



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Giulia Oliveira Santos Medeiros

**ANÁLISE DE EFICIÊNCIA DE
EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO DEA E REA**

Itajubá, 22 de fevereiro de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Giulia Oliveira Santos Medeiros

ANÁLISE DE EFICIÊNCIA DE EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO DEA E REA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. PhD. José Wanderley Marangon Lima

Co-orientador: Prof. Ph.D. Luana Medeiros Marangon Lima

Itajubá, 22 de fevereiro de 2018

AGRADECIMENTOS

A Deus por me dar força e coragem para ser alguém melhor a cada dia. Pela determinação e disposição para seguir meus sonhos. Pelos princípios nos quais guio meus passos.

Aos meus pais, Candido e Andréia, por motivarem minha formação. Pelo encorajamento de seguir meus sonhos, enfrentando todo e qualquer obstáculo com honra e honestidade.

Ao meu marido, Cláudio, que está comigo nos momentos bons e ruins, me passando a fortaleza de que necessito para seguir em frente. Por estimular meu aperfeiçoamento profissional e humano. Pelo abraço nas horas difíceis e os conselhos nas horas necessárias.

À minha irmã, Marcella, que cresceu a meu lado enfrentando e superando nossas desventuras. Por me fazer entender que a beleza da vida está na diferença e nos ensinamentos que podemos tirar dela. Pela Ana Julia que é o anjo de nossas vidas.

Ao meu orientador, Marangon, pelos ensinamentos, conselhos e encorajamento na realização do meu trabalho. Fazendo todo o possível para nos dar um ambiente propício ao desenvolvimento de meu intelectual e profissional.

Aos professores, Luana e Rodrigo, pelas horas intermináveis dedicadas a me auxiliar no desenvolvimento da pesquisa, acompanhando de perto todas as dificuldades no desenvolvimento do trabalho. Muito obrigada pelo espírito incansável e motivador que vocês dois sempre me passaram, além de muitos outros ensinamentos que vão além do conhecimento científico.

Aos meus familiares e amigos, pela estrutura que me proporcionaram e pelo contato no dia-a-dia que fazem minhas conquistas mais agradáveis e gratificantes.

A UNIFEI, a CPFL e ao CNPQ, por serem as instituições que viabilizaram a conquista do meu sonho.

Aos meus pais e meu marido.

*“Somos o que repetidamente fazemos.
A excelência, portanto, não é um feito, mas um hábito.” Aristóteles*

RESUMO

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil apresenta características de monopólio natural e, portanto, necessita de forte regulamentação econômica. O mecanismo adotado para regulamentação tarifária é a Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A RTP tem o papel de garantir que a energia elétrica seja fornecida com qualidade aos consumidores e que os investimentos e os custos operacionais sejam compatíveis para que se tenham tarifas justas tanto para o concessionário como para o cliente. Este trabalho foca em um dos desafios do processo de RTP que é a determinação dos custos operacionais eficientes das concessionárias de distribuição, mais especificamente, na análise de eficiência das distribuidoras. O documento traz uma visão geral do terceiro e quarto ciclo de RTP no Brasil bem como a experiência internacional acerca do tema. Como base metodológicas, o trabalho faz uso de duas técnicas de *benchmarking*: o *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o *Ratio-based Efficiency Analysis* (REA). O DEA é a metodologia vigente, baseada no conceito de fronteira de eficiência, adotada pela ANEEL para a análise de eficiência das distribuidoras. O REA é apresentado como uma alternativa de metodologia a ser aplicada ao setor. Ele é baseado não somente no conceito de fronteira de eficiência, mas também na comparação aos pares e eficiências relativas, trazendo, portanto, uma maior riqueza à análise. O REA faz uma avaliação da homogeneidade dos conjuntos e, como as características das áreas de concessão das distribuidoras brasileiro são bem heterogêneas, a aplicação do REA pode auxiliar, por exemplo, no estabelecimento das restrições de limites aos pesos. Os limites aos pesos vêm sendo aplicado na regulação da transmissão desde o 3º CRTP e foi adicionado ao segmento da distribuição no 4º CRTP na tentativa de homogeneizar a amostra de distribuidoras. Esta limitação aos pesos gerou questionamentos, pois a forma como os mesmos foram estabelecidos não foi divulgada pela ANEEL. Este trabalho faz uma avaliação do impacto da utilização destes limites e sua aderência ao modelo brasileiro, considerando a base de dados do 4º CRTP.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica, Revisão Tarifária Periódica, Análise de Eficiência, Limites aos Pesos

ABSTRACT

The Brazilian electricity distribution sector has characteristics of a natural monopoly and therefore requires strong economic regulation. The mechanism adopted for tariff regulation is the Periodic Tariff Review (RTP), carried out by the National Electricity Regulatory Agency (ANEEL). RTP has the role of ensuring that electric power is delivered with quality to consumers and of providing fair tariffs for concessionaries and customers based on the analysis of company investments and costs. This paper focuses on one of the challenges of the RTP process, which is establishing the efficient operational costs of the distribution utilities, more specifically, the efficiency analysis of the utilities. This work provides an overview of the third and fourth cycle of RTP in Brazil as well as international experience. In terms of methodology, two benchmarking techniques: Data Envelopment Analysis (DEA) and Ratio-based Efficiency Analysis (REA) are presented. The DEA is the current methodology, based on the concept of efficiency frontier, adopted by ANEEL for the efficiency analysis. The REA is presented as an alternative methodology to be applied to the sector. It is based not only on the concept of efficiency frontier, but also on comparing peers and relative efficiencies, providing a more accurate analysis. The REA evaluates the homogeneity of the sets and giving that the characteristics of the concession areas of the Brazilian utilities are very heterogeneous, the application of the REA can help, for example, in the establishment of the restrictions on the weight limits. The weight limits have been applied in the regulation of the transmission utilities since the 3rd cycle of RTP and was added to the distribution sector in the 4th cycle RTP as an attempt to make the sample of utilities more uniform. The weight limits have raised discussion among agents since the methodology under which they were established was not provided by ANEEL. This work evaluates the impact of the use of these limits and its adherence to the Brazilian model, considering the database of the 4th cycle of RTP.

Keywords: Electricity Distribution, Periodic Tariff Review, Efficiency Analysis, Weight Limits

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Fluxograma da Etapa 1 do 3CRTP (Fonte: (XAVIER, 2015)).....	11
Figura 2.2.2: Modelos de Análise de Eficiência Adotados no Reino Unido.....	27
Figura 3.1: Fronteira de eficiência do modelo DEA-CRS e BCC.....	40
Figura 4.1: Eficiência das Distribuidoras para DEA NDRS com e sem pesos	60
Figura 4.2: Eficiência das distribuidoras no DEA NDRS considerando cada uma das restrições	61
Figura 4.3: Eficiências do DEA NDRS e DEA CRS, com e sem limites aos pesos	65
Figura 4.4: Eficiência das distribuidoras no DEA CRS considerando cada uma das restrições	66
Figura 4.5: Intervalos de Classificação com todas as restrições e sem restrições incompatíveis	71
Figura 4.6: Intervalo de Classificação com e sem os limite aos pesos compatíveis.....	73
Figura 4.7: Melhor Colocação das distribuidoras para consideração de cada restrição de pesos	75
Figura 4.8: Pior Colocação das distribuidoras para consideração de cada restrição de pesos ..	76
Figura 4.9: Número de DMUS dominantes com e sem limite aos pesos	79
Figura 4.10: Distribuidoras <i>benchmarking</i> em cada metodologia.....	84
Figura 4.11: Distribuidoras ineficientes em cada metodologia	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1: Limites utilizados nas restrições aos pesos	16
Tabela 2-2: Agências reguladoras e número de distribuidoras de cada país	32
Tabela 2-3: Características Regulamentares de Cada País	33
Tabela 2-4: Comparação entre Metodologia de <i>benchmarking</i> e Disposição de Dados nos Modelos	33
Tabela 2-5: Insumos dos modelos de cada regulador	34
Tabela 2-6: Produtos dos modelos de cada regulador	34
Tabela 2-7: Variáveis ambientais e sua utilização.....	35
Tabela 2-8: Cálculo das eficiências e prazo para mitigação de ineficiências.....	36
Tabela 2-9: Componente T do Fator X estabelecido de cada regulador	36
Tabela 4-1: Eficiências do Modelo DEA NDRS com e sem limites aos pesos.....	57
Tabela 4-2: Impacto de cada Restrição aos Pesos por Distribuidora	59
Tabela 4-3: Eficiências do Modelo DEA CRS com e sem limites aos pesos.....	62
Tabela 4-4: Melhores e piores colocações das distribuidoras no conjunto	67
Tabela 4-5: Intervalo de classificação sem restrições incompatíveis	69
Tabela 4-6: Número de DMUs que dominam cada distribuidora com e sem limite aos pesos	77
Tabela 4-7: Eficiências relativas das distribuidoras	81

SUMÁRIO

RESUMO.....	i
ABSTRACT	ii
LISTA DE FIGURAS.....	iii
LISTA DE TABELAS	iv
LISTA DE ABREVIATURAS	i
LISTA DE SÍMBOLOS	iii
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA	1
1.2. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	2
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. OBJETIVO GERAL.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO	4
CAPÍTULO 2 ESTADO DA ARTE.....	6
2.1. INTRODUÇÃO	6
2.2. ANÁLISE DA EFICIENCIA NO BRASIL	7
2.3. 3º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	8
2.3.1. ETAPA 1 – ESTIMATIVA PONTUAL	9
2.3.2. ETAPA 2 – ESTIMATIVA DO INTERVALO DE CONFIANÇA.....	11
2.3.3. DEFINIÇÃO DA COMPONENTE T DO FATOR X	13
2.4. 4º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	13
2.4.1. LIMITAÇÕES DE PESOS DO DEA.....	15
2.4.2. INTERVALO DE CONFIANÇA.....	17
2.4.3. DETALHAMENTO DO PROCESSO DE CALCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS	18
2.5. EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	21
2.5.1. NORUEGA.....	24
2.5.2. REINO UNIDO	26
2.5.3. ALEMANHA	28
2.5.4. CHILE	29

2.5.5. FINLÂNDIA	30
2.5.6. MÉXICO	31
2.6. COMPARAÇÃO ENTRE AS REGULAÇÕES VIGENTES	32
CAPÍTULO 3 METODOLOGIAS	37
3.1. INTRODUÇÃO	37
3.2. MODELO DEA E SUAS VARIAÇÕES.....	37
3.2.1. MODELO DEA CRS	38
3.2.2. MODELO DEA BBC.....	40
3.2.3. MODELO DEA NDRS COM LIMITAÇÃO AOS PESOS.....	42
3.3. MODELO REA	44
3.3.1. INTERVALO DE CLASSIFICAÇÃO.....	45
3.3.2. RELAÇÃO DE DOMÍNIO	48
3.3.3. LIMITES DE EFICIENCIA.....	50
3.3.4. ESPECIFICAÇÃO DE METAS DE PERFORMANCE.....	52
3.3.5. ADAPTAÇÕES MATEMÁTICAS NO MODELO REA.....	54
3.3.6. INCLUSÃO DO REA NA ANÁLISE DE EFICIÊNCIA.....	55
CAPÍTULO 4 ESTUDOS DE CASO.....	56
4.1. INTRODUÇÃO	56
4.2. INFLUÊNCIA DOS LIMITES AOS PESOS NA EFICIÊNCIA.....	56
4.3. INFLUÊNCIA DOS RETORNOS DE ESCALA NA EFICIÊNCIA.....	62
4.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O REA.....	67
4.4.1. INTERVALOS DE CLASSIFICAÇÃO DO REA.....	67
4.4.2. DOMINÂNCIA ENTRE DISTRIBUIDORAS NO REA	77
4.4.3. EFICIÊNCIAS RELATIVAS DAS DISTRIBUIDORAS	80
4.4.4. RESUMO DOS RESULTADOS.....	84
CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES.....	86
5.1. CONCLUSÃO GERAL.....	86
5.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	88
BIBLIOGRAFIA	89
ANEXO I.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS*

RTP	Revisão Tarifária Periódica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ER	Empresa de Referência
1CRTP	Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
2CRTP	Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
3CRTP	Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
COLS	<i>Corrected Ordinary Least Square</i>
4CRTP	Quarto Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
MCSE	Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica
PPF	Produtividade parciais dos fatores
PTF	Produtividade total dos fatores
NDRS	Retornos não decrescentes de escala -
DEA NDRS	DEA com retornos não decrescentes de escala
DMU	<i>Decision Making Units</i>
OPEX	Despesas operacionais
SFA	<i>Stochastic Frontier Analysis</i>
TOTEX	Custos totais
StoNED	<i>Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data</i>
CAPEX	Custos de capital
EQM	Erro quadrático médio
NVE	<i>Norwegian Water Resources and Energy Directorate</i>
OLS	Ordinary Least Squares
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
CPOLS	<i>Corrected Pooled Ordinary Least Squares</i>
BNetzA	<i>Bundesnetzagentur</i>

* Várias abreviaturas são mantidas na língua inglesa por serem mais conhecidas nesta forma.

CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CRE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
DEA CRS	DEA com retornos constantes de escala
REA	<i>Ratio-based Efficiency Analysis</i>
CRS	Retornos constantes de escala
VRS	Retornos variáveis de escala
DEA BCC	DEA com retornos variáveis de escala
NIRS	Retornos não crescente de escala

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔP	Varição total do produto
$\Delta_{M_{bt}}$	Taxa de crescimento do consumo de baixa tensão
$\Delta_{M_{mt}}$	Taxa de crescimento do consumo de média tensão
$\Delta_{M_{at}}$	Taxa de crescimento do consumo de alta tensão
Δ_{cons}	Taxa de crescimento de consumidores
Δ_{rede}	Taxa de crescimento de rede
φ_i	Peso da variável i , sendo i o conjunto das 5 taxas de crescimento da equação (1)
CO_3	Custo operacional a ser reconhecido para fins de reposicionamento no 3CRTP
CO_2 :	Custo operacional definido no 2CRTP, corrigidos até a data do 3CRTP
n	Número de anos incorridos entre as datas bases do 2CRTP e 3CRTP
$CO_{LI}^3(\theta_i)$	Limite inferior dos custos operacionais, na base de dados do 3CRTP
$CO_{SI}^3(\theta_i)$	Limite superior dos custos operacionais, na base de dados do 3CRTP;
CO_i^{2009}	Custo operacional contábil de 2009, atualizado até a data base da revisão tarifária
θ_i	Parâmetro de eficiência considerado para distribuidora i , obtido da Etapa 1
$LI(\theta_i)$	Limite inferior obtido pela aplicação dos 3 modelos de regressão da Etapa 2 do 3CRTP
$LS(\theta_i)$	Limite superior obtido pela aplicação dos 3 modelos de regressão da Etapa 2 do 3CRTP
T_3	Componente T do Fator X
N	Número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas
CO_n^3	Limite mais próximo de CO_3 no intervalo de custos operacionais eficientes definidos por meio do método de benchmarking
CO_3	Custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados considerando os ganhos de produtividade
VPB_0	Total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP
θ_{inf}^k	Limite inferior do intervalo de eficiência para empresa “ k ”
θ_{sup}^k	Limite superior do intervalo de eficiência para empresa “ k ”

θ^k	Eficiência estimada pelo DEA para empresa “ k ”
$\theta_{2,5\%}^{kb}$	Eficiência inferior dentre as amostras <i>bootstrap</i>
$\theta_{92,5\%}^{kb}$	Eficiência superior dentre as amostras <i>bootstrap</i>
$\theta_{50\%}^{kb}$	Eficiência mediana dentre as amostras <i>bootstrap</i>
CO_{At}	Receita de custos operacionais no Ano Teste
CO_{3rev}	Valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária com ajustes
VPB_3	Valor da parcela B na última revisão tarifária
T_3	Componente T do Fator X do 3CRTP
VPB_{At}	Receita da parcela B no Ano Teste
a	Número de anos do ciclo tarifário da concessionária
LI^k	Limite inferior dos custos operacionais regulatórios para a empresa “ k ”
LS^k	Limite superior dos custos operacionais regulatórios para a empresa “ k ”
θ_{ref}	Referência de eficiência
$Opex^k$	Custo operacional real da empresa “ k ” usado no cálculo de eficiência
α^k	Fator de atualização na data base da revisão tarifária da empresa “ k ”
$Opex_{ef}^k$	Custo eficiente estimado da empresa “ k ”
u^k	“peso” atribuído ao insumo da empresa “ k ”
v_j^k	“peso” atribuído ao produto “ j ” da empresa “ k ”
y_j^k	Produto total de produto “ j ” da empresa “ k ”
ϕ^k	“fator de escala” da empresa “ k ”
$Opex_{ef}^{t+1}$	Custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;
$Opex_{ef}^t$	Custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência
$IPCA^{t+1}$	Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária
$IPCA^t$	Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência
CO_{ef}	Valor dos custos operacionais regulatórios eficientes
ΔCO	Variação anual dos custos operacionais regulatórios
5%	Variação máxima admissível
CO_{meta}	Meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual
CO'_{meta}	Meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento

