanto, rejeita-se a hipótese nula ($H0$) de que não há associação entre as concessionárias e as classes

de consumo, confirmando as associações entre as classes de consumo e as distribuidoras, identificadas no mapa da Figura 25.

Os resultados da análise exploratória confirmam a grande heterogeneidade entre as distribuidoras do SEB, mesmo entre as empresas que operam em uma mesma região geográfica. Portanto, para atender a hipótese de comparabilidade das DMUs assumida em um modelo DEA, torna-se necessário segmentar o conjunto de 45 concessionárias em grupos de distribuidoras comparáveis (*clusters*) e restringir a comparação de desempenho às empresas classificadas em um mesmo *cluster*.

A segmentação do conjunto de distribuidoras foi efetuada com base em um mapa topologicamente ordenado, construído com o auxílio de uma Rede Neural Mapa Auto-organizável (Jain et al., 1997; Braga et al., 1998) ou Mapa de Kohonen. Neste mapa pode-se visualizar simultaneamente todas as concessionárias de distribuição e identificar os grupos ou *clusters* de concessionárias semelhantes. No Apêndice B há uma breve descrição desta classe de redes neurais.

Ressalta-se que outras técnicas para análise de agrupamentos poderiam ter sido utilizadas nesta segmentação, tais como: métodos estatísticos hierárquicos e não hierárquicos (Johnson & Wichern, 1998) e *fuzzy clustering method*, um método baseado em lógica nebulosa (Jain et al., 1997). Por exemplo, Pessanha et al. (2004b) utilizaram o método hierárquico de Ward na identificação dos agrupamentos de concessionárias. No entanto, o Mapa de Kohonen é o único que organiza os padrões de entrada em um mapa topologicamente ordenado. Foi justamente esta propriedade que motivou a escolha desta técnica para efetuar a segmentação do conjunto de distribuidoras.

Tabela 17: Variáveis consideradas na classificação das distribuidoras

Dimensões	Variáveis
Estrutura	<ul style="list-style-type: none"> • participação da classe residencial no consumo (%R) • participação da classe comercial no consumo (%C) • participação da classe industrial no consumo (%I)
Concentração	<ul style="list-style-type: none"> • tamanho da rede de distribuição (km) • carregamento da rede (MWh/km) • consumo médio residencial (CMR)
Tamanho	<ul style="list-style-type: none"> • nº de unidades consumidoras (NC) • energia elétrica distribuída (MWh)

Na construção do mapa, caracterizou-se cada concessionária por oito atributos referentes ao tamanho, concentração e composição do mercado, conforme apresentado na Tabela 17. Os dados utilizados referem-se ao ano de 2001 e no treinamento da rede neural tomaram-se os valores padronizados dos seus logaritmos com o objetivo de evitar que a segmentação das distribuidoras se concentrasse apenas nas variáveis mais heterogêneas.

O treinamento da rede neural, realizado por rotinas da *Toolbox* de redes neurais que acompanha o Matlab, convergiu após 20.000 iterações do algoritmo de treinamento da rede. Ao final, as 45 distribuidoras analisadas foram ordenadas topologicamente no mapa 5x5 (25 neurônios) da Figura 26, onde são apresentados os perfis das distribuidoras (cada curva representa uma empresa). A identificação das distribuidoras em cada neurônio pode ser visualizada na Figura 27.