$Opex_{médio}$	Média dos custos operacionais reais
Co_p	Valor de CO regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento
T_p	Componente da trajetória dos CO do fator X para a revisão em processamento
VPB_p	Valor da Parcela B da revisão tarifária em processamento.
$p \in K$	DMU em análise
$i \in I$	Conjunto de insumos
$j \in J$	Conjunto de produtos
$k \in K$	Conjunto de todas as DMUs
u_i	Variável de decisão que representa o peso do insumo i
v_j	Variável de decisão que representa o peso do produto j
x_i^k	Parâmetro do insumo i relativo à DMU k
y_j^k	Parâmetro do produto j relativo à DMU k
w_p	Eficiência da DMU p em análise
λ_k	Variáveis de decisão que representa o peso da DMU k na análise de eficiência da DMU p
θ	Variável de decisão que representa o escore de eficiência da DMU p
φ	Variável de decisão que representa os retornos de escala
$t \in T$	Número de restrições aos pesos
L_j^t	Parâmetro do insumo i relativo ao limite dos pesos
L_i^t	Parâmetro do produto j relativo ao limite dos pesos
R_i	Variáveis de decisão do modelo associada com limites aos pesos duais ligados aos insumos $i \in I$
R_j	Variáveis de decisão do modelo associados com limites aos pesos duais ligados aos produtos $j \in J$
M	Constante numérica de alto valor (<i>big-M</i>)
z^k	Variável de decisão binária que auxilia na definição da DMU k no intervalo
r_{min}^p	Melhor posição no intervalo de classificação
r_{max}^p	Pior posição no intervalo de classificação
$E_p(u, v)$	Eficiência da DMU p em análise
$E_k(u, v)$	Eficiência da DMU $k, \forall k \in K$
$l \in L$	Conjunto de DMUs benchmark obtido com a aplicação do modelo DEA-CRS

$\underline{D}_{p,k}$	Minimização das relações de eficiência
$\overline{D}_{p,k}$	Maximização das relações de eficiência
$D_{p\bar{k}}(u, v)$	Minimização da razão da eficiência da DMU p pela eficiência da DMU k
$D_{p\underline{k}}(u, v)$	Maximização da razão da eficiência da DMU p pela eficiência da DMU k
$\underline{D}_{p\bar{k}}$	Minimização das relações de eficiência $D_{p\bar{k}}(u, v)$
$\overline{D}_{p\bar{k}}$	Maximização das relações de eficiência $D_{p\bar{k}}(u, v)$
$\underline{D}_{p\underline{k}}$	Minimização das relações de eficiência $D_{p\underline{k}}(u, v)$
$\overline{D}_{p\underline{k}}$	Maximização das relações de eficiência $D_{p\underline{k}}(u, v)$
ρ_p^*	Aumento de produção necessário para que p não seja mais dominado por k
ρ^*	Aumento de produção necessário para dominar as demais DMUs do conjunto K
R_p^*	Meta de performance para que a DMU p atinja certo r_{min}^p
R_p°	Meta de performance para que a DMU p atinja certo r_{max}^p

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA

O setor elétrico brasileiro pode ser dividido hoje em 4 segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração e a comercialização estão abertas ao mercado e a transmissão e distribuição, por possuírem características de monopólio natural, são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A distribuição e transmissão de energia necessitam de regulamentação econômica para garantir o livre acesso da rede aos agentes e a uma tarifa justa.

O papel da regulação é estabelecer as tarifas que serão aplicadas aos consumidores e garantir que esses serviços sejam realizados com boa qualidade, confiabilidade e continuidade. No caso da distribuição, a receita das concessionárias é dívida em duas parcelas: a Parcela A e a Parcela B. A Parcela A da receita é constituída pelos custos “não gerenciáveis”, ou seja, ela é formada pela parcela de custos que não podem ser controlados pelas distribuidoras, que são os custos relativos a compra de energia, encargos e tributos regulamentados. Já a Parcela B da tarifa é constituída pelos custos “gerenciáveis”, ou seja, aqueles custos que podem ser controlados e reduzidos administrativamente por medidas gerenciais das distribuidoras. Os custos da Parcela B são formados de forma simplificada pelos custos de pessoal, material, atividades de operação e manutenção, custos de depreciação de ativos, remuneração de investimentos e outras atividades vinculadas ao serviço de distribuição de energia.

Toda distribuidora ao se comprometer a fornecer energia em uma região deve assinar um contrato de concessão. Neste contrato fica estabelecido que ela deve cumprir um conjunto de regras emanadas pelo poder público e pela agência reguladora. Além disto para viabilizar a concessão, a concessionária passará por processo de avaliação de suas tarifas que são os reajustes anuais e as revisões tarifária periódica e extraordinária. A Revisão Tarifária Periódica (RTP), parcela das obrigações estabelecidas no contrato de concessão que será tratada neste trabalho, é realizada com o intuito de analisar o comportamento dos custos das distribuidoras e recalculá-la a receita total (Parcela A + Parcela B). O processo de RTP ocorre em períodos de 4 anos em média, variando conforme o contrato de concessão firmado. A RTP consiste em

reposicionamento tarifário, definição da Componente T do Fator X, além de avaliações de critérios de confiabilidade e qualidade (APPA, BANA E COSTA, *et al.*, 2010). No reposicionamento tarifário é estabelecida a Receita Requerida pela distribuidora, mediante o seu nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração de investimentos, e na definição da Componente T do Fator X é definida as suas metas de eficiência individuais.

Para o reposicionamento tarifário é necessário analisar o quão bem as distribuidoras vêm utilizando suas receitas requeridas e isto é feito por meio de análises de eficiência. O Brasil já passou por 4 ciclos de revisão tarifária periódica (CRTP) e em cada ciclo a ANEEL procurou aperfeiçoar a análise de eficiência das distribuidoras para determinação dos custos operacionais eficientes. Basicamente no 1º e 2º CRTP, foi utilizada a metodologia de empresa de referência (ER) para definição da eficiência das distribuidoras. No 3º CRTP (3CRTP) foi utilizado uma parcela dos resultados da ER do 2CRTP, mais duas outras metodologias de *benchmarking*, uma paramétrica e outra não paramétrica, e uma análise de regressão. Já no 4º CRTP (4CRTP) foi utilizado somente o método não paramétrico, o *Data Envelopment Analysis* (DEA) com algumas modificações. Uma das grandes modificações no DEA foi a incorporação das restrições de limites aos pesos.

A metodologia DEA foi escolhida, pela ANEEL, para a análise de eficiência do setor de distribuição brasileiro por ser a técnica de Benchmarking mais amplamente aplicada em estudos de análise de eficiência no setor de distribuição ao redor de todo o mundo, onde (ARCOS-VARGAS, NÚÑEZ-HERNÁNDEZ e VILLA-CARO, 2017), (MULLARKEY, CAULFIELD, *et al.*, 2015), (CAMBINI, CROCE e FUMAGALLI, 2014), (SADJADI, OMRANI, *et al.*, 2011) e (JAMASB e POLLITT, 2007) são alguns exemplos de trabalhos recentes que aplicaram o DEA.

1.2. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O sistema de distribuição de energia brasileiro é bastante complexo. Uma das características que contribuem para essa complexidade é a vasta dimensão territorial do país e, conseqüentemente, a diversidade entre as áreas de concessão. O Brasil é cortado por dois paralelos (Equador e Trópico de Capricórnio), possui quatro fusos horários e possui uma vasta região interiorana e litorânea. Cabe salientar que o território do país é aproximadamente igual ao território de todo o continente Europeu. Portanto, as áreas de concessão das distribuidoras possuem características geográficas distintas refletindo nos custos de operação e manutenção que passam a ter particulares.

As características econômicas, se comparadas, também variam consideravelmente. Existem regiões mais desenvolvidas e outras bem carentes. Os níveis salariais entre as regiões são discrepantes, por exemplo, a região Sudeste se destaca por níveis salariais maiores. Mesmo dentro de uma mesma região, São Paulo, por exemplo, possui um nível salarial superior ao dos demais estados do Sudeste. Outras regiões, porém, se caracterizam por níveis salariais bastantes inferiores, como é o caso da região Nordeste. Existem ainda as diferentes características de densidade demográfica entre as áreas de concessão. Por exemplo, existem estados muito povoados, como Rio de Janeiro e São Paulo, e outros estados pouco povoados, como Minas Gerais e Amazonas.

Considerando essas três características conclui-se que as áreas de concessões são bem distintas e assim, o conjunto de distribuidoras analisado pela ANEEL para determinação da fronteira de eficiência é fortemente heterogêneo. No 4CRTP, da ANEEL adotou limites aos pesos para mitigação de erros na comparação das distribuidoras, visto que todas as distribuidoras são analisadas em um mesmo conjunto. A utilização de limites aos pesos foi um avanço na análise das distribuidoras, porém a ANEEL não apresentou nenhuma metodologia de cálculo utilizada no estabelecimento desses limites, gerando insatisfações por parte dos agentes.

Os questionamentos quanto a esses limites foram destaque na Audiência Pública (AP) 023/2014, onde foi definida a metodologia para o 4CRTP (NT 66/2015-ANEEL). Nela a Preset Consistência e a ENERGISA contribuem com a apresentação de metodologias para a definição dos limites aos pesos, mas a ANEEL opta por manter os limites aos pesos definidos por ela para o 4CRTP. Apesar do indeferimento da proposta da Preset Consistência, o regulador afirma que a proposta é promissora e que para o 5º CRTP haverá mais espaço para essa discussão.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo avaliar os resultados obtidos pelo 4CRTP utilizando o DEA e o *Ratio-based Efficiency Analysis* (REA), uma outra metodologia de *benchmarking* específica para análise da homogeneidade de conjuntos de dados. Verificando as influências da adoção de limites aos pesos na determinação da eficiência das distribuidoras e se essa adoção é adequada para o caso brasileiro.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos, que se pretende alcançar com este trabalho, são:

- Apresentar uma visão geral quanto aos ciclos de RTPs no Brasil;
- Apresentar a experiência internacional acerca do tema;
- Apresentar a metodologia de análise de eficiência adotada pela ANEEL no 4CRTP;
- Estudar os modelos para definição de homogeneidade de conjuntos;
- Desenvolver um software estruturado em linguagem C++ na plataforma Visual Studio, que reproduza a metodologia de análise eficiência do 4CRTP
- Desenvolver de software estruturado em linguagem C++ na plataforma Visual Studio, que permita aplicar a metodologia REA à base de dados do 4CRTP
- Contribuir com a regulação brasileira através dos resultados obtidos pelo trabalho

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação foi estruturada em 5 capítulos. O presente capítulo busca contextualizar e estruturar o trabalho. O Capítulo 2 apresenta o estado da arte sobre regulação do setor de distribuição de energia no Brasil e destaca algumas práticas internacionais. É feita uma análise da evolução da RTP no Brasil, ao longo dos 4 ciclos de revisão, focando mais nos aspectos gerais do 3CRTP e 4CRTP. As mudanças que ocorreram metodologicamente entre esses dois ciclos também são apresentadas no Capítulo 2. Produções internacionais no tema e definição de eficiência no setor de distribuição são abordados. Uma visão sobre a regulação da Noruega, Reino Unido, Alemanha, Chile, Finlândia e México são apresentados destacando semelhanças econômicas e/ou possíveis contribuições ao modelo brasileiro.

No Capítulo 3 são apresentadas as metodologias de *benchmarking* que serão utilizadas no trabalho, juntamente com as características e particularidades de cada uma delas. A primeira metodologia apresentada é o DEA com todas as suas particularidades e considerações adotadas pela ANEEL para a adequação dessa metodologia ao modelo brasileiro. A segunda metodologia é o REA, nela todas as suas particularidades e vantagens são colocadas de forma a detalhar seus parâmetros de análise. As considerações quanto ao modelo brasileiro que devem ser feitas no REA também são descritas neste capítulo.

No Capítulo 4 são mostrados os resultados obtidos nas simulações realizadas com o software desenvolvido. São apresentadas críticas específicas aos modelos do 4CRTP de acordo com a

sensibilidades dos resultados frente a inclusão do limite aos pesos e a utilização do modelo REA para a análise da heterogeneidade da amostra de distribuidoras.

Finalmente, o Capítulo 5 conclui o trabalho. São apresentadas as críticas gerais quanto ao modelo do 4CRTP, as conclusões quanto aos resultados do REA e as sugestões para o 5º CRTP. Além, das sugestões de trabalhos futuros que podem ser embasados nos aspectos levantados durante o desenvolvimento deste trabalho.

CAPÍTULO 2

ESTADO DA ARTE

2.1. INTRODUÇÃO

Os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica são considerados naturalmente monopolistas, ou seja, uma única empresa domina o mercado e a alternativa de menor custo para esses setores é a existência de um único fornecedor de energia. Essa característica de monopólio natural se deve ao fato de serem inviáveis, economicamente e fisicamente, duas ou mais concessionárias de distribuição ou transmissão possuírem, administrarem e operarem uma mesma área de concessão e, caso isso exista, uma empresa absorve as outras de forma natural (JAMASB e POLLITT, 2000), (ZAKARIA e NOUREEN, 2016), (FILIPPINIA, HROVATINC e ZORIC, 2004). A característica de monopólio natural dessas concessionárias, combinada com a característica de bem essencial da energia elétrica, fez com que a regulamentação econômica fosse necessária nesses setores, para um maior controle do poder dessas concessionárias em seus mercados consumidores (SALES, 2011).

A regulamentação econômica é um conjunto de leis e normas aplicadas aos agentes de um setor de bem ou serviço, para incorporar um ambiente de competição e assim equilibrar as curvas da oferta e procura em condições onde a oferta está em vantagem (JAMASB e POLLITT, 2000). No Brasil ficou definido que o sistema seria dividido em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A transmissão e a distribuição por possuírem a característica de monopólio natural são regulamentadas, e a geração e a comercialização devido ao número de agentes e as tecnologias ficaram a cargo da concorrência (competição entre os agentes) (SALES, 2011). O mecanismo adotado para regulamentação tarifária é a Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (LEME, PAIVA, *et al.*, 2014). A regulamentação também tem o papel de garantir que a energia elétrica seja fornecida com qualidade aos consumidores, sem que as tarifas sejam comprometidas pelos investimentos realizados na expansão e manutenção do sistema. Assim, a otimização de seus recursos é determinante para o fornecimento de energia com qualidade ao menor custo possível (SALES, 2011). Para mensurar se as concessionárias de transmissão e

distribuição estão utilizando seus recursos da melhor forma é necessário medir a eficiência de cada concessionária.

A preocupação com a eficiência do sistema veio com a reforma do setor elétrico, antes disso este setor pertencia ao estado e recebia excesso de investimento em infraestrutura e qualidade do serviço. Como consequência, a energia elétrica era cara e os custos de manutenção do sistema elevados. Na década de 80 começa a surgir a tendência mundial de privatização do setor elétrico e, conseqüentemente, o estímulo ao aumento de eficiência, de forma a obter um equilíbrio entre a qualidade e o preço da energia.

O aumento da eficiência é alcançado utilizando a regulação por incentivo, assim metas e recompensas são definidas de forma a motivar a redução dos custos por parte das distribuidoras. As ações adotadas pelas concessionárias, para reduzir seus custos, são decisões gerenciais, por isso é necessário, também, um controle do regulador quanto a qualidade do serviço oferecido, pois menores investimentos na rede podem ser utilizados como medida para diminuir os custos.

2.2. ANÁLISE DA EFICIENCIA NO BRASIL

Considerando que a eficiência é um conceito relativo que é usado para medir o quão bem uma empresa utiliza seus recursos, em relação ao quão melhor ela poderia utilizá-lo, surgiu a ideia de obter a eficiência das concessionárias de transmissão e distribuição pela comparação delas com uma empresa virtual, que representaria seus recursos locados de forma eficiente. Este tipo de análise de eficiência é chamado de Empresa de Referência (ER) e foi aplicado no 1º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (1CRTP) e no 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2CRTP), não alcançando uma boa aceitação nem pelas concessionárias, nem pela própria ANEEL (XAVIER, 2015). O motivo pelo qual as concessionárias se opuseram aos resultados foi que, segundo eles as empresas virtuais criadas eram inatingíveis, ou seja, nunca seria possível alcançar os custos operacionais virtuais de suas respectivas áreas de concessão. No caso do regulador, por ser um método “*bottom-up*”, ele é intensivo em dados visto que detalha todas as atividades da empresa dificultando a comparação entre distribuidoras, ou seja, dificultava a regulação por comparação (*yardstick regulation*).

Com o intuito de simplificar o modelo e resolver os impasses que o modelo de ER causava, no 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP), a ANEEL optou por fazer uma composição entre os resultados obtidos pelo uso da ER no 2CRTP com métodos de análise “*top-down*”,

mais especificamente o *Data Envelopment Analysis* (DEA) e o *Corrected Ordinary Least Square* (COLS), para o cálculo dos custos operacionais eficientes.

No 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), a ANEEL optou por continuar utilizando somente a metodologia DEA para avaliação da eficiência das concessionárias não mais utilizando a ER e o COLS. Além disto, desistiu de utilizar variáveis ambientais no modelo, pois, segundo a ANEEL, não encontravam grandes sensibilidades nos resultados em função delas. Outras mudanças que ocorreram foram quanto ao número de produtos que são utilizados na avaliação da eficiência e a inclusão da limitação aos pesos que já vem sendo utilizado na transmissão desde o 3CRTP.

2.3. 3º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

O 3CRTP se caracterizou pela mudança de metodologia de análise de eficiência, pois no 2CRTP a metodologia utilizada era somente a ER. A ER foi bastante questionada, pois aumentava muito a complexidade do processo devido à intensa necessidade de dados e a assimetria de informações existente. No 3CRTP, a avaliação da eficiência passou a ser realizada por duas técnicas de *benchmarking* em resposta às críticas feitas aos dois ciclos tarifários anteriores, principalmente as críticas quanto a complexidade do modelo (XAVIER, 2015).

A metodologia do 3CRTP passou então a ser dividida em duas etapas (PRORET-ANEEL, 2010). Na etapa 1 foi utilizado o valor obtido pelo método da ER do 2CRTP ajustado pela inflação, produtividade e variação dos produtos, dando origem a uma estimativa pontual. A etapa 2 foi dividida em dois estágios. O 1º estágio consistia na média das eficiências obtidas por dois métodos de fronteira, o DEA (GUNN e SHARP, 1999) e o COLS (JAMASB e POLLITT, 2000). O 2º estágio consistia em um ajuste na eficiência, realizado com base no impacto que as variáveis ambientais causavam sobre cada área de concessão (XAVIER, 2015). Utilizando esses dois estágios, a etapa 2 deu origem a um intervalo de eficiência em que os custos de cada concessionária deveriam estar contidos.

De posse da estimativa pontual e de um intervalo de confiança para os custos operacionais, a ANEEL definiu uma componente de incentivo denominada de Componente T. A Componente T, por sua vez, é uma parcela que representa a eficiência da distribuidora no cálculo de definição da meta individual de ganho de eficiência, o Fator X.

2.3.1. ETAPA 1 – ESTIMATIVA PONTUAL

Como já citado anteriormente, esta etapa dá origem a uma estimativa pontual de eficiência para cada distribuidora que integra o setor de distribuição brasileiro. A Etapa 1 foi elaborada de forma a representar uma transição entre o 2CRTP e o 3CRTP, devido à mudança de metodologia de análise de eficiência que ocorreu entre esses dois ciclos de revisão. Foram realizadas 3 considerações sobre os custos dentro desta etapa: correlação inflacionária dos custos operacionais, cálculo da produtividade e crescimento dos produtos.

A correlação inflacionária é a parcela onde é estabelecida uma correlação entre os custos das distribuidoras e para isto foram utilizados os dados contábeis do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSE) de 2003 à 2009. O objetivo era contabilizar gastos com: pessoal (corrigido pelo IPCA), administração, materiais e serviços (corrigido pelo IGP-M), terceirização, tributos entre outros (PRORET-ANEEL, 2010).

O cálculo de produtividade é a parcela onde são contabilizados os ganhos de eficiência das distribuidoras. Definindo produtividade como a razão entre produtos e insumos, pode-se afirmar que a produtividade cresce se a quantidade de produto aumenta para a mesma quantidade de insumo. Porém, quanto mais de um produto ou insumo são considerados na análise, a complexidade da avaliação da produtividade aumenta, de forma que métodos de avaliação de produtividade devem ser adotados para obtenção de bons resultados (PRORET-ANEEL, 2010).

A ANEEL adotou nesta revisão tarifária um insumo e três produtos. Como insumo foram utilizados os custos operacionais reais das concessionárias e como produtos a extensão da rede de distribuição, o número de unidades consumidoras e o mercado composto. O mercado composto é equivalente ao mercado faturado ponderado proporcionalmente pelos custos por nível de tensão, agregando assim os mercados de baixa, média e alta tensão, levando em conta os diferentes impactos de cada um sobre os custos operacionais (XAVIER, 2015).

Visto que a ANEEL adotou mais de um produto na análise de produtividade, foi necessário utilizar métodos mais completos. A literatura apresenta dois tipos de indicadores de produtividade, são eles: os indicadores de produtividade parciais dos fatores (PPF), que utilizam um único fator de produção; e os indicadores de produtividade total dos fatores (PTF), que analisam vários fatores de produção ao mesmo tempo (PEREIRA, 1999).

Os indicadores de PPF, apesar de mais fácil aplicação que os PTF, possuem como desvantagem não considerar a complexidade existente nos processos produtivos de uma empresa. Já os indicadores PTF consideram um conjunto de dados composto por insumos e produtos que busca

representar os fatores de maior representatividade no processo produtivo, obtendo resultados mais realistas (XAVIER, 2015).

Os índices *Tornquist* (PEREIRA, 1999) e *Malmquist* (CAVES, CHRISTENSEN e DIEWERT, 1982) são os indicadores de PTF mais utilizados, assim a ANEEL optou por utilizar esses dois indicadores em sua análise de produtividade. Após a avaliação de produtividade, por esses dois métodos, a ANEEL considerou o mesmo grau de importância para as duas estimativas e estabeleceu a produtividade pela média entre os resultados das duas metodologias. O valor resultante de produtividade para o 3CRTP obtido foi de 0,782% ao ano para todas as empresas. Esse ganho médio de produtividade foi utilizado para atualizar os custos operacionais do 2CRTP no período de análise (2003-2009).

Por último, ainda na Etapa 1 (PRORET-ANEEL, 2010), foi realizada uma contabilização do crescimento dos produtos entre o 2CRTP e o 3CRTP. Os produtos relativos ao número de consumidores e extensão de rede foram contabilizados na mesma janela de tempo. Calculou-se a variação entre a quantidade de consumidores e extensão de rede entre o 3CRTP e o 2CRTP. A base de dados do 2CRTP são relativas às informações utilizadas na metodologia de ER do 2CRTP. Os dados do 3CRTP representam a quantidade desses ativos para o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária.

Já na contabilização do produto mercado faturado, o crescimento foi segregado em nível de tensão (AT, MT e BT) e calculado pela variação entre os doze meses anteriores ao mês da revisão do 3CRTP e os doze meses anteriores ao mês da revisão do 2CRTP.

Finalmente, a variação total dos produtos foi representada pelo equacionamento (1).

$$\Delta P = \varphi_{bt}\Delta_{M_{bt}} + \varphi_{mt}\Delta_{M_{mt}} + \varphi_{at}\Delta_{M_{at}} + \varphi_{cons}\Delta_{cons} + \varphi_{rede}\Delta_{rede} \quad (1)$$

Onde:

ΔP : Variação total do produto;

$\Delta_{M_{bt}}$: Taxa de crescimento do consumo de baixa tensão;

$\Delta_{M_{mt}}$: Taxa de crescimento do consumo de média tensão;

$\Delta_{M_{at}}$: Taxa de crescimento do consumo de alta tensão;

Δ_{cons} : Taxa de crescimento de consumidores;

Δ_{rede} : Taxa de crescimento de rede;

φ_i : Peso da variável i , sendo i o conjunto das 5 taxas de crescimento da equação (1).

Calculada as três parcelas descritas acima, o último procedimento foi calcular os custos operacionais do 3CRTP reposicionados com relação à variação total dos produtos pela equação (2).

$$CO_3 = CO_2 * \frac{\Delta P}{[1 + 0,782\%]^n} \quad (2)$$

Onde:

CO_3 : Custo operacional a ser reconhecido para fins de reposicionamento no 3CRTP;

CO_2 : Custo operacional definido no 2CRTP, corrigidos até a data do 3CRTP;

n : Número de anos incorridos entre as datas bases do 2CRTP e 3CRTP.

Resumidamente a metodologia da Etapa 1 pode ser representada pela Figura 2.1.



Figura 2.1: Fluxograma da Etapa 1 do 3CRTP (Fonte: (XAVIER, 2015))

2.3.2. ETAPA 2 – ESTIMATIVA DO INTERVALO DE CONFIANÇA

A Etapa 2, como já citado, teve como objetivo estabelecer uma análise comparativa que foi utilizada na abordagem *top-down*, partindo dos custos das distribuidoras durante o 2CRTP.

O número total de concessionárias foi segregado em dois grupos de acordo com o consumo anual faturado por cada concessionária (PRORET-ANEEL, 2010). Assim, as concessionárias do Grupo A foram aquelas cujo consumo anual faturado era maior que 1TWh e as concessionárias do Grupo B são aquelas cujo consumo anual faturado era menor ou igual a 1 TWh.

Essa etapa foi dividida em dois estágios. No Estágio 1, foi feita uma análise de eficiência utilizando duas técnicas de *benchmarking*: o DEA e o COLS. Foram considerados como insumo do problema os custos operacionais reais das concessionárias e como produtos o número de unidades consumidoras, extensão de rede de distribuição e mercado composto (mercado faturado ponderado proporcionalmente aos custos de cada nível de tensão). No Estágio 2 foram avaliados os impactos ambientais de cada área de concessão nos custos da concessionária (XAVIER, 2015).

A disposição dos dados das distribuidoras foi realizada em painel de 7 anos (2003-2009) (PRORET-ANEEL, 2010). A disposição dos dados em painel foi feita para aumentar o número

de observações e conseqüentemente minimizar problemas relacionados à amostra. Duas fronteiras de eficiência foram traçadas, uma fronteira para o Grupo A e outra para o Grupo B.

Obtidas as eficiências de todas as distribuidoras para as duas metodologias de *benchmarking*, a eficiência final da Etapa 1, de cada distribuidora, foi a média aritmética das eficiências alcançadas pelo DEA e pelo COLS (XAVIER, 2015). A eficiência média atingida pelo setor no período de 2003 a 2009 foi igual a 66%.

O Estágio 2 teve como objetivo avaliar o impacto das variáveis ambientais nos custos operacionais das distribuidoras. Para avaliação desses impactos foram adotados 3 modelos de regressão pela ANEEL: O modelo *Tobit* (tradicional) (TOBIN, 1958), o modelo proposto (BANKER e NATARAJAN, 2007) (modificação do modelo *Tobit*) e o modelo proposto por (SIMAR e WILSON, 2007) (outra modificação do *Tobit*).

Foram consideradas variáveis ambientais distintas para avaliação dos impactos ambientais, nos 3 modelos de regressão apresentados, do Grupo A e do Grupo B. No Grupo A as variáveis consideradas foram: nível salarial, nível de chuvas, complexidade no combate de perdas não técnicas e unidades consumidoras por conjunto. Já no grupo B as variáveis consideradas foram nível salarial, nível de chuvas e unidades consumidoras por extensão de rede.

Com os resultados obtidos pelos 3 modelos de regressão, criaram-se intervalos em torno do escore de eficiência obtido pelo DEA, calculado pelas equações (3) e (4). Observou-se que os intervalos de confiança estabelecidos não eram simétricos para eficiência estimada e foram fixados uma variação de no máximo 20% do resultado médio obtido pelo COLS e DEA.

$$CO_{LI(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} * [\theta_i + LI(\theta_i)] \quad (3)$$

$$CO_{LS(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} * [\theta_i + LS(\theta_i)] \quad (4)$$

Onde:

$CO_{LI(\theta_i)}^3$: Limite inferior dos custos operacionais, na base de dados do 3CRTP;

$CO_{SI(\theta_i)}^3$: Limite superior dos custos operacionais, na base de dados do 3CRTP;

CO_i^{2009} : Custo operacional contábil de 2009, atualizado até a data base da revisão tarifária;

θ_i : Parâmetro de eficiência considerado para distribuidora i , obtido da Etapa 1;

$LI(\theta_i)$: Limite inferior obtido pela aplicação dos 3 modelos de regressão da Etapa 2 do 3CRTP;

$LS(\theta_i)$: Limite superior obtido pela aplicação dos 3 modelos de regressão da Etapa 2 do 3CRTP.

Ainda se destaca que apesar da utilização dos dados em painel de 7 anos, os custos operacionais contábeis foram definidos com base nos custos do ano de 2009.

2.3.3. DEFINIÇÃO DA COMPONENTE T DO FATOR X

Nos itens 2.3.1 e 2.3.2 deste capítulo foi detalhado como é feito o processo de obtenção da estimativa pontual e da estimativa de intervalo de confiança que foram utilizados na definição da componente T do Fator X. A componente T foi calculada para definir uma trajetória de redução dos custos operacionais e fez uma ligação entre a metodologia de definição dos custos operacionais e a metodologia de definição da meta individual de redução dos custos operacionais (PRORET-ANEEL, 2010).

Desta forma a componente T influenciou da seguinte forma:

- Se a estimativa pontual (Etapa 1) estiver dentro do intervalo de confiança (Etapa 2) a componente T do Fator X é zero; e
- Se a estimativa pontual estiver fora do intervalo de confiança a componente T do Fator X é obtido pela diferença entre a estimativa pontual e o limite mais próximo do intervalo, dado por (1).

$$T_3 = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{CO_n^3}{CO_3}} \right) * \left(\frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (5)$$

Onde:

T_3 : Componente T do Fator X;

N : Número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas

CO_n^3 : Limite mais próximo de CO_3 no intervalo de custos operacionais eficientes definidos por meio do método de benchmarking;

CO_3 : Custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados considerando os ganhos de produtividade;

VPB_0 : Total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

2.4. 4º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A audiência pública AP 023/2014 foi a responsável pela determinação da metodologia adotada no 4CRTP onde manteve o DEA como método de análise de eficiência das distribuidoras de energia no Brasil, tentando seguir e aprimorar o estudo realizado no 3CRTP. Optou-se por continuar o estudo com DEA devido a consolidação deste método neste tipo de análise e devido à superioridade dos resultados frente as particularidades desse tipo de problema. Neste 4CRTP, a ANEEL, adotou somente o DEA, não utilizando mais o COLS. Esta escolha veio porque,

segundo o regulador, o conjunto de dados do problema não satisfaz todas as condições necessárias para a utilização do COLS (NT 192/2014-ANEEL).

Como o modelo DEA possui diferentes maneiras de ser abordado decidiu-se por manter a hipótese assumida no 3CRTP, de que no setor de distribuição de energia possui retornos não decrescentes de escala (NDRS). A adoção desta hipótese é embasada na ideia de que as empresas grandes tendem a ter custos médios diferentes das empresas pequenas. Definiu-se então a utilização do modelo DEA com retornos não decrescentes de escala (DEA NDRS) (NT 407/2014-ANEEL).

Houve alteração na forma de aplicação dos dados. No 3CRTP foi adotado os dados em painel, com valores individuais para cada variável ao longo do período de 2003 a 2009. No 4CRTP, os valores das variáveis são uma média do triênio (2011-2013); tal mudança foi implementada com o intuito de evitar que uma empresa entre em competição com ela mesma em anos anteriores, além de reduzir a variabilidade dos dados. Estes valores médios do triênio foram discutidos na Audiência Pública 052/2017, conforme previsão de atualização de parâmetros estabelecida em regulamentação (PRORET-ANEEL, 2015).

Outra mudança que ocorreu na definição da amostra do 3CRTP para o 4CRTP é que as concessionárias não são mais divididas em dois grupos (pequeno e grande porte), mas sim analisadas em um único grupo. A razão para esta adoção foi que o DEA NDRS já controla a presença de economias de escala no setor, ou seja, o método já limitaria a comparação entre empresas com portes muito diferentes, segundo (NT 66/2015-ANEEL).

Quanto aos insumos usados na análise foram contabilizados aqueles ligados diretamente a atividade de distribuição, pois estes custos são comuns a todas as distribuidoras e suas componentes são mantidas ao longo do tempo. A necessidade de avaliar alguns custos como multas aplicadas pela ANEEL, ajustes devido às incertezas nos dados e correção de índice salarial são importantes para que não se obtenha resultados equivocados nesta análise.

Os produtos da distribuidora podem ser divididos em dois grupos: os produtos efetivos da distribuidora e os produtos que retratam a qualidade do fornecimento de energia e perdas não técnicas. Como produtos efetivos foram adotados:

- Rede: foi separada em 3 categorias: Rede de alta tensão (A3, A2 e A1), Rede de distribuição aérea (BT, A3a e A4) e Rede de distribuição subterrânea (AS);

- Mercado: utilizado o Mercado Ponderado que representa a participação de cada segmento do mercado de acordo com sua participação nos custos. (Baixa tensão tem mais custos envolvidos que alta, por usar toda a rede);
- Consumidores: considerado o número total de unidades consumidoras.

A utilização dos produtos que retratam a qualidade do fornecimento de energia e perdas não técnicas foi necessária, pois distribuidoras com baixas perdas não técnicas possuem custos operacionais reais mais elevados e o mesmo acontece com a qualidade do fornecimento.