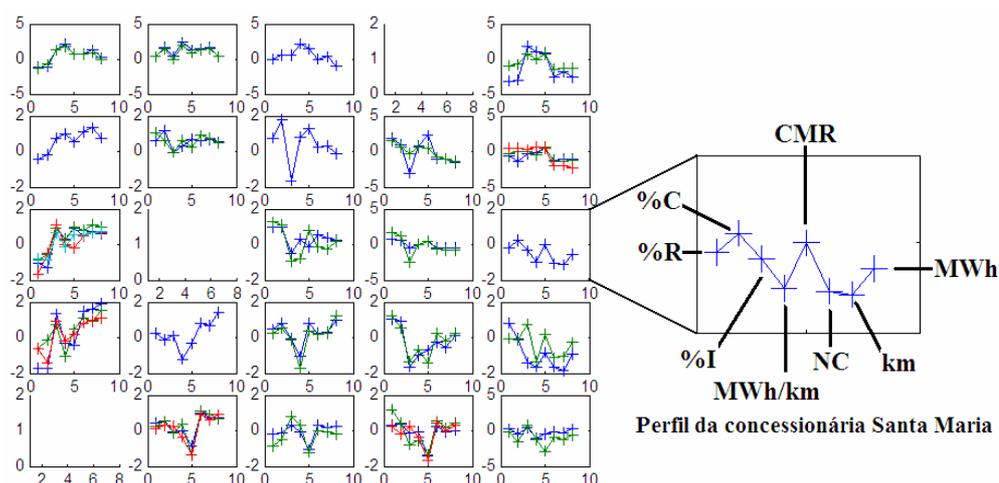


Figura 26: Mapa de Kohonen (mapa dos perfis das concessionárias)

Bandeirante Piratininga	Eletropaulo Light	Manaus	Urussanga Iguazu
CPFL	CEEE Ampla	Ceb	Boa Vista Cenf
Aes-Sul Celesc Escelsa RGE	Celg	Celpe Ceron	Caiuá Eletroacre
Cemig Copel Elektro	Celpe Coelba Coelce	Cemat Enersul	Celtins Cepisa
	Cosern Energipe	Ceal Cemar Saelpa	Cat-Leo Sulgipe

Figura 27: Agrupamentos de concessionárias

Por ser um mapa topologicamente ordenado, as distribuidoras com perfis semelhantes ocupam o mesmo neurônio (Light e a Eletropaulo) ou ocupam neurônios vizinhos (Light e as concessionárias Bandeirante, CPFL e Piratininga), conforme ilustrado na Figura 27.

Com base em uma análise pictórica do mapa de perfis (Figura 26), realizada à luz dos resultados da análise exploratória de dados, buscou-se agrupar os neurônios que apresentassem concessionárias com perfis semelhantes. Desta maneira as distribuidoras foram agrupadas em três agrupamentos maiores ou superclasses A, B e C, conforme indicado na Figura 27.

No agrupamento A foram classificadas as distribuidoras que atendem mercados grandes, concentrados e com expressiva participação da classe industrial. Este grupo é composto pelas principais distribuidoras das regiões Sul e Sudeste e pela Manaus Energia, responsável pelo atendimento do maior sistema isolado do SEB, onde se localiza um importante pólo industrial.

O agrupamento B é formado pelas principais concessionárias da região Nordeste e pelas concessionárias das regiões Centro-Oeste (Celg, Cemat e Enersul) e Norte (Celpa, Celtins e Ceron) com as maiores redes de distribuição. Por fim, o agrupamento C é formado por concessionárias de menor porte de todas as regiões.

4.3. Identificação das variáveis insumos e produtos

A identificação das variáveis baseou-se na análise das correlações dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) com indicadores que expressam a estrutura, a concentração e o tamanho do mercado atendido.

A seguir, apresenta-se a matriz de correlações (Tabela 18), onde %R, %C, %I e %Rural denotam, respectivamente, as participações das classes residencial, comercial, industrial e rural no mercado da concessionária; CPC é o consumo por consumidor (definido pela razão entre o consumo de eletricidade e o total de consumidores atendidos pela concessionária); CMR é o consumo médio da classe residencial; MWh/km é uma medida do carregamento dos circuitos de distribuição, definida pela razão entre o montante de energia distribuída e o

comprimento total da rede de distribuição; NC denota o número de unidades consumidoras e MWh o consumo anual.