Como as perdas e a qualidade têm um papel relevante na formação dos custos operacionais, são descritos dois casos que justificaram a inclusão dessas variáveis no modelo. O primeiro caso se refere a uma empresa que investe bastante nesses quesitos, apresentando um custo mais elevado e possivelmente escore de eficiência reduzido quando comparada às demais. Já no caso contrário, as empresas que possivelmente reduzissem consideravelmente seus custos pela diminuição da manutenção a ponto de impactar a qualidade do sistema, poderiam sinalizar ao modelo uma falsa sensação de eficiência, pois os custos seriam menores quando comparadas às outras (NT 407/2014-ANEEL). Desta forma para tornar os resultados mais aderentes foram incorporadas no modelo as seguintes variáveis:

- Qualidade do serviço: consumidor hora interrompido (Número de consumidores multiplicado pela diferença entre o DEC global da concessionária e o limite mínimo de DEC);
- Perdas: perdas não técnicas (Número de consumidores multiplicado pela diferença entre o indicador de perdas não técnicas reais e a meta regulatória, ambas sobre o mercado de BT).

Como essas variáveis impactam negativamente nos custos das distribuidoras, o regulador optou em considera-las como produtos negativos. Esta alternativa foi adotada pois, segundo a ANEEL, incluir produtos negativos ao modelo DEA é equivalente a incluir variáveis de insumo não discriminatórias pelo modelo. Como a adoção dos produtos negativos não modificam os resultados do problema, sua utilização como insumo seria mais condizente com a modelagem matemática proposta pelo DEA.

2.4.1. LIMITAÇÕES DE PESOS DO DEA

Na formulação convencional do DEA existe a liberdade de utilização de qualquer conjunto de pesos, de forma que a empresa atinja a máxima eficiência possível. Alguns autores (NT

66/2015-ANEEL) dizem que esta liberdade permite que as *Decision Making Units* (DMUs) possam escolher seus melhores pesos, já outros afirmam que essa liberdade de escolha de pesos pode favorecer ou desfavorecer DMUs que possuam características diferentes das demais DMUs do conjunto.

A ANEEL decidiu que neste 4CRTP os pesos atribuídos a cada variável deveriam ser limitados. Ela justifica que, apesar da flexibilidade do modelo DEA ser considerada uma de suas vantagens, em casos particulares esta flexibilidade pode tornar o modelo pouco intuitivo. Por exemplo, é provável que alguma empresa 100% eficiente só tenha alcançado este desempenho por possuir uma única variável com representatividade bem superior que a das demais empresas (NT 192/2014-ANEEL). Outro caso que pode ocorrer é que todo o peso ser dado a somente uma variável de representação da empresa, desprezando todos os demais aspectos que medem sua eficiência. Assim, com base na proposição de (PODINOVSKY, 2004) foi incorporado ao modelo DEA restrições adicionais que limitam os pesos calculados para cada variável.

Alguns autores questionaram a adoção dos limites de pesos da ANEEL. Em (MESQUITA, 2017) afirma-se que Podinovski, o autor do trabalho que inspirou a adoção da metodologia de restrição aos pesos, em entrevista, disse que a adoção de limite aos pesos só é válida se o número de DMUs for muito pequeno ou se tiver muitos pesos zero nos resultados do modelo.

Foi realizada uma estimativa para os custos unitários reais das distribuidoras baseada nos dados recebidos pela ANEEL (Ofícios circulares de 29/10/2009 e 19/07/2013) e nas atividades consideradas nas empresas de referência do 2CRTP (despesas atualizadas pela variação de inflação da data base e janeiro de 2014). A Tabela 2-1 especifica os pesos adotados pela ANEEL (NT 407/2014-ANEEL), porém nenhuma metodologia de cálculo foi disponibilizada pelo regulador para que os limites aos pesos adotados pudessem ser reproduzidos pelos agentes.

Tabela 2-1: Limites utilizados nas restrições aos pesos

Variáveis restringidas	Relação	Limite	Valor
Insumo X Rede distribuída	$\frac{v_{rdist}}{u}$	Mínimo	580,00
		Máximo	2200,00
Rede subterrânea X Rede convencional	$\frac{v_{rsub}}{v_{rdist}}$	Mínimo	1,00
		Máximo	2,00
Rede aérea X Rede convencional	$\frac{v_{ralta}}{v_{rdist}}$	Mínimo	0,40
		Máximo	1,00
Insumo X Consumidores	$\frac{v_{cons}}{u}$	Mínimo	30,00
		Máximo	145,00
Insumo X MWh entregue	$\frac{v_{MWh}}{u}$	Mínimo	1,00
		Máximo	60,00
Insumo X		Mínimo	10,00

Variáveis restringidas	Relação	Limite	Valor
Perdas NT	$\frac{v_p}{u}$	Máximo	150,00
Insumo X Interrupção	$\frac{v_Q}{u}$	Mínimo	-
		Máximo	2,00

2.4.2. INTERVALO DE CONFIANÇA

Para a realização de uma análise de sensibilidade das eficiências foi utilizado o método *bootstrap* (EFRON e TIBSHIRANI, 1994), onde sub amostras aleatórias são geradas a partir de amostras reais para aumentar a percepção dos resultados. Este tipo de aplicação é utilizado no DEA para a determinação de um intervalo de confiança para as eficiências das distribuidoras. A análise pode ser feita por vários algoritmos, o adotado pela ANEEL foi o apresentado por (BOGETOFT e OTTO, 2010).

Basicamente, o *bootstrap* é a estimativa de uma distribuição de eficiências por sub amostras aleatórias do conjunto de empresas que são utilizados para recalculer a eficiência da distribuidora. Segundo (NT 407/2014-ANEEL), o procedimento de utilização de sub amostras diminui os efeitos específicos que não tenham sido capturados pelo modelo. De forma que empresas pouco comparáveis possam não ter entrado em um desses conjuntos utilizados para a determinação da eficiência, atenuando seus efeitos.

As simulações foram realizadas com 2.000 amostras *bootstrap* para obtenção de um intervalo de confiança, expresso em (6) e (7), para cada uma das concessionárias. Como o objetivo é encontrar o intervalo de confiança entre a eficiência estimada pelo DEA os resultados foram normalizados em torno deste valor (NT 407/2014-ANEEL).

$$\theta_{inf}^k = \theta^k \cdot \frac{\theta_{2,5\%}^{kb}}{\theta_{50\%}^{kb}} \quad (6)$$

$$\theta_{sup}^k = \theta^k \cdot \frac{\theta_{92,5\%}^{kb}}{\theta_{50\%}^{kb}} \quad (7)$$

Onde:

θ_{inf}^k : Limite inferior do intervalo de eficiência para empresa “k”;

θ_{sup}^k : Limite superior do intervalo de eficiência para empresa “k”;

θ^k : Eficiência estimada pelo DEA para empresa “k”;

$\theta_{2,5\%}^{kb}$: Eficiência inferior dentre as amostras *bootstrap*;

$\theta_{92,5\%}^{kb}$: Eficiência superior dentre as amostras *bootstrap*;

$\theta_{50\%}^{kb}$: Eficiência mediana dentre as amostras *bootstrap*.

O *bootstrap* é um método de simulação que permite a construção de intervalos de confiança para as estimativas de eficiência. Em cada simulação é selecionada uma amostra das distribuidoras, seguida do cálculo de eficiência com o DEA NDRS para essa amostra. Para validar o intervalo de confiança, é necessário um número elevado de simulações, resultando em um esforço computacional elevado.

2.4.3. DETALHAMENTO DO PROCESSO DE CALCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

A receita do ano teste (At) da revisão, calculada por (8), relativa aos custos operacionais, é calculada com base na relação dos custos operacionais da parcela B da RTP anterior. Na definição dos custos operacionais regulatórios são, ainda, realizados ajustes de mercado e efetuados descontos relativos a outras receitas. A receita da parcela B do ano teste é retirada das tarifas de distribuição do último reajuste atualizada para valores do ano teste (NT 66/2015-ANEEL).

$$CO_{At} = \frac{CO_{3rev} - VPB_3(1 - (1 - T_3)^{a-1})}{VPB_3(1 - T_3)^{a-1}} \cdot VPB_{At} \quad (8)$$

Onde:

CO_{At} : Receita de custos operacionais no Ano Teste;

CO_{3rev} : Valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária com ajustes;

VPB_3 : Valor da parcela B na última revisão tarifária;

T_3 : Componente T do Fator X do 3CRTP;

VPB_{At} : Receita da parcela B no Ano Teste;

a : Número de anos do ciclo tarifário da concessionária;

O intervalo de eficiência para os custos operacionais é obtido a partir das equações (6) e (7) que determinam o intervalo de confiança das concessionárias. Assim, o intervalo de eficiência pode ser representado matematicamente por (9) e (10):

$$LI^k = \alpha^k \cdot \frac{\theta_{inf}^k}{\theta_{ref}^k} \cdot Opex^k \quad (9)$$

$$LS^k = \alpha^k \cdot \frac{\theta_{sup}^k}{\theta_{ref}^k} \cdot Opex^k \quad (10)$$

Onde:

- LI^k : Limite inferior dos custos operacionais regulatórios para a empresa “ k ”;
- LS^k : Limite superior dos custos operacionais regulatórios para a empresa “ k ”;
- θ_{inf}^k : Limite inferior do intervalo de eficiência para empresa “ k ”;
- θ_{sup}^k : Limite superior do intervalo de eficiência para empresa “ k ”;
- θ_{ref} : Referência de eficiência;
- $Opex^k$: Custo operacional real da empresa “ k ” usado no cálculo de eficiência;
- α^k : Fator de atualização na data base da revisão tarifária da empresa “ k ”;

Como forma de ser conservador na definição das incertezas, o regulador retirou as empresas ineficientes da amostra para cálculo da referência. E como medida de tendência total utilizou a média de eficiência das empresas com eficiência superior a 50%, o que resultou em uma referência de eficiência igual a 76%. Para o intervalo de confiança representar a empresa no momento da revisão, um fator de atualização das despesas operacionais (OPEX) obtido foi calculado por (11) e este foi feito com base nos resultados atualizados dos produtos utilizados no DEA (NT 66/2015-ANEEL).

$$Opex_{ef}^k = \frac{1}{u^k} \left(\sum_{j=1}^J v_j^k y_j^k + \varphi^k \right) \quad (11)$$

Onde:

- $Opex_{ef}^k$: Custo eficiente estimado da empresa “ k ”;
- u^k : “peso” atribuído ao insumo da empresa “ k ”;
- v_j^k : “peso” atribuído ao produto “ j ” da empresa “ k ”;
- y_j^k : Produto total de produto “ j ” da empresa “ k ”;
- φ^k : “fator de escala” da empresa “ k ”.

As variações na inflação também devem ser consideradas nas atualizações, assim essa consideração vem representada por (12).

$$\alpha = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^t} \cdot \frac{IPCA^{t+1}}{IPCA^t} \quad (12)$$

Onde:

- $Opex_{ef}^{t+1}$: Custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;
- $Opex_{ef}^t$: Custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência;
- $IPCA^{t+1}$: Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária;

$IPCA^t$: Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência.

O custo operacional eficiente é, então, calculado em (13) para os parâmetros tarifários definidos e para o intervalo de confiança definindo o nível de eficiência exigido da concessionária.

$$CO_{ef} = \min(\max(CO_{At}; LI); LS) \quad (13)$$

Onde:

CO_{ef} : Valor dos custos operacionais regulatórios eficientes;

A meta sinaliza para as concessionárias o ganho que devem conseguir (NT 66/2015-ANEEL) de forma conservadora. Foi adotado um limite mínimo de 5% a.a. para a variação dos custos operacionais regulatórios, calculado em (14), pois as trajetórias deveriam gerar impactos na rentabilidade das empresas. É necessário verificar se o custo eficiente está dentro dos limites estabelecidos pela trajetória e em caso afirmativo o valor da meta deve então ser ajustado por (15).

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right) \quad (14)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N \quad (15)$$

Onde:

ΔCO : Variação anual dos custos operacionais regulatórios;

5%: Variação máxima admissível;

CO_{meta} : Meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

Quando o incentivo para a distribuidora gerar ganhos pela meta de custo superior a 120% do custo real da empresa, o ganho excedente deve ser compartilhado em 50% com o consumidor. Isso foi adotado, segundo (NT 66/2015-ANEEL), porque as eficiências das empresas vêm dispersando ao decorrer dos anos, devido às empresas já eficientes serem mais beneficiadas que as ineficientes e devido ao efeito de ‘blindagem’ que vem ocorrendo na Parcela B. Vale destacar que o OPEX médio definido para o estabelecimento desta meta, foi calculado pela média dos custos operacionais reais dos dois últimos anos, assim estaria utilizando dados atualizados e uma sinalização correta dos incentivos. Se a meta for maior que 120% o equacionamento (16) deve ser levado em conta.

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{m\u00e9dio} + CO_{meta}}{2} \quad (16)$$

Onde:

CO'_{meta} : Meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$: Média dos custos operacionais reais;

A ideia é que a meta seja passada aos poucos para tarifa pelo Fator X e como este Fator X tem efeito só nos reajustes é necessário que, no momento da revisão, acrescente um ‘degrau’ a trajetória por (17). Assim, a parcela remanescente é passada para a componente T do Fator X (MESQUITA, 2017) por (18).

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N} \quad (17)$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p} \quad (18)$$

Onde:

CO_p : Valor de CO regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;

T_p : Componente da trajetória dos CO do fator X para a revisão em processamento;

VPB_p : Valor da Parcela B da revisão tarifária em processamento.

Vale salientar que nenhuma das distribuidoras obteve um Fator X negativo, demonstrando a ineficiência ainda existente no setor.

2.5. EXPERIENCIA INTERNACIONAL

O Reino Unido em 1991 foi um dos primeiros países a realizar uma reforma no setor elétrico, baseada na introdução de mecanismos de mercado e privatização de empresas, em um setor que era totalmente estatizado. Este exemplo passou a ser seguido por outros países, salvo algumas diferenças em função das características de cada um. O Brasil não fugiu da tendência mundial de reestruturação, através das Leis 9.426/96, 9.478/97 e 9.648/98.

Dado que o presente trabalho aborda a análise de eficiência realizada nos processos de revisão tarifária originados destas reformas, é importante verificar a trajetória de mudança ocorrida.

Na década de noventa, a reforma britânica chamou a atenção, pois a regulamentação dos setores básicos, como o setor de transmissão e distribuição de energia elétrica, passou a ser voltado para concorrência. A abordagem de comparação entre concessionárias de energia, que possuíam característica de monopólio natural, consistia em algo muito interessante e útil no controle das empresas que seriam privatizadas. A competição foi introduzida através da regulação por

incentivos, que possui o objetivo de motivar a eficiência das empresas por meio de um regime que recompense as distribuidoras com bom desempenho, e ao mesmo tempo, garanta os interesses dos consumidores (JAMASB e POLLITT, 2007).

Inicialmente, os britânicos privatizaram suas concessionárias de energia, resultando em lucros elevados, confirmando a necessidade de aprimoramentos na regulamentação deste setor. O governo do Reino Unido, então, utilizou a regulamentação como artifício para contenção das tarifas de energia, motivando a otimização destes sistemas, ou seja, incentivaram ganhos de eficiência por parte dessas empresas para manutenção de seus lucros (JAMASB e POLLITT, 2007).

Mediante a tendência de ganhos de eficiência, motivada pela reestruturação do setor elétrico realizado no Reino Unido, começaram a surgir muitos trabalhos que avaliavam o comportamento das distribuidoras e transmissoras de energia. Várias técnicas de *benchmarking* começaram a ser estudadas e aplicadas na avaliação do setor elétrico até chegar à utilização do DEA.

No trabalho (JAMASBA e POLLITTB, 2003) foi apresentado um estudo com 63 distribuidoras de energia elétrica pertencentes a seis países europeus (Itália, Países Baixos, Noruega, Portugal, Espanha e Reino Unido), com aplicação das técnicas de *benchmarking* DEA, COLS e *Stochastic Frontier Analysis* (SFA). Como possíveis insumos para esses modelos foram testados variações entre os custos totais (TOTEX), o OPEX, o comprimento de rede e as perdas de transmissão e distribuição. Como possíveis produtos dos modelos foram testados: a energia entregue, o número de clientes e o comprimento de rede. No total, foram nove modelos testados, dos quais cinco modelos baseados em DEA, dois modelos baseados em COLS e 2 modelos baseados em SFA. Neste trabalho ficou claro que tanto a escolha da técnica de *benchmarking*, quanto das variáveis do modelo, influencia diretamente as eficiências obtidas pelas distribuidoras. Além disso, ficou evidente que empresas de distribuição relativamente maiores possuem uma avaliação pouco confiável devido à falta de comparabilidade. O trabalho sugere que devido ao não consenso entre os resultados das diferentes técnicas de *benchmarking* analisadas, é conveniente realizar uma combinação entre os valores de eficiência obtidos.