Tabela 18: Matriz de correlações

	DEC	FEC	OPEX/ MWh	%R	%I	%C	%Rural	MWh/ km	CPC	CMR	NC	MWh
DEC	1											
<i>significância</i>												
FEC	,737**	1										
<i>significância</i>	,000											
OPEX/MWh	,543**	,613**	1									
<i>significância</i>	,000	,000										
%R	,539**	,634**	,706**	1								
<i>significância</i>	,000	,000	,000									
%I	-,451**	-,544**	-,662**	-,909**	1							
<i>significância</i>	,002	,000	,000	,000								
%C	,293	,313*	,444**	,727**	-,721**	1						
<i>significância</i>	,051	,036	,002	,000	,000							
%Rural	-,177	-,060	-,101	-,194	-,133	-,295*	1					
<i>significância</i>	,245	,695	,510	,201	,383	,049						
MWh/km	-,258	-,277	-,349*	-,194	,276	,175	-,419**	1				
<i>significância</i>	,088	,065	,019	,203	,067	,251	,004					
CPC	-,376*	-,347*	-,414**	-,635**	,704**	-,392**	-,138	,585**	1			
<i>significância</i>	,011	,019	,005	,000	,000	,008	,365	,000				
CMR	-,209	,013	,022	,018	,028	,240	-,082	,441**	,519**	1		
<i>significância</i>	,168	,934	,888	,905	,857	,112	,592	,002	,000			
NC	-,163	-,376*	-,442**	-,236	,272	,084	-,236	,374*	,077	,013	1	
<i>significância</i>	,284	,011	,002	,119	,071	,583	,119	,011	,617	,933		
MWh	-,265	-,412**	-,518**	-,355**	,402**	-,15	-,248	,536**	,342*	,158	,925**	1
<i>significância</i>	,079	,005	,000	,017	,006	,920	,100	,000	,021	,301	,000	

Correlações calculadas considerando as 45 concessionárias com registros completos em todas as variáveis.

** Correlação significativa ao nível de 1% (bilateral)

* Correlação significativa ao nível de 5% (bilateral)

As correlações apresentadas na Tabela 18 mostram que ao nível de significância de 10%, com exceção dos indicadores %Rural e CMR, todas as demais variáveis têm correlações com os indicadores de continuidade (DEC e FEC), significativamente diferentes de zero.

Embora os valores absolutos de muitas correlações significativas sejam inferiores a 0,7, uma análise dos sinais destas correlações pode indicar algum padrão de associação entre a continuidade e as características do mercado atendido e também confirmar alguns resultados obtidos anteriormente. Por exemplo, a forte correlação positiva entre as participações das classes residencial e comercial e as fortes correlações negativas destas com a participação da classe industrial, bem como a fraca correlação da classe rural com as demais classes, confirmam as associações entre as classes de consumo identificadas na Figura 25.

As correlações negativas entre os indicadores de continuidade e o n° de consumidores e o consumo de energia elétrica sinalizam uma associação entre os

melhores níveis de continuidade (menores DEC e FEC) e os maiores mercados atendidos.

As correlações positivas entre CPC e %I e entre estes indicadores e o consumo (MWh) indicam que os maiores mercados são intensivos no uso da energia elétrica (maior CPC) e caracterizados por uma expressiva participação da classe industrial.

Seguindo o mesmo comportamento da variável MWh, as correlações dos indicadores de continuidade com as variáveis CPC e %I também são negativas, refletindo a idéia de que os consumidores mais intensivos demandam maior confiabilidade no fornecimento (menores DEC e FEC) para evitar os elevados custos unitários de interrupção.

A correlação positiva entre o consumo e o carregamento da rede, avaliado pela razão entre o consumo total e a extensão da rede de distribuição (MWh/km), indica que os maiores mercados tendem a ser também mais concentrados espacialmente. Em mercados grandes e concentrados os custos por unidade consumidora são menores e, em geral, o atendimento é realizado por redes tecnologicamente superiores com melhores níveis de confiabilidade e maior flexibilidade operativa.

Todas estas considerações sugerem um melhor desempenho (valores baixos para o DEC e o FEC) em redes de distribuição que atendem mercados mais concentrados e com consumidores que utilizam mais intensivamente a eletricidade, como por exemplo, os consumidores industriais.

Os *outputs* produzidos por uma concessionária de distribuição relacionam-se com os serviços que ela fornece aos consumidores, como por exemplo, o montante de energia distribuída e a qualidade do fornecimento. Portanto, os indicadores DEC e FEC são variáveis *outputs* do modelo DEA.

Embora estejam associados com interrupções intempestivas e não sejam diretamente controláveis pelas concessionárias, os indicadores de continuidade dependem substancialmente das práticas adotadas no planejamento, na operação e na manutenção da rede de distribuição (Rivier et al., 1999). Conforme ilustrado na Tabela 18 e nas Figuras 28 e 29, a razão entre o custo operacional e o consumo (OPEX/MWh), uma medida de eficiência, tem uma relação direta com os indicadores de continuidade, indicando que a gestão da rede de distribuição associa-se à continuidade do fornecimento.

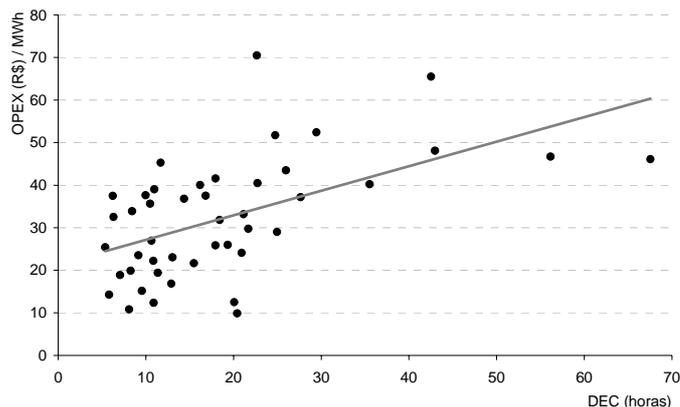


Figura 28: Diagrama de dispersão entre o DEC e a razão OPEX/MWh

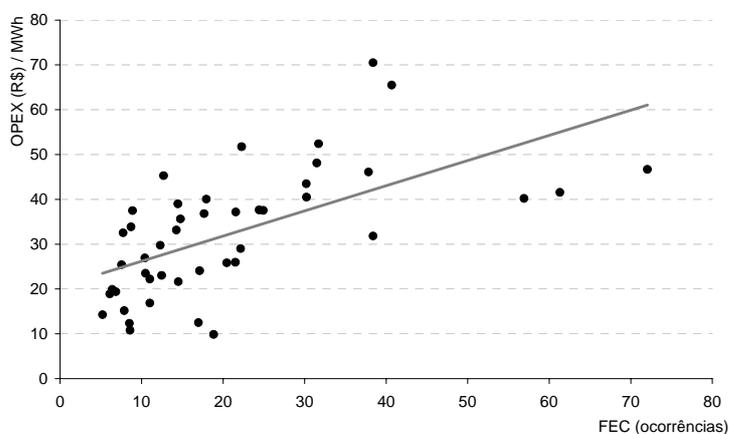


Figura 29: Diagrama de dispersão entre o FEC e a razão OPEX/MWh

Dadas as condições de atendimento (*inputs*), a gestão da concessionária deve buscar o maior o nível de continuidade possível (*output*). Portanto, o modelo DEA proposto tem orientação ao produto.

As condições de atendimento são representadas pelas variáveis identificadas pela análise das correlações, são elas: a participação da classe industrial (%I), o consumo por consumidor (CPC) e o carregamento (MWh/km). Estas variáveis refletem condições de atendimento sobre as quais as concessionárias não têm controle. Na nomenclatura DEA tais variáveis são consideradas não discricionárias (Cooper et al., 2000).

Visando obter *benchmarks* mais realistas, a implementação do modelo DEA foi segmentada nos três *clusters* identificados com o auxílio do Mapa de Kohonen (Figura 27). Com apenas cinco variáveis (dois *outputs* e três *inputs*) é possível formular modelos DEA com bom poder discriminante, pois em cada agrupamento

o nº de concessionárias (quinze) é igual ao triplo do número de variáveis insumos e produtos, o mínimo recomendado (Cooper et al., 2000).

Os modelos DEA admitem tecnologia monotônica e convexa (Cherchye & Post, 2001), em outras palavras, que um aumento na quantidade de algum insumo não deve resultar em reduções nas quantidades dos produtos. Os dois *outputs* do modelo proposto não satisfazem a hipótese de tecnologia monotônica, pois são negativas as correlações entre os níveis das variáveis %I, CPC e MWh/km e os valores de DEC e FEC, conforme ilustrado na Tabela 18.

Como os indicadores de continuidade mensuram a duração e a frequência das interrupções, o DEC e o FEC são produtos indesejáveis. A maximização do nível de continuidade implica em minimizar os indicadores DEC e FEC. No caso ideal, onde não há falhas no fornecimento, estes indicadores são nulos.