Em (SADJADI e OMRANI, 2008) é realizada uma avaliação de eficiência das empresas de distribuição de energia elétrica iranianas utilizando técnicas de *benchmarking*: SFA e dois tipos de DEA. Os insumos utilizados foram o comprimento de rede, a capacidade de transformadores e número de funcionários. Os produtos utilizados foram o número de clientes e total de vendas de energia. A contribuição deste trabalho está na comparação dos resultados obtidos pelos dois

tipos de DEA com a SFA, que tem como característica a utilização de métodos estatísticos para construir a fronteira de eficiência. Vale ressaltar que foi utilizado o DEA robusto, que é um modelo alternativo ao tradicional *bootstrap* e tem por objetivo considerar possíveis incertezas nos dados. Para tanto, a programação robusta adiciona ao modelo de otimização uma quantificação do nível de incerteza e as perturbações que as variáveis aleatórias podem sofrer, dando origem a um novo problema de otimização que será não linear. O fato de o problema ser não linear é um ponto negativo da otimização robusta, já que a obtenção da solução ótima fica bem mais complexa.

O trabalho (KUOSMANEN, SAASTAMOINEN e SIPILÄINEN, 2013) fez uma comparação entre os resultados do DEA, SFA e *Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data* (StoNED) aplicados no segmento de distribuição de energia elétrica da Finlândia. O insumo utilizado no modelo foi o TOTEX (OPEX + custos de capital (CAPEX) + custos com interrupção) e os produtos utilizados foram energia ponderada, comprimento de rede e número de clientes. Após a aplicação dos três modelos foi realizada uma simulação de Monte Carlo para avaliar se os efeitos econômicos dos resultados regulatórios eram consistentes, quando as estimativas de diferentes métodos são correlacionadas. Notou-se que o StoNED produz um erro quadrático médio (EQM) de 4% para uma amostra de 100 DMUs e a precisão só melhora com o aumento da amostra. O DEA produz um EQM de 10% para a mostra de 100, mas o desempenho só piora com o aumento da amostra. E o SFA produz um EQM de 144%, ou seja, não tem um bom desempenho e isso se deve a sua forma funcional de multicolinearidade. Neste estudo algumas constatações foram feitas: (1) parte das dispersões observadas nos custos é devido à heterogeneidade empresarial e ambiental; (2) ruídos devem ser considerados nas avaliações, pois os custos estão sujeitos a variações aleatórias como eventos climáticos; (3) a utilização da fronteira de eficiência como ponto de referência é uma base estatística bastante reconhecida e deve ser utilizada no estabelecimento de melhorias de eficiência; (4) a técnica de *benchmarking* adotada deve ser utilizada como parte integrante da regulação e não como uma análise isolada para o estabelecimento dos custos eficientes; e (5) simulações personalizadas dos modelos é uma alternativa interessante e barata para comparar desempenhos de técnicas de *benchmarking*, no caso deste trabalho a simulação de Monte Carlo foi o teste de consistência adotado.

Em (PAHMA, FENG e LUBKEMAN, 2002) foi realizada uma análise de eficiência para cerca de 50 distribuidoras principais de energia elétrica nos Estados Unidos com a utilização do DEA. A relevância desta análise para o nosso estudo está no fato de que este país também possui uma grande extensão territorial. Os insumos utilizados foram perdas do sistema de distribuição,

despesas de operação e manutenção, investimento em bens de capital, transformadores de distribuição e linhas de distribuição e os produtos foram utilizados os picos de carga do sistema, venda de energia e número de consumidores. No conjunto analisado a menor eficiência obtida foi de 0,77, que mostra que provavelmente essas concessionárias eram bastante semelhantes e que de forma geral todas possuem um bom desempenho. Após a obtenção das eficiências com as oito variáveis, foi feita uma análise de sensibilidade das concessionárias frente aos parâmetros considerados. As variáveis foram retiradas uma a uma e o conjunto de dados resultante foi utilizado para realizar uma nova simulação do DEA, para mensurar qual a influência de cada variável no valor de eficiência obtido por cada concessionária. Esta análise auxiliou na determinação das características que as concessionárias devem melhorar e na tomada de decisão de quais aspectos devem ser priorizados para que a eficiência melhore.

A regulamentação da distribuição de energia elétrica é um procedimento singular para cada país, devido a suas diferenças geográficas, econômicas, demográficas e políticas. Com o objetivo de embasar metodologicamente este trabalho, é apresentada uma breve descrição de práticas de regulação, destacando-se algumas possibilidades de aplicação ao modelo brasileiro. Alguns países foram selecionados por possuírem processos de regulação maduros (Noruega, Reino Unido, Finlândia e Alemanha), o Chile foi selecionado pela proximidade do Brasil e o México pela segmentação de sua única distribuidora em vários grupos menores. A descrição de cada um desses processos regulatórios foi obtida de (MESQUITA, 2017), onde é possível encontrar maiores detalhes do que será relatado e mais exemplos de regulamentação em outros países.

2.5.1. NORUEGA

O regulador do setor elétrico norueguês é a *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE). No país existem 222 distribuidoras que são divididas em dois grupos: distribuidoras locais (86) e regionais (136). O atual ciclo regulatório norueguês possui regulação por incentivos do tipo *revenue cap* com duração de 5 anos (MESQUITA, 2017).

A receita permitida das concessionárias é composta por: (a) 40% dos custos reais das próprias distribuidoras e (b) 60% dos custos eficientes definidos por meio de um processo de *benchmarking*.

A regulação norueguesa divide a determinação de eficiência em dois estágios. No primeiro estágio a análise de eficiência é realizada pelo modelo DEA com dados médios de 5 anos, com retornos constantes de escala com intuito de possibilitar a gestão por parte da distribuidora de

sua escala ótima. Como insumo do modelo DEA foi utilizado o TOTEX (OPEX, custo de energia, depreciação e taxa de retornos de ativos). Os produtos selecionados foram diferentes para as distribuidoras locais e regionais, para as distribuidoras locais foram utilizados extensão de rede de AT, número de subestações e número de consumidores. Já para as distribuidoras regionais foram utilizados valores ponderados de redes aéreas, subterrâneas, submarinas e subestações. No final, a NVE faz uma correção de viés por *bootstrap* considerando os produtos do modelo DEA.

No segundo estágio são avaliadas e corrigidas as influências das variáveis ambientais (Fator Z) nos resultados obtidos no DEA, por regressão de mínimos quadrados (Ordinary Least Squares - OLS), segundo (MESQUITA, 2017) . Como variáveis ambientais a NVE adotou variáveis compostas em seu modelo, essas variáveis foram possíveis de serem formadas devido as correlações entre certos fatores regionais serem altas e assim a associação ponderada formou fatores geográficos diferentes. Para as distribuidoras regionais apenas o Fator geográfico R3 (formada pela combinação da inclinação do terreno e porcentagem de linhas aéreas de MT e AT em florestas) foi adotado, já para as distribuidoras locais como variáveis ambientais foram consideradas: porcentagem de redes de alta voltagem subterrâneas, porcentagem de redes aéreas em florestas coníferas, distância média até estradas e três variáveis ambientais compostas (Fator geográfico Montanha, Costa e Congelamento).

Um terceiro estágio também foi utilizado com o intuito de diminuir a volatilidade e erros da base de dados, corrigindo as eficiências pela taxa de retorno do regulador. O regulador destaca que se déficits ou ganhos na receita ocorrerem esses valores serão equilibrados ao longo das revisões.

Uma estratégia interessante adotada no modelo norueguês é a composição dos custos tarifários: uma parcela referente ao custo real da distribuidora e outra parcela referente ao custo ideal. Assim, o regulador buscar respeitar o princípio regulatório de prudência no estabelecimento das tarifas, já que parte do custo realizado será diretamente utilizado na determinação da receita permitida.

A característica principal do modelo Norueguês é o incentivo a eficiência na operação, estrutura e uso da rede de distribuição, este incentivo é dado pela redução dos custos para obter um aumento nos lucros. A Noruega, assim como o Brasil, é um país que sofre com as particularidades de suas concessões. Desta forma, os fatores ambientais influenciam significativamente na operação das distribuidoras e conseqüentemente em seus custos. Portanto, uma possibilidade de melhoria no modelo brasileiro seria a inclusão de variáveis

ambientais relevantes. Caso essas variáveis se apresentem em grande número, técnicas estatísticas como Análise Fatorial ou Componentes Principais, poderiam ser aplicadas. Desta forma, um conjunto amplo de fatores ambientais será convertido em um conjunto reduzido de variáveis, de acordo com (MESQUITA, 2017).

A Noruega, assim como outros reguladores europeus, emprega o TOTEX no processo de *benchmarking* com o principal objetivo de reduzir o *trade-off* existente entre os custos operacionais e os custos de capital. Reconhecida como uma tendência entre os reguladores do setor elétrico, a análise pormenorizada dos TOTEX poderia ser interessante para obtenção de subsídios face uma possível proposta por parte da ANEEL.

A análise do período adotado também poderia ser avaliada, com a possibilidade de ampliação da base de dados de três anos (2014-2016) para cinco anos (2012-2016). O intuito da ampliação é reduzir o impacto dos dados atípicos, que muito influenciam a análise de eficiência.

2.5.2. REINO UNIDO

Os ingleses possuem a *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) como regulador do setor elétrico. Como já citado anteriormente, esta regulação influenciou muito a regulação brasileira e continua influenciando. Para o atual ciclo tarifário que se iniciou em 2015, a OFGEM modificou sua metodologia implementando uma regulação por incentivo do tipo *revenue cap* denominada RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) que possui ciclo regulatório de 8 anos. A nova metodologia propõe encorajar as distribuidoras a oferecer energia mais sustentável, segura, eficiente aos consumidores com incentivo a utilização de novas tecnologias e *Smart Grid* (OFGEM, 2017).

O processo de regulação começa com a apresentação de um plano de negócio por parte da distribuidora, se este plano de negócio for considerado de qualidade e se o valor global obtido for considerado razoável pelo regulador a revisão tarifária é rápida (*fast-tracking*). Caso o plano de negócio não seja aceito, a distribuidora deve refazê-lo até que a OFGEM o considere razoável, desta forma o processo fica mais lento (*slow-tracking*). Apesar da vantagem do *fast-tracking*, somente 4 distribuidoras (das 14 no país) alcançaram os valores esperados pelo regulador (MESQUITA, 2017).

O controle de preços é feito por comparações entre custos de forma quantitativa e qualitativa utilizando 3 modelos para definição da eficiência conforme Figura 2.2.2. O insumo dos modelos é o TOTEX constituído pelo OPEX e CAPEX suavizados em 7 anos e quanto aos produtos cada modelo utiliza um formato diferente.

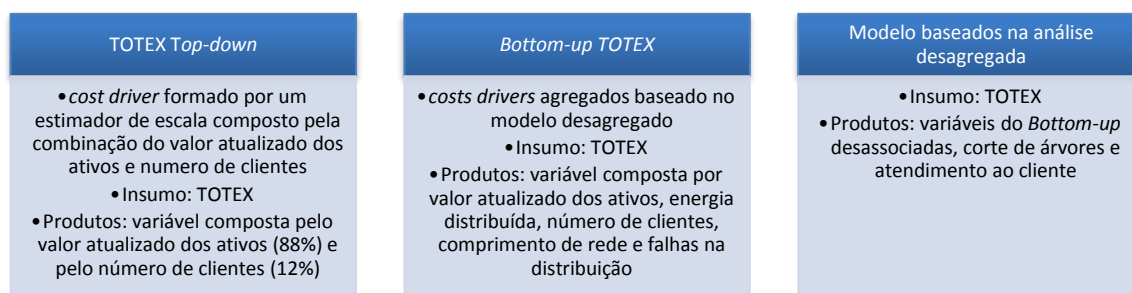


Figura 2.2.2: Modelos de Análise de Eficiência Adotados no Reino Unido

O insumo e os produtos são aplicados à técnica de *benchmarking Corrected Pooled Ordinary Least Squares* (CPOLS) com erros padrões robustos agrupados pela função de custo log-log de *Cobb-Douglas*. Os dados de entrada na metodologia de eficiência são dispostos em painéis de 13 anos. Os ajustes de fatores ambientais nos resultados foram feitos diretamente nos custos das distribuidoras e são relacionados ao custo de mão-de-obra, fatores específicos, exclusão de componentes TOTEX (MESQUITA, 2017). A eficiência final é obtida pelo valor do quartil superior da combinação dos 3 modelos composta por 25% de cada modelo TOTEX e 50% do modelo desagregado. O prazo para mitigar as ineficiências é de 5,9% ao ano (MESQUITA, 2017).

A regulação inglesa visa a participação ativa dos *stakeholders* no processo de tomada de decisão e foca em confiabilidade, continuidade, inovação e objetivos ambientais. Os períodos regulatórios deste país foram estendidos para 8 anos, de forma a diminuir o risco do negócio das distribuidoras e utilizam dados de 13 anos, que segundo o regulador diminui o impacto de diferentes planos de gastos e os impactos gerados pelos investimentos e inovação da rede.

A principal inovação desta regulação veio por um plano de negócio realista e bem delineado na primeira etapa, assim a regulação pode ser mais rápida para aquelas que cumprem as expectativas do regulador e mais lenta para as distribuidoras que não cumprem. Construindo um enfoque bem empresarial e confiável.

Outro aspecto interessante é a utilização de três modelos de análise de eficiência: (1) um modelo desagregado, (2), um modelo *bottom-up* TOTEX com drivers agregados do modelo anterior, e (3) um modelo TOTEX *top-down* com *cost drivers* de alto nível. A utilização de 3 metodologias de análise aumenta a robustez do processo de análise de eficiência. Além do mais, ao se realizar a análise de eficiência no nível dos processos (modelo desagregado), os resultados podem auxiliar as empresas no diagnóstico dos seus processos, segregando-os em eficientes e ineficientes, além de orientar o esforço de melhoria. Logo, ao utilizar modelos agregados e

desagregados, o regulador britânico consegue oferecer maiores subsídios para as distribuidoras reduzirem a sua distância da fronteira de eficiência.

Quanto as diferenças entre as distribuidoras, essas estão mais associadas a custos com mão de obra, alguns fatores específicos e a composição do TOTEX, desta forma suas distribuidoras não são tão distintas e desagregadas como as distribuidoras brasileiras. A contribuição inglesa, portanto, está mais quanto a aspectos metodológicos.

2.5.3. ALEMANHA

O órgão regulador do setor elétrico alemão é o *Bundesnetzagentur* (BNetzA). Existem cerca de 900 distribuidoras no país, porém apenas 195 participam da análise de eficiência. Os critérios utilizados para seleção destas 195 foram número de clientes maior que 100.000 e distribuidoras que transpõem fronteiras estaduais (MESQUITA, 2017).

A regulação é por incentivo do tipo *revenue cap*, com mecanismos de controle de qualidade no fornecimento deste serviço e o período regulatório adotado é de 5 anos. Segundo (MESQUITA, 2017), a análise de eficiência é composta por duas técnicas de benchmarking, o DEA NDRS e o SFA. Para identificação dos *outliers* foi utilizada a técnica de super eficiência proposta por (BANKER e CHANG, 2006) e a análise de dominância proposta por (BUDESCU, 1993).

Os produtos definidos como obrigatórios pelo regulador alemão foram o número de conexões, o comprimento de rede, a área de distribuição (BT) e a carga de pico. Algumas outras variáveis também foram consideradas, como comprimento dos cabos e das linhas em MT e AT, o número de medidores e a Energia Descentralizada Instalada (MESQUITA, 2017). Os custos totais das distribuidoras, insumos, são dados pelo TOTEX e o sTOTEX. O primeiro é formado pelos custos operacionais e custos de capital, já o segundo é formado pela contabilização dos bens, balanço patrimonial e custos operacionais. Para as duas variações de custos totais é aplicado o DEA e o SFA dando origem a quatro modelos de eficiência. A eficiência da empresa é dada pelo melhor resultado dentre os quatro modelos utilizados. Caso as eficiências para uma distribuidora em todos os modelos sejam inferiores a 60%, a eficiência de 60% é a adotada. Para mitigação dos custos ineficientes de cada distribuidora foi determinada uma meta de redução linear de 1,5% ao ano ao longo do período regulatório (MESQUITA, 2017).

Devido ao seu grande número de distribuidoras somente as maiores distribuidoras do país são reguladas. A análise de eficiência realizada por este regulador utiliza 2 metodologias, de forma a agregar mais robustez a análise, e este aspecto poderia voltar a ser considerado no Brasil novamente.

A aplicação de 4 modelos distintos permite capturar de forma mais ampla os aspectos ambientais e operacionais das distribuidoras, sendo uma alternativa interessante para avaliação, ao proteger o regulador de possíveis erros no cálculo e as distribuidoras que terão a sua eficiência definida a partir do melhor resultado alcançado nos quatro modelos. Além do mais, o piso de 60% de eficiência diminui o risco da distribuidora quanto a não cobertura dos custos totais reais, bem como reduz a possibilidade de erros nas estimativas (MESQUITA, 2017).