Para tratar os produtos indesejáveis, Seiford & Zhu (2002) sugerem a transformação destes por alguma função monotônica decrescente, tal como, a inversão ($1/DEC$ e $1/FEC$) ou a translação ($k-DEC$ e $k-FEC$). No entanto, preferiu-se adotar as seguintes transformações:

$$DEC^* = \frac{Max(DEC)}{DEC} \quad (4.3)$$

$$FEC^* = \frac{Max(FEC)}{FEC} \quad (4.4)$$

As transformações em 4.3 e 4.4 são similares à inversão, no entanto, indicam quantas vezes o desempenho de uma concessionária é melhor que o desempenho da concessionária com os maiores indicadores de continuidade: $Max(DEC)$ e $Max(FEC)$. As variáveis transformadas DEC^* e FEC^* assumem valores maiores ou iguais a unidade, sendo que o valor unitário é atribuído à concessionária com o pior nível de continuidade (maiores indicadores DEC e FEC). Portanto, quanto maiores os valores de DEC^* e FEC^* , melhor é o nível de continuidade do fornecimento.

Na Tabela 19, as correlações positivas entre as variáveis insumos e produtos indicam que a propriedade de tecnologia monotônica está presente na

transformação adotada. Caso estas correlações fossem negativas, as variáveis selecionadas deveriam ser examinadas novamente (Lo et al., 2001).

Tabela 19: Matriz de correlações entre as variáveis insumos e produtos

	DEC*	FEC*	CPC	% I	MWh/km
DEC*	1				
FEC*	0,8650	1			
CPC	0,3063	0,3442	1		
% IND	0,3060	0,4356	0,6878	1	
MWh/km	0,2815	0,3864	0,5851	0,2660	1

Outra alternativa para incorporar os produtos indesejáveis em um modelo DEA, consiste em considerá-los como variáveis insumos em um modelo com orientação ao insumo. Neste caso, o DEC e o FEC são os insumos a serem minimizados e as variáveis %I, CPC e MWh/km são os produtos. Esta alternativa foi descartada em virtude das correlações negativas entre o DEC e o FEC com as demais variáveis, o que é contrária a hipótese de tecnologia monotônica assumida nos modelos DEA. Esta alternativa também não representa corretamente o processo produtivo (Seiford & Zhu, 2002), pois os indicadores de continuidade são os resultados da gestão da concessionária e, portanto, são produtos.

4.4.

Formulação do modelo DEA para definição das metas globais

Cada variável produto associa-se com um dos aspectos da continuidade do fornecimento: duração e frequência das interrupções. Considerando que estes dois aspectos são igualmente importantes, adicionou-se a seguinte restrição¹⁹ ao produto virtual, de tal forma que o modelo DEA não valorize apenas um dos aspectos da continuidade, atribuindo pesos elevados para apenas um dos aspectos:

$$0,3 \leq u_1 \sum_{i=1}^N \frac{DEC_i^*}{N} \Big/ \left(u_1 \sum_{i=1}^N \frac{DEC_i^*}{N} + u_2 \sum_{i=1}^N \frac{FEC_i^*}{N} \right) \leq 0,7 \quad (4.5)$$

¹⁹ Avellar et al. (2002) utilizam uma restrição semelhante em um modelo DEA com dois *outputs* igualmente importantes: a universalização do atendimento e a qualidade do serviço prestado por operadoras de telefonia fixa.

onde N é o número de DMUs analisadas (N é igual a 15 em todos os agrupamentos de concessionárias).

Com o objetivo de evitar a atribuição de peso nulo para alguma variável insumo, adicionaram-se as seguintes restrições aos insumos virtuais:

$$0,05 \leq v_1 \sum_{i=1}^N \frac{CPC_i}{N} \left/ \left(v_1 \sum_{i=1}^N \frac{CPC_i}{N} + v_2 \sum_{i=1}^N \frac{\%I_i}{N} + v_3 \sum_{i=1}^N \frac{MWh/km_i}{N} \right) \right. \leq 0,6 \quad (4.6)$$

$$0,05 \leq v_2 \sum_{i=1}^N \frac{\%I_i}{N} \left/ \left(v_1 \sum_{i=1}^N \frac{CPC_i}{N} + v_2 \sum_{i=1}^N \frac{\%I_i}{N} + v_3 \sum_{i=1}^N \frac{MWh/km_i}{N} \right) \right. \leq 0,6 \quad (4.7)$$

$$0,05 \leq v_3 \sum_{i=1}^N \frac{MWhkm_i}{N} \left/ \left(v_1 \sum_{i=1}^N \frac{CPC_i}{N} + v_2 \sum_{i=1}^N \frac{\%I_i}{N} + v_3 \sum_{i=1}^N \frac{MWh/km_i}{N} \right) \right. \leq 0,6 \quad (4.8)$$

Os limites das restrições 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 foram estabelecidos após uma análise de sensibilidade das metas de continuidade em relação a estes limites.

A seguir, apresenta-se o modelo DEA para definição das metas globais de continuidade na versão dos multiplicadores e com rendimentos constantes de escala.

$$\theta = \underset{v_1, v_2, v_3, u_1, u_2}{\text{Min}} \quad v_1 \cdot CPC_0 + v_2 \cdot \%I_0 + v_3 \cdot MWh/km_0$$

s.a.

$$u_1 \cdot DEC_0^* + u_2 \cdot FEC_0^* = 1 \quad (4.9)$$

$$u_1 \cdot DEC_i^* + u_2 \cdot FEC_i^* - v_1 \cdot CPC_i - v_2 \cdot \%I_i - v_3 \cdot MWh/km_i \leq 0 \quad i=1, N \quad (4.10)$$

$$-u_1 \overline{DEC}^* + 0,3 \cdot (u_1 \overline{DEC}^* + u_2 \overline{FEC}^*) \leq 0 \quad (4.11)$$

$$u_1 \overline{DEC}^* - 0,7 \cdot (u_1 \overline{DEC}^* + u_2 \overline{FEC}^*) \leq 0 \quad (4.12)$$

$$-v_1 \overline{CPC} + 0,05 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.13)$$

$$v_1 \overline{CPC} - 0,6 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.14)$$

$$-v_2 \overline{\%I} + 0,05 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.15)$$

$$v_2 \overline{\%I} - 0,6 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.16)$$

$$-v_3 \overline{MWhkm} + 0,05 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.17)$$

$$v_3 \overline{MWhkm} - 0,6 \cdot (v_1 \overline{CPC} + v_2 \overline{\%I} + v_3 \overline{MWh/km}) \leq 0 \quad (4.18)$$

$$u_1 \geq 0 \quad u_2 \geq 0 \quad v_1 \geq 0 \quad v_2 \geq 0 \quad v_3 \geq 0 \quad (4.19)$$

onde o índice 0 denota a concessionária avaliada e \overline{CPC} , $\overline{\%I}$, $\overline{MWh/km}$, $\overline{DEC^*}$ e $\overline{FEC^*}$ denotam os valores médios das variáveis insumos e produtos, calculados com base nas observações das quinze concessionárias classificadas em um mesmo agrupamento.

Neste modelo DEA, as restrições 4.9, 4.10 e 4.19 são as restrições de um modelo DEA em sua versão original, enquanto as demais são restrições aos insumos e produtos virtuais. As restrições 4.11 e 4.12 são obtidas a partir da restrição ao produto virtual em 4.5. Da mesma forma, os pares de restrições (4.13,4.14), (4.15,4.16) e (4.17,4.18) são definidos, respectivamente, a partir das restrições aos insumos virtuais 4.6, 4.7 e 4.8.

Seguindo Tersztyanszky (2003), definiram-se as variáveis produtos (DEC^* e FEC^*) com base nos valores médios de DEC e FEC apurados no período de três anos (2000/2002). A consideração dos valores médios visa atenuar os efeitos das condições atípicas e da natureza aleatória dos indicadores de continuidade sobre as metas de continuidade definidas pelo modelo DEA.

Denotando por DEC_0 e FEC_0 os valores médios dos índices de continuidade no período 2000/2002 para a concessionária avaliada, e por θ ($\theta \geq 1$) a respectiva medida de eficiência, as metas globais para a concessionária são definidas pelas seguintes fórmulas:

$$DEC_{META} = \frac{DEC_0}{\theta} \quad (4.20)$$

$$FEC_{META} = \frac{FEC_0}{\theta} \quad (4.21)$$

Dado que o modelo DEA tem orientação ao produto, θ é maior ou igual a unidade e, portanto, as metas estipuladas pelas fórmulas 4.20 e 4.21 são positivas e menores ou iguais aos valores médios DEC_0 e FEC_0 .