Outra particularidade do modelo alemão passível de análise mais detalhada é a identificação de empresas supereficientes. Ao detectar as empresas supereficientes e retirá-las da fronteira de eficiência, os escores de todas as outras distribuidoras se elevarão ou permanecerão iguais, enquanto as distribuidoras assim classificadas, recebem um bônus pelo seu desempenho.

Reconhecida a importância fundamental da base de dados, o regulador optou por coletar e auditar os dados utilizados na análise de eficiência; para tanto contratou um consultor independente para realizar o processo. Esta decisão se justifica pela importância na base de dados, garantindo dados confiáveis.

A contabilização de custos é realizada por dois TOTEX distintos, o TOTEX formado pelo custo de capital e custos operacionais e um outro mais direcionado a levantamento de bens e custos operacionais (TOTEX padronizado). O TOTEX padronizado tem sido considerado em alguns países e poderia ser uma alternativa estudada para o Brasil, visto que atualmente só é utilizado para o cálculo de ganho de produtividade das distribuidoras.

Também utiliza metodologias que identificam *outliers* e dominâncias entre suas distribuidoras. A detecção de *outliers* é algo que deveria ser levado mais em conta nas análises regulatórias, para que conjuntos de análises equivocados não determinem a receita das distribuidoras, beneficiando ou prejudicando seus resultados. A dominância entre DMUs é algo que poderia ser realizado para melhor entendimento do comportamento das distribuidoras.

2.5.4. CHILE

O Chile foi o pioneiro na aplicação da liberalização no setor elétrico (1982) e sua agência reguladora é a *Comisión Nacional de Energía* (CNE). O Chile também é um país da América Latina e por isso um estudo da regulação desse país é conveniente para o setor de distribuição brasileiro. A regulação adotada neste país é por incentivo do tipo *price cap* com ciclos tarifários de 4 anos e como técnica de *benchmarking* utilizam a ER.

Os custos operacionais utilizados no processo de regulamentação chileno são definidos pelos custos médios (4 anos) para todas as 30 distribuidoras. Primeiramente é calculado o valor

agregado teórico da distribuidora (TOTEX), e são definidas áreas típicas do setor pelo valor atual de reposição, custo de exploração em 2014, extensão de rede de alta e baixa tensão, potência vendida em alta e baixa tensão em 2014, e custo com perda de energia e potência em 2014. Em seguida, dois modelos de regressão log-log são utilizados, um para alta e outro para baixa tensão, corrigidos pelos custos médios por km e potência transportada. A melhor estimativa de cada modelo é calculada pelo método dos mínimos quadrados e a taxa interna de retorno é ajustada para que o valor presente líquido em um fluxo de caixa de 30 anos seja zero (MESQUITA, 2017).

Basicamente o que o processo regulamentar chileno faz é definir tarifas específicas (*price cap*) para cada uma das áreas típicas. Segundo (MESQUITA, 2017), a conclusão obtida pela CNE é que as economias de escala são semelhantes para distribuidoras com densidade de carga semelhantes.

O processo regulatório deste país é baseado em áreas típicas, que são formadas pelas diferentes condições operacionais presentes no país. Os modelos de otimização aplicados são modelos econométricos de custo médio e empresa de referência, desta forma o levantamento de dados para a realização da regulação chilena é bem detalhado.

O regulador destaca que as áreas típicas foi a alternativa escolhida para divisão do setor em diferentes valores de economia de escala e ainda coloca que uma mesma economia de escala deve ser considerada para empresas com densidade de carga semelhante e não tamanhos semelhantes. Esta afirmação deve ser analisada quanto ao setor brasileiro, pois nossa regulação atualmente não divide as distribuidoras analisadas, mas no 3CRTP as dividia por potência.

2.5.5. FINLÂNDIA

O regulador finlandês, *Energiavirasto*, utiliza a metodologia de regulamentação por incentivos do tipo *revenue cap* com ciclos tarifários de 4 em 4 anos, porém o cálculo da eficiência só é atualizado a cada 8 anos (dois ciclos tarifários). A definição da tarifa regulamentar das 82 distribuidoras (2014) é feita no início de cada período regulatório e ao final dele são calculados os retornos obtidos, em caso de prejuízos ou lucros esses valores são repassados para o próximo ciclo, segundo descrito em (MESQUITA, 2017).

O país se encontra atualmente no quarto ciclo tarifário (2016-2019) e o modelo de análise de eficiência utilizado é o StoNED com dados em painel de 7 anos (2008-2014). Como insumos são utilizados o OPEX e o valor de reposição da rede, porém somente o OPEX é sujeito aos efeitos das metas de eficiência. Como produtos do modelo são utilizados a energia distribuída,

número de consumidores, extensão de rede e custos de interrupção. O modelo StoNED possui também como variável ambiental a razão entre pontos de conexão e número de consumidores, incluída com o intuito de considerar custos maiores em áreas menos populosas (MESQUITA, 2017).

A eficiência final da distribuidora é estabelecida pela razão entre os custos médios eficientes e custos médios incorridos. A ineficiência obtida para cada distribuidora deve ser mitigada ao longo do período regulatório. Neste quarto período regulatório e no próximo não haverá meta geral de ganho de produtividade (Fator X), devido à mudança na legislação do país que exige investimentos em inovações e medidores inteligentes o que aumentará os custos das distribuidoras (MESQUITA, 2017).

A Finlândia veio com uma proposta de regulação voltada a inovação incentivada pela adoção de medidores inteligentes. Como modelo de análise de eficiência este regulador optou pelo StoNED devido a flexibilidade e a possibilidade de inclusão de variáveis ambientais. A variável ambiental utilizada tem por objetivo capturar a diferença entre redes operadas em áreas urbanas e suburbanas. Este país não sofre tanto com o problema de distinção entre suas áreas de concessão. O regulador também afirma que o aprendizado por meio de experiências de outros reguladores contribui no aperfeiçoamento do processo regulatório, reafirmando a necessidade de pesquisa de novas metodologias e análises que devem ser estudadas para o modelo brasileiro.

2.5.6. MÉXICO

O regulador do setor de energia elétrica no México é a *Comisión Nacional de Energía* (CRE). No país existe somente uma distribuidora e a alternativa encontrada pelo regulador para determinação dos custos operacionais eficientes foi a adoção de um *benchmarking* interno (MESQUITA, 2017). O *benchmarking* interno é realizado pela segregação da distribuidora em conjuntos menores. Nesse caso, a distribuidora mexicana foi dividida em 16 unidades.

O modelo de regulamentação é por incentivo do tipo *revenue cap* com períodos de revisão tarifária de 3 anos. O custo total da distribuidora foi dividido pelo número de clientes e o custo de cada unidade da distribuidora é o número de clientes da unidade vezes o custo por cliente (MESQUITA, 2017).

De acordo com (MESQUITA, 2017), as técnicas de *benchmarking* utilizadas para avaliação das 16 unidades da distribuidora foram o DEA com retornos constantes de escala (DEA CRS), o SFA e o COLS, onde foram utilizados dados médios de 3 anos. Os insumos utilizados no modelo foram OPEX e perdas de energia e os produtos utilizados foram número de

consumidores e energia vendida. Avaliadas as três metodologias de benchmarking propostas, decidiu-se por adotar as eficiências geradas pelo modelo SFA (MESQUITA, 2017), a ineficiência de cada unidade deve ser sanada segundo os seguintes critérios:

- Distribuidoras com ineficiência até 10% devem atingir a fronteira em 3 anos;
- Distribuidoras com ineficiência de 10 a 21% devem atingir fronteira em 5 anos;
- Distribuidoras com ineficiência de 22 a 31% devem atingir fronteira em 7 anos;
- Distribuidoras com ineficiência maiores 31% devem atingir fronteira em 9 anos.

No caso do México a meta de ganho de produtividade geral foi estabelecida como 1% ao ano por decisão administrativa.

A ideia de *benchmarking* interno, pela distribuidora mexicana, é bem relevante, porém falta uma metodologia que faça essa divisão de forma mais técnica. A divisão por número de clientes de cada DMU não leva em conta as características climáticas e territoriais dessas regiões, de forma que fica imprecisa a definição de metas relativas e estabelecimento de perdas técnicas e não técnicas. Devido a particularidade de o monopólio do setor de energia ser governamental e esta ser a primeira revisão tarifária do país, o critério técnico para a fragmentação da distribuição pode ser incluído nas próximas revisões do país. O importante é que a redução da alta tarifa de energia mexicana já foi posta em prática em 2016.

2.6. COMPARAÇÃO ENTRE AS REGULACÕES VIGENTES

Os países cuja as regulamentações foram descritas neste trabalho têm suas agências reguladoras e o número de distribuidoras apresentadas na Tabela 2-2. Observando a Tabela 2-2 é perceptível a variação no número de distribuidoras entre os países. O número de distribuidoras varia de 1 a 222. Mostrando que cada país possui uma característica diferente de divisão do mercado de energia.

Tabela 2-2: Agências reguladoras e número de distribuidoras de cada país

País	Agência Regulamentadora	Número de distribuidoras
Alemanha	<i>Bundesnetzagentur</i>	195
Brasil	ANEEL	61
Chile	CNE	30
Finlândia	<i>Energiavirasto</i>	82
México	CRE	1
Noruega	NVE	86 locais e 136 regionais
Reino Unido	OFGEM	14

Todas as distribuidoras adotam regulação por incentivo, porém as escolhas variam entre *price cap*, *revenue cap* ou ER. Os períodos regulatórios nesses países variam de 3 a 8 anos e essa característica ocorre porque quanto maior o período regulatório menor as incertezas associadas ao negócio e maiores os incentivos a redução dos custos (MESQUITA, 2017). As características e períodos de cada processo de regulamentação são descritas pela Tabela 2-3.

Tabela 2-3: Características Regulamentares de Cada País

País	Tipo de regulação por incentivo	Período regulatório	Período vigente
Alemanha	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2014-2018
Brasil	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2015-2018
Chile	<i>Price cap</i>	4 anos	2016-2020
Finlândia	<i>Revenue cap</i>	4 anos	2016-2019
México	<i>Revenue cap</i>	3 anos	2016-2018
Noruega	<i>Revenue cap</i>	5 anos	2013-2017
Reino Unido	<i>Revenue cap</i>	8 anos	2015-2026

As metodologias de *benchmarking* adotadas são variadas, porém a metodologia DEA aparece com maior frequência entre as metodologias utilizadas. Quanto a disposição de dados, eles são dispostos em painéis ou em valores médios. A metodologia utilizada e a disposição dos dados de cada país estão na Tabela 2-4.

Tabela 2-4: Comparação entre Metodologia de *benchmarking* e Disposição de Dados nos Modelos

País	Metodologias de <i>Benchmarking</i>	Disposição de dados
Alemanha	DEA NDRS e SFA CRS	1 ano
Brasil	DEA NDRS	Média de 3 anos
Chile	Custo médio, empresa de referência e modelos econométricos	Média de 4 anos
Finlândia	StoNED CRS	Painel de 7 anos
México	DEA, COLS e SFA	Média de 3 anos
Noruega	DEA CRS	Média de 5 anos
Reino Unido	CPOLS	Painel de 13 anos

Os insumos escolhidos nos modelos geralmente são o OPEX, o TOTEX e o sTOTEX (TOTEX padronizado), porém cada regulador define o TOTEX de uma maneira distinta, na Tabela 2-5 são descritos quais os insumos adotados por cada regulador na análise de eficiência. A adoção do TOTEX vem ganhando força na análise de eficiência, a justificativa dada é que a divisão em custos operacionais e custo de capital é uma decisão gerencial da empresa e não deve ser avaliada pelo regulador (MESQUITA, 2017).

Tabela 2-5: Insumos dos modelos de cada regulador

País	Insumos do modelo	Descrição do TOTEX
Alema- nha	TOTEX e sTOTEX	TOTEX: CAPEX, valores de bens, OPEX e outros sTOTEX: sCAPEX (valores atuais de reposição de bens e anuidades específicas), OPEX e outros.
Brasil	OPEX	-
Chile	TOTEX	Custo de investimentos, custos operacionais, despesas administrativas e custo de perda de energia
Finlândia	OPEX e valor de reposição da rede	-
México	OPEX e perda de energia	-
Noruega	TOTEX	OPEX, custo de energia perdida, valor da perda de carga, depreciação e taxa de retorno regulamentária baseado nos ativos
Reino Unido	TOTEX	Soma do OPEX e CAPEX suavizados em 7 anos

Alguns produtos adotados pelas distribuidoras são comuns, os que mais se destacam são extensão de rede, energia distribuída e número de consumidores. A metodologia brasileira é a única que adota produtos negativos (perdas não técnicas e consumidor hora interrompido) e existem também os países que adotam variáveis compostas que são formadas pela combinação ponderada de várias características com correlação alta. As variáveis compostas foram criadas para diminuir o número de variáveis no modelo e considerar vários parâmetros. Os produtos considerados em cada modelo são apresentados na Tabela 2-6.

Tabela 2-6: Produtos dos modelos de cada regulador

País	Produtos dos modelos
Alemanha	Número de conexões Extensão de rede BT Cabos de MT Linhas de MT Cabos de AT Linhas de AT Área de BT Carga de pico (AT/MT) Carga de pico (MT/BT) Número de medidores Potência descentralizada instalada
Brasil	Extensão de rede Número de consumidores Mercado ponderado (energia distribuída) Perdas não-técnicas Consumidor hora interrompido

País	Produtos dos modelos
Chile	-
Finlândia	Energia distribuída Extensão de rede Número de consumidores Custo de interrupção
México	Número de consumidores Energia distribuída
Noruega	Distribuidoras locais: Número de consumidores Extensão de rede em AT Número de subestações Distribuidoras regionais: Valor ponderado de redes aéreas Linhas subterrâneas Cabos oceânicos Subestações
Reino Unido	Variável composta: valor atual dos ativos e num. de consumidores Variável composta: valor atual dos ativos, energia distribuída, comprimento de rede, num. de consumidores e falhas na distribuição Indicadores de atividades desagregadas

Algumas agências reguladoras também adotam variáveis ambientais para corrigir os distúrbios nos custos causados pelos diferentes fatores geográficos, densidades populacionais e rendas locais. As variáveis consideradas e forma de aplicação são descritas na Tabela 2-7.

Tabela 2-7: Variáveis ambientais e sua utilização

País	Variáveis ambientais	Utilização
Alemanha	-	-
Brasil	-	-
Chile	-	-
Finlândia	Razão entre número de pontos de conexão e número de consumidores	Entra como variável no modelo
México	-	-
Noruega	Distribuidoras regionais: Fator geográfico R3 Distribuidoras locais: Porcentagem de cabos subterrâneos de AT Porcentagem de linhas aéreas de AT em florestas coníferas Distância média de estrada Fator geográfico montanha Fator geográfico costa Fator geográfico congelamento	Em um segundo estágio, corrigindo os resultados do modelo DEA
Reino Unido	Diferenças salariais regionais Custos de operação em diferentes áreas	Ajustes direto nos custos, feito caso a caso

A forma de cálculo das eficiências finais das distribuidoras e o prazo para redução de ineficiência são especificados pela Tabela 2-8.

Tabela 2-8: Cálculo das eficiências e prazo para mitigação de ineficiências

País	Metodologias de <i>Benchmarking</i>	Disposição de dados
Alemanha	Melhor eficiência entre os modelos DEAs e SFAs, piso de 60%	No decorrer do período regulatório de 5 anos
Brasil	Eficiência da distribuidora corrigido pela média das distribuidoras com eficiências superiores a 50%	4 anos
Finlândia	Razão entre custos médios eficientes e custos médios incorridos	Em 4 anos
México	Eficiência dada pelo modelo SFA ajustado	Até 10% - 3anos De 10% a 21% - 5 anos De 22% a 31% - 7 anos Maior que 31% - 9 anos
Noruega	Eficiência do DEA ajustado por variáveis ambientais e calibrado pela taxa de retorno	-
Reino Unido	Quartil superior de eficiência ponderado pelos três modelos	Painel de 13 anos

As metas de ganho de produtividade do setor são descritas na Tabela 2-9.

Tabela 2-9: Componente T do Fator X estabelecido de cada regulador

País	Meta geral de ganho de produtividade (T do Fator X)	Disposição de dados
Alemanha	1,5% ao ano	Administrativamente
Brasil	5% ao ano	Administrativamente
Chile	-	-
Finlândia	Zero no atual período	Índice de <i>Malmquist</i>
México	1% ao ano	-
Noruega	Não existe	-
Reino Unido	Não existe	-

Somente a Finlândia e o Brasil consideram a qualidade na metodologia de análise de eficiência. Alguns dos países que não consideram a qualidade, justificam esta atitude com o fato de que punições por baixa qualidade acarretariam em níveis de qualidade menores ainda (MESQUITA, 2017)

CAPÍTULO 3

METODOLOGIAS

3.1. INTRODUÇÃO

As técnicas de *benchmarking* que são utilizadas como metodologias propostas nesta dissertação são o DEA com limite de pesos (adotado pela ANEEL) e a *Ratio-based Efficiency Analysis* (REA). O primeiro já é consagrado na análise de eficiência do setor de distribuição de energia elétrica e o segundo surgiu recentemente na literatura e tem como principal objetivo a análise da relação de dominância existente em um conjunto de DMUs. Assim, este capítulo é dividido em uma explicação das técnicas de *benchmarking* DEA NDRS com restrição de pesos e a metodologia REA.

3.2. MODELO DEA E SUAS VARIAÇÕES

O DEA é uma técnica de *benchmarking* que se baseia em programação linear para a avaliação das DMUs que utilizam os mesmos insumos e geram produtos semelhantes. A ANEEL vem aplicando o DEA na determinação do nível de eficiência para cada uma das distribuidoras de energia elétrica e de seus custos operacionais eficientes desde o 3CRTP (MELLO, MEZA, *et al.*, 2005).

O modelo DEA pode possuir dois tipos de orientação: a orientação ao insumo e a orientação ao produto. Na orientação ao insumo, as comparações entre as empresas são feitas pelos insumos utilizados, para um valor de produto fixo. Já na orientação ao produto, as comparações são realizadas pelos produtos possíveis, para um valor de insumo fixo. A escolha da orientação utilizada é de acordo com quais variáveis são consideradas gerenciáveis para cada tipo de empresa. No âmbito da revisão tarifária, na avaliação das distribuidoras de energia elétrica do setor brasileiro, adota-se a orientação ao insumo, pois se considera que o custo operacional da empresa é o que pode ser gerenciável por ela (ANJOS, BORDIN e MELLO, 2010).

A metodologia DEA é fundamentada no conceito de fronteira de eficiência. A fronteira de eficiência identifica a melhor prática na indústria ou a parte de uma amostra de empresas. A fronteira de eficiência é o padrão a partir do qual o desempenho da firma será comparado (XAVIER, 2015). Ou seja, dado os insumos disponíveis, qual o máximo que poderia ter sido

gerado, caso a DMU tivesse produtividade ótima. No serviço estudado, a eficiência é a menor quantidade de insumos usados para atender de maneira satisfatória os consumidores na área de concessão de cada empresa. A partir desta definição fica simples entender que a fronteira de eficiência é formada pelas empresas que possuem a melhor relação entre seus insumos e seus produtos (MELLO, MEZA, *et al.*, 2005).

Essa relação de produção resulta na função de produção e pode ser de quatro tipos: retornos constantes de escala, retornos crescentes de escala, retornos decrescentes de escala e retornos variáveis de escala (constante, crescente ou decrescente). Assim, o DEA pode obter valores de eficiência tanto para retorno constante de escala (Constant Return to Scale– CRS), quanto para retorno variável de escala (Variable Return to Scale– VRS), que pode ser crescente, decrescente ou ambos. O tipo de retorno adequado varia com a aplicação (GAVGANI e ZOHREHBANDIAN, 2014).

3.2.1. MODELO DEA CRS

O modelo DEA CRS é baseado em retornos constante de escala, onde aumentos nos insumos geram crescimentos exatamente na mesma proporção nos produtos (CHARNES, COOPER e RHODES, 1978). O DEA-CRS é representado pelo Modelo (19).

$$w_p = \max_{u,v} \frac{\sum_{j \in J} v_j y_j^p}{\sum_{i \in I} u_i x_i^p}$$

s.t.

$$\frac{\sum_{j \in J} v_j y_j^k}{\sum_{i \in I} u_i x_i^k} \leq 1, \quad \forall k \in K$$

$$u_i, v_j \geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J$$
(19)

Onde:

p : DMU em análise;

$i \in I$: Conjunto de insumos;

$j \in J$: Conjunto de produtos;

$k \in K$: Conjunto de todas as DMUs;

u_i : Variável de decisão que representa o peso do insumo i ;

v_j : Variável de decisão que representa o peso do produto j ;

x_i^k : Parâmetro do insumo i relativo à DMU k ;

y_j^k : Parâmetro do produto j relativo à DMU k ;

w_p : Eficiência da DMU p em análise;

Note que o modelo apresentado em (19) é um modelo de programação não linear. Com intuito de simplificação, a respectiva formulação é linearizada, com a adoção do denominador da função objetivo igual a 1. Formando assim, o Modelo (20).

$$\begin{aligned}
 w_p &= \max_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k - \sum_{i \in I} u_i x_i^k &\leq 0, \quad \forall k \in K \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{20}$$

O Modelo (20) é denominado modelo dos multiplicadores, existindo também uma segunda representação do problema pelo seu modelo dual, o denominado modelo do envelopamento. O modelo dual, então, é dado por (21), segundo (MELLO, MEZA, *et al.*, 2005).

$$\begin{aligned}
 w_p &= \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k x_i^k &\leq \theta x_i^p, \quad \forall i \in I \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k y_j^k &\geq y_j^p, \quad \forall j \in J \\
 \theta, \lambda_k &\geq 0, \quad \forall k \in K
 \end{aligned} \tag{21}$$

Onde:

λ_k : Variáveis de decisão que representa o peso da DMU k na análise de eficiência da DMU p .

θ : Variável de decisão que representa o escore de eficiência da DMU p .

Pela teoria da dualidade a função objetivo dos modelos (20) e (21) deve resultar no mesmo valor w_p , que, nesse caso, corresponde a eficiência da DMU p em análise. Observe que o lado esquerdo das restrições é uma combinação linear das DMUs do conjunto K , que pode ser interpretada como a empresa virtual eficiente. Nesse sentido, a primeira restrição garante que a empresa eficiente deve usar a mesma quantidade de insumos, ou menos, que a empresa em análise (DMU p). Já a segunda restrição garante que a quantidade de produtos gerada pela empresa eficiente é maior, ou igual, a quantidade de produtos da empresa em análise.

3.2.2. MODELO DEA BCC

O modelo DEA BCC foi desenvolvido por (BANKER, CHARNES e COOPER, 1984). O DEA BCC é uma variação do DEA CRS, onde relaxa a hipótese de retornos constantes de escala. A diferença na fronteira de eficiência entre o modelo DEA CRS (CCR pela Figura 3.1) e o DEA BCC pode ser visualizada na Figura 3.1.

A metodologia BCC pode assumir, além do retorno constante, três orientações adicionais, são elas:

- Retornos Variáveis de Escala (VRS): se aumentar o produto, o aumento no insumo pode ser proporcionalmente maior, menor ou igual;
- Retornos Não Decrescentes de Escala (NDRS): se aumentar o produto, o aumento do insumo é proporcionalmente maior ou igual;
- Retornos Não Crescentes de Escala (NIRS): se aumentar o produto, o aumento no insumo é proporcionalmente menor ou igual.

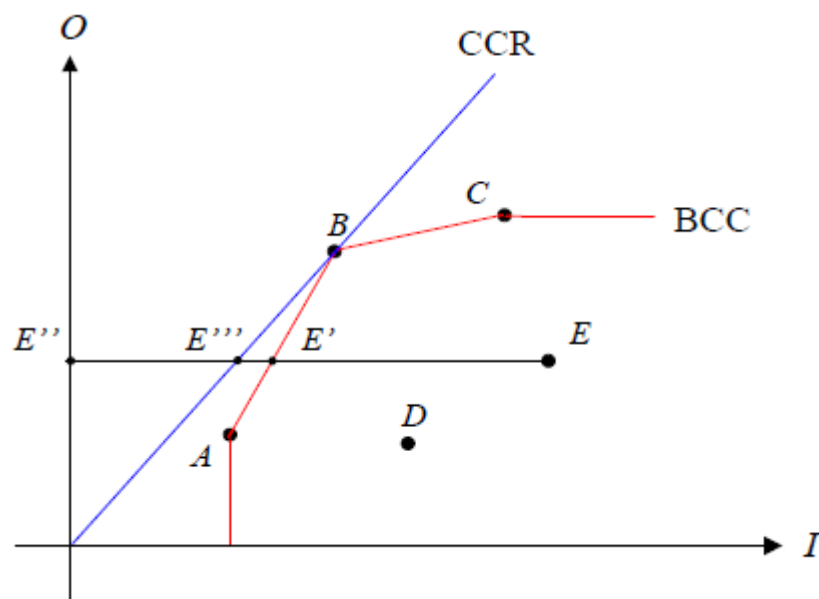


Figura 3.1: Fronteira de eficiência do modelo DEA-CRS e BCC

Observe que a orientação VRS é o modelo mais genérico podendo assumir retornos crescentes, decrescentes ou o que produzir a melhor eficiência. O DEA BCC corresponde ao modelo DEA CRS apresentado em (20) acrescido de uma variável de decisão, φ , que determina os retornos de escala do problema, conforme representado no Modelo (22).

$$\begin{aligned}
 w_p &= \max_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p + \varphi \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k - \sum_{i \in I} u_i x_i^k + \varphi &\leq 0, \quad \forall k \in K \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{22}$$

Onde:

φ : Variável de decisão que representa os retornos de escala

Observe que se $\varphi = 0$, tem-se exatamente o modelo DEA CRS. Se $\varphi > 0$ os retornos são não decrescentes, se $\varphi < 0$ os retornos são não crescentes e se φ é livre os retornos são variáveis de escala. O φ livre significa que na definição da eficiência serão adotados o retorno mais favorável a distribuidora, ou seja, a DMU pode adotar retornos crescentes ou decrescentes para definição de seu melhor desempenho.

A representação do modelo DEA BCC também é usualmente feita por seu modelo dual. A dualidade é estabelecida pela mudança do viés de observação do problema, onde a quantidade de fatores que compõem a função objetivo passa a ser igual a número de restrições e o número de restrições assume a quantidade de fatores da função objetivo. Desta forma, se o problema é de minimização ele passa a ser de maximização, sendo a recíproca verdadeira (BANKER, CHARNES e COOPER, 1984).

O modelo dual é utilizado para simplificar a visualização da variação dos retornos de escala do problema, visto que no modelo primal a variação de escala é representada pela inclusão de uma variável ao modelo e no modelo dual a variação de escala é representada por uma restrição, tornando o processo de construção do problema de otimização mais intuitivo.

Para representar estas variações do modelo DEA dual, é necessária a inclusão de uma restrição no modelo (21), essa restrição define qual tipo de retorno de escala será adotado. Para assumir retornos não decrescente de escala, ou seja, DEA NDRS, o somatório de todos os λ_k (variáveis de decisão do modelo do envelopamento) deve ser maior ou igual a 1, este modelo é representado por (23).

$$\begin{aligned}
 w_p &= \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k x_i^k &\leq \theta x_i^p, \quad \forall i \in I \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k y_j^k &\geq y_j^p, \quad \forall j \in J \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k &\geq 1 \\
 \lambda_k &\geq 0, \quad \forall k \in K
 \end{aligned} \tag{23}$$

De forma análoga, para simulação do modelo DEA-NIRS basta incorporar a restrição $\sum_{k \in K} \lambda_k \leq 1$ ao Modelo (21). E, de forma mais geral, para simulação do DEA-VRS, basta incluir a restrição $\sum_{k \in K} \lambda_k = 1$ ao Modelo (21). A ANEEL utiliza o DEA-NDRS para análise de eficiência das distribuidoras.

3.2.3. MODELO DEA NDRS COM LIMITAÇÃO AOS PESOS

O modelo DEA adotado no 4CRTP das distribuidoras inclui limites aos pesos. A ANEEL destaca que apesar da flexibilidade ser uma vantagem do modelo DEA frente a outros métodos, uma total liberdade de escolha nos valores dos pesos pode produzir resultados pouco intuitivos. Caso uma empresa tenha um desempenho muito superior em certo produto, o modelo pode considerar uma relevância acentuada na definição da eficiência, ou seja, uma empresa pode ser colocada na fronteira de eficiência por causa de uma única dimensão de análise. Como meio de mitigar esses casos, a agência reguladora, optou por incorporar o conceito de limitação aos pesos na formulação do problema.

Os limites de pesos adotados foram definidos com base no conjunto de dados de custos unitários reais das distribuidoras. As restrições foram baseadas nas relações entre produtos e produtos ou produtos e insumos, porém nenhuma base de dados foi divulgada para que os valores dos pesos pudessem ser replicados.

Para dimensionar as restrições, segundo a ANEEL, buscou-se não restringir excessivamente o modelo e adotar limites amplos para os pesos. Onde, o regulador também afirma que as variáveis que tiveram seus pesos limitados foram apenas aquelas que distorciam consideravelmente as relações entre os pesos na prática. Desta forma, o modelo DEA NDRS proposto pela ANEEL no 4CRTP, considerando o modelo dos multiplicadores, está representado em (24). Vale salientar que somente os limites entre os pesos dos produtos e

insumos foram representados no modelo (24), porém limites entre os pesos dos produtos e produtos também foram utilizadas no processo de análise de eficiência do 4CRTP.

$$\begin{aligned}
 w_p &= \max_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p + \varphi \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k - \sum_{i \in I} u_i x_i^k + \varphi &\leq 0, \quad \forall k \in K \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 \sum_{j \in J} v_j L_j^t - \sum_{i \in I} u_i L_i^t &\leq 0, \quad \forall t \in T \\
 u_i, v_j, \varphi &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{24}$$

Onde:

$t \in T$: Número de restrições aos pesos

Essa metodologia também pode ser representada no formato de envelopamento pelo Modelo (25).

$$\begin{aligned}
 w_p &= \min_{\theta, \lambda} \theta \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k x_i^k - \sum_{t \in T} L_t^i R_i &\leq \theta x_i^p, \quad \forall i \in I \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k y_j^k + \sum_{t \in T} L_t^j R_j &\geq y_j^p, \quad \forall j \in J \\
 \sum_{k \in K} \lambda_k &\geq 1 \\
 \lambda_k, \theta, R_i, R_j &\geq 0, \quad \forall k \in K, \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{25}$$

Onde:

R_i : Variáveis de decisão do modelo associada com limites aos pesos duais ligados ao insumos $i \in I$;

R_j : Variáveis de decisão do modelo associado com limites aos pesos duais ligados ao produtos $j \in J$.

Os limites aos pesos foi a alternativa metodológica da ANEEL para continuar aplicando o modelo DEA na regulação da distribuição. Os resultados, porém, ainda continuam sendo questionados devido a heterogeneidade que um país de dimensão continental, como o Brasil, apresenta entre as áreas de concessão. O fato do modelo DEA apresentar notável variabilidade nos resultados com a inserção ou exclusão de DMUs agrava, ainda mais, a credibilidade da metodologia frente aos gestores.

De forma a contribuir com a regulação brasileira um outro modelo não paramétrico foi estudado. A segunda metodologia não paramétrica que está sendo estudada é o REA. O modelo REA insere robustez pela avaliação da eficiência sobre diversos aspectos, gerando como resultados um intervalo de classificação, super eficiências e relações de domínio entre as DMUs do conjunto.

3.3. MODELO REA

O modelo REA foi proposto em (SALO e PUNKKA, 2011), com o intuito de aprimorar a análise de eficiência de conjuntos. Além de fazer uso da metodologia DEA, também faz uso de conceitos variados em sua avaliação, como: super eficiência, detecção de outliers, relação de domínio entre DMUs, intervalo de confiança e avaliação da eficiência sobre vários pontos de vista e não somente com base no conceito de fronteira de eficiência.

O REA estabelece as relações entre as DMUs por meio de testes baseados na variação dos pesos associados aos seus insumos e produtos. Assim, segundo (SALO e PUNKKA, 2011), esta metodologia alcança patamares de eficiência não somente sobre a melhor eficiência que pode ser atingida por cada DMU, como no DEA, mas também sobre seu comportamento no conjunto. A vantagem da análise conjunta é a robustez dos valores de eficiência que não são tão sensíveis a variações como retiradas ou inclusão de DMUs na avaliação. Os resultados gerados pelos REA podem ser separados em 3 grupos principais:

- Intervalo de classificação das DMUs no conjunto;
- Relações de domínio entre as DMUs do conjunto;
- Definição da eficiência das DMUs sob diferentes perspectivas.

Outro aspecto que reforça a robustez do REA, segundo (SALO e PUNKKA, 2011), é que mesmo o número de DMUs sendo pequenos os resultados obtidos podem ser considerados confiáveis, já que a análise não é feita somente com base na fronteira de eficiência, que pode variar com pequenas modificações individuais no conjunto.

Em todas as suas avaliações do REA o conceito de relação de eficiência entre produtos e insumos é utilizado, este conceito vem representado por (26).

$$E_k(u, v) = \frac{\sum_{j \in J} v_j y_j^k}{\sum_{i \in I} u_i x_i^k} \quad (26)$$

Conforme os valores dos pesos u_i e v_j variam, diferentes relações de eficiência podem ser obtidas para os insumos $i \in I$ e produtos $j \in J$ definidos na avaliação. E é pela exploração desses pesos que o REA baseia todas as suas análises.

3.3.1. INTERVALO DE CLASSIFICAÇÃO

Como a relação de eficiência obtida pela aplicação do DEA pode variar de acordo com o conjunto de pesos testados para as DMUs, estas podem modificar suas classificações no intervalo de eficiência. Assim, o intervalo de classificação tem por objetivo estabelecer a faixa de classificação das eficiências que as DMUs do conjunto podem atingir com a variação dos pesos. Por exemplo, ao se estabelecer a melhor posição, julga-se o peso, que aplicado a todo o conjunto de DMUs, pode colocar a DMU p na melhor posição frente às demais eficiências do conjunto, ou seja, obtém-se a melhor posição possível de ser ocupada por cada DMU.

O benefício na definição desses intervalos é que no geral, se uma DMU possui amplo intervalo de classificação, esta é considerada um *outlier* no conjunto de DMUs. Reciprocamente, se seu intervalo de classificação é estreito, a DMU é considerada homogênea ao conjunto de DMUs (SALO e PUNKKA, 2011). Ambos os casos não podem ser observados com a aplicação pura do DEA.

Esses intervalos de classificação podem ser vistos como uma avaliação da robustez do modelo DEA. Por exemplo, o quanto difere a eficiência de uma DMU frente a retirada de uma ou outra variável da análise. A ideia é análoga a utilização do modelo DEA acoplado ao *bootstrap*, que foi adotada pela ANEEL no 4CRTP. O que o *bootstrap* faz é selecionar, aleatoriamente, amostras do conjunto de DMUs e simular novamente o modelo DEA para cada DMU da amostra calculando um novo nível de eficiência. De posse desses vários valores de eficiência para cada DMU são criados intervalos de eficiência para as DMU, com base nas eficiências mínima e máxima obtidas pelo *bootstrap*.

Baseando no fato de que as eficiências das DMUs variam conforme um conjunto de pesos testados, supondo que para um certo conjunto de peso a melhor colocação que uma DMU pode atingir é 1 e que para esse mesmo conjunto de pesos a pior colocação que a DMU pode atingir é 3. Conclui-se que para o conjunto de pesos analisado existem duas DMUs com eficiência

igual a que estamos avaliando. Expandindo essa análise para todos os conjuntos de pesos permitidos, podemos estabelecer a pior e melhor colocação que uma DMU pode atingir neste conjunto.

Desta forma o r_{min}^p que uma DMU pode atingir é obtido para a melhor classificação dentre todas a classificação que a DMU obteve. Assim, o Modelo (27) estabelece a melhor posição no intervalo de classificação, possível de ser ocupada por cada DMU p .

$$\begin{aligned}
 r_{min}^p &= \min_{u,v,z} 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k &\leq \sum_{i \in I} u_i x_i^k + M z^k \quad \forall k \in K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^p &= 1 \\
 z^k &\in \{0,1\}, \quad \forall k \in K \setminus p \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{27}$$

Onde:

M : Constante numérica de alto valor (*Big-M*);

z^k : Variável de decisão binária que auxilia na definição da DMU k no intervalo;

r_{min}^p : Melhor posição no intervalo de classificação.

A função objetivo do Modelo (27) busca obter para todos os conjuntos de pesos aquele em que a colocação da DMU p é a melhor possível, ou seja, minimizar a quantidade de DMUs que possuem eficiências melhores que a da DMU p . Neste caso se alguma DMU k atingir a mesma eficiência que a DMU p , esta DMU p é disposta acima da DMU k no intervalo de colocação.

Podemos notar na formulação (27) que as parcelas de contribuição dos insumos e produtos da DMU p são igualados a um. Estas igualdades são, justamente, para por o comportamento de p como referência e avaliar se as demais DMUs superam a DMU p na análise. Para uma DMU superar a DMU p é necessário que a eficiência alcançada por esta DMU seja superior a alcançada pela DMU p no mesmo conjunto de pesos.

A última parcela do algoritmo que deve ser esclarecida é a constante M , denominada na literatura por “*Big-M*”, que é uma constante com valor alto associada a uma variável de forma a impor excedentes artificiais a relação. No caso desta formulação o *Big-M* é associado à variável binária z^k que determina a quantidade de DMUs que superam a DMU p nos intervalos de classificação de eficiência. Basicamente, o *Big-M* garante que a igualdade é cumprida, se e somente se, a variável binária assumir o valor pretendido, impedindo a relação caso a variável z^k assumo o valor oposto. No Modelo (27) o valor pretendido para z^k é zero, pois deseja obter o menor número de DMUs possível à frente da DMU p no intervalo de classificação.

Similarmente, o raciocínio utilizado na descrição da melhor posição no intervalo de classificação é aplicado para a determinação da pior posição da DMU p neste intervalo. A pior posição no intervalo para a DMU p pode ser obtida utilizando o modelo apresentado em (28).

$$\begin{aligned}
 r_{max}^p &= \max_{u,v,z} 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^k &\leq \sum_{j \in J} v_j y_j^k + M(1 - z^k) \quad \forall k \in K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^p &= 1 \\
 z^k &\in \{0,1\}, \quad \forall k \in K \setminus p \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{28}$$

Onde:

r_{max}^p : Pior posição no intervalo de classificação.

Nota-se que nos modelos (27) e (28), $z^k, \forall k \in K \setminus p$ são variáveis de decisão binárias, $u_i, \forall i \in I$ são variáveis de decisão contínuas e $v_j, \forall j \in J$ são variáveis de decisão contínuas. Podemos dizer, portanto, que os modelos utilizados em (27) e (28) são modelos de programação linear inteira mista (SALO e PUNKKA, 2011).

A função objetivo do Modelo (28) é similar ao Modelo (27) só que neste caso busca-se a maximização da colocação, ou seja, a pior colocação que a DMU p pode obter no conjunto. Neste caso se uma DMU k possui o mesmo valor de eficiência que a DMU p , em um mesmo

conjunto de pesos, a DMU k ocupa classificação superior a DMU p no intervalo de classificação de eficiência.

Quanto a utilização do *Big-M*, no caso de (28) o valor da constante binária z^k pretendido é 1, pois deseja obter o maior número de DMUs possível à frente da DMU p no intervalo de classificação.

A solução dos modelos (27) e (28) é que dará os valores mínimos e máximos do intervalo de classificação.

3.3.2. RELAÇÃO DE DOMÍNIO

O intervalo de eficiência estabelece um parâmetro de avaliação do comportamento de cada DMU no conjunto, mas quando deseja-se saber o comportamento de DMUs aos pares, ou seja, se uma DMU p possui um comportamento melhor que uma certa DMU k , a relação de domínio é uma avaliação mais adequada.

Algo que vale destacar é que se duas DMUs possuírem intervalos de classificação sobrepostos, nada podemos concluir sobre seus valores de eficiência. Isso se deve ao fato de que é possível que uma delas possua eficiências maiores para todos os conjuntos de pesos possíveis que outra nesse mesmo conjunto.

Desta forma, as relações de domínio são estabelecidas pela razão de eficiência entre as DMUs para cada conjunto de pesos, construindo-se um conceito de programação preferencial (SALO e HÄMÄLÄINEN, 2001) e tem por objetivo determinar as empresas dominadas por cada DMU do conjunto em uma comparação par a par.

Assim, para que uma DMU domine outra DMU, é necessário que todas as eficiências da DMU dominante sejam pelo menos maiores ou iguais que todas as eficiências da DMU dominada. E que pelo menos uma eficiência da DMU dominante seja maior que uma eficiência da DMU dominada. De forma simplificada, a eficiência da DMU k não pode nunca ser menor de a eficiência da DMU p e deve que ser maior ao menos uma vez para dominar p . Como a comparação das eficiências relativas é feita aos pares, esses pares de DMUs devem estar no mesmo conjunto de pesos, ou seja, os valores de eficiências comparados devem ser constituídos pelos mesmos pesos, podendo, desta forma estabelecer uma relação de domínio (SALO e PUNKKA, 2011).

O conceito de relação de eficiência, representado em (29), é invariante, mesmo quando há normalização dos pesos por restrições, como por exemplo, o somatório de todos os pesos dos produtos ser igualado a 1 e/ou o somatório de todos os pesos do insumo é um.

$$D_{p,k}(u, v) = \frac{E_p(u, v)}{E_k(u, v)} \quad (29)$$

Onde:

$E_p(u, v)$: Eficiência da DMU p em análise

$E_k(u, v)$: Eficiência da DMU $k, \forall k \in K$.

Desta forma, os conjuntos de pesos de insumos e produtos podem ser manipulados estatisticamente sem perder suas relações, ou seja, o conjunto de pesos possíveis são fechados e delimitados. A partir desta característica é que as relações aos pares são estabelecidas.

Como (29) é invariante, a relação entre as eficiências de duas DMUs pode ser minimizada e maximizada, assumindo a representação $\underline{D}_{p,k}$ e $\overline{D}_{p,k}$, respectivamente.

Cruzando os conjuntos de pesos possíveis obtêm-se as eficiências máximas e mínimas da DMU p frente à DMU k , para $\forall k \in K$. Tem-se, portanto, o modelo de programação linear que minimiza a relação entre as eficiências de duas DMUs representado por (30). Um modelo de otimização pode ser formulado para cada combinação aos pares de DMUs.

$$\begin{aligned} \underline{D}_{pk} &= \min_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\ \text{s.t.} & \\ \sum_{j \in J} v_j y_j^k &= \sum_{i \in I} u_i x_i^k \\ \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\ u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J \end{aligned} \quad (30)$$

E de maneira similar tem-se também que a formulação matemática de maximização da relação de eficiência de duas DMUs pode ser representada pelo Modelo (31), que também é realizada aos pares.

$$\begin{aligned} \bar{D}_{pk} &= \max_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\ \text{s.t.} & \\ \sum_{j \in J} v_j y_j^k &= \sum_{i \in I} u_i x_i^k \\ \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\ u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J \end{aligned} \tag{31}$$

Em posse das relações \underline{D}_{pk} e \bar{D}_{pk} da DMU p em relação a DMU k . Podem ser encontradas 4 possibilidades de resultados:

1. Se $\underline{D}_{pk} > 1$: a DMU p domina a DMU k , a menor eficiência relativa da DMU p frente a DMU k já é maior que 1;
2. Se $\underline{D}_{pk} < 1$: a DMU p não domina a DMU k , dominância é violada quando a menor eficiência relativa é menor que 1;
3. Se $\underline{D}_{pk} = 1$ e $\bar{D}_{pk} > 1$: a DMU p domina a DMU k . Quando a relação de dominância mínima é igual a 1, a verificação de domínio não é violada, mas também não é cumprida. Desta forma mais uma avaliação é necessária que é a verificação da relação de dominância máxima, como neste caso \bar{D}_{pk} é maior que um a dominância é estabelecida;
4. Se $\underline{D}_{pk} = 1$ e $\bar{D}_{pk} \leq 1$: a DMU p não domina a DMU k . Idem 3, só que neste caso a relação de dominância máxima \bar{D}_{pk} não é verificada.

Concluindo, segundo (SALO e PUNKKA, 2011), a dominância de uma DMU sobre outra só é possível, se para todos os conjuntos de pesos, uma DMU supera ou iguala todos os valores de eficiência obtidos por outra DMU. Assim, diferentemente do DEA, este modelo permite estabelecer domínio entre DMUs sem que necessariamente uma delas se encontre na fronteira de eficiência. Quanto a DMUs na fronteira de eficiência do DEA, vale destacar que não necessariamente ela domina as DMUs fora da fronteira. Porém as DMUs eficientes pelo DEA não podem ser dominadas por outras DMUs.

3.3.3. LIMITES DE EFICIENCIA

Com os dados obtidos pela Relação de Domínio, mais especificamente os resultados de \bar{D}_{pk} e \underline{D}_{pk} juntamente com as formulações matemáticas que serão introduzidas a seguir é possível determinar quatro diferentes tipos de limites de eficiência para cada DMU. Uma informação

relevante dos limites de eficiência possíveis são que eles podem ser estendidos a uma análise entre as DMUs *benchmarking* obtidas no modelo DEA CRS.

A definição dos limites pode ser dividida em duas análises diferentes:

1. Minimização da razão da eficiência da DMU p pela eficiência da DMU k , representada por (32).

$$D_{p\bar{k}}(u, v) = \min_{k \in K} \frac{E_p(u, v)}{E_k(u, v)} \quad (32)$$

2. Maximização da razão da eficiência da DMU p pela eficiência da DMU k , representada por (33).

$$D_{p\underline{k}}(u, v) = \max_{k \in K} \frac{E_p(u, v)}{E_k(u, v)} \quad (33)$$

Pela definição de (32) e (33), pode-se estabelecer o conceito de quatro tipos de eficiências (SALO e PUNKKA, 2011).

A primeira é a eficiência relativa gerada pela minimização de (32) e vem representada por (34). Este parâmetro de eficiência é a mínima eficiência relativa que uma DMU p pode atingir quando comparada aos pares com todas as DMUs do conjunto $K \setminus p$. Outra forma de entender esta relação seria definindo esta eficiência como sendo a eficiência alcançada pela DMU p quando a maior eficiência aos pares do conjunto $K \setminus p$ é considerada.

$$\underline{D}_{p\bar{k}} = \min_{k \in K} \underline{D}_{pk} \quad (34)$$

A segunda é a eficiência relativa gerada pela maximização de (32). Considerando que se a DMU p não é *benchmarking* pelo modelo DEA CRS o seu $\bar{D}_{p\bar{k}}$ é igual à eficiência obtida pelo modelo DEA CRS. Caso esta DMU p seja *benchmarking* pelo modelo DEA CRS o seu $\bar{D}_{p\bar{k}}$ é dado por (35), sendo que o conceito envolvido em (35) é o conceito de super eficiência encontrado em (ZHU, 1996). A super eficiência é uma metodologia que define um novo valor de eficiência, neste caso pode ser maior que 1, para o conjunto de distribuidoras L que atingiram a fronteira de eficiência pelo modelo DEA CRS. A ideia é medir dentre as distribuidoras eficientes o quanto a DMU p é mais eficiente que demais distribuidoras de L .

$$\begin{aligned}
 \bar{D}_{pk} &= \max_{u,v} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^l - \sum_{i \in I} u_i x_i^l &\leq 0 \quad \forall l \in L \subseteq K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{35}$$

Onde:

$l \in L$: Conjunto de DMUs *benchmarking* obtido com a aplicação do modelo DEA-CRS.

A terceira é a eficiência relativa gerada pela minimização de (33) representada pelo modelo (36). Neste caso temos que em (33) a relação de eficiência entre a DMU p e a DMU k é maximizada. Assim, em (19) obtém-se o menor dentre os valores de todas as eficiências obtidas por (36) para DMU p do conjunto K .

$$\begin{aligned}
 \underline{D}_{pk} &= \min_{u,v} \sum_{j \in J} u_j y_{jp} \\
 \text{s.t.} & \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k - \sum_{i \in I} u_i x_i^k &\geq 0 \quad \forall k \in K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{36}$$

A quarta e última eficiência relativa é gerada pela maximização de (33), representada por (37). Neste caso, para todas as relações de eficiência máximas estabelecidas no conjunto K para DMU p é selecionada a melhor delas, ou seja, a máxima relação de eficiência que a DMU p obteve na comparação aos pares com as DMUs do conjunto $K \setminus p$.

$$\bar{D}_{pk} = \max_{k \in K} \bar{D}_{pk} \tag{37}$$

A partir dessas quatro eficiências é possível observar melhor o comportamento da DMU frente ao conjunto, sobre vários aspectos e assim melhorar a avaliação de eficiência de cada uma delas.

3.3.4. ESPECIFICAÇÃO DE METAS DE PERFORMANCE

As metas de performance são um complemento a metodologia REA, pois além de se detectar as relações de eficiência entre as DMUs é importante quantificar metas de desempenho a serem

cumpridas por cada uma delas. Por meio dos resultados obtidos pelas três análises do REA é possível definir metas de desempenho para as DMUs, segundo (SALO e PUNKKA, 2011).

Por exemplo, pode-se desejar como meta para uma DMU p que ela atinja o mesmo nível de eficiência que uma certa DMU k . Para que isso ocorra, a relação de eficiência mínima da DMU p pela DMU k (\underline{D}_{pk}) deve ser igual a 1. Supondo que o $\underline{D}_{pk} \leq 1$, para que o nível de eficiência da DMU p atinja o nível de eficiência da DMU k para todos os pesos, o aumento de produção necessário deve ser $\rho_p^* = 1/\underline{D}_{pk}$. Agora, se o objetivo for que a DMU p comece a dominar várias DMUs do conjunto K deve-se almejar a meta $\rho^* = \max_{k \in K} \rho_k^*$. E caso se deseje que a DMU k não seja dominada pela DMU p a meta necessária é $\rho_p^* = \underline{D}_{pk}$.

Com relação ao intervalo de classificação, também é possível estabelecer metas de desempenho (SALO e PUNKKA, 2011). Para este parâmetro as metas vão ser ditadas pelo posicionamento que se deseja que a DMU assuma quanto aos valores de r_{min}^p e r_{max}^p .

Supondo que a meta desejada seja que a DMU p atinja a colocação R_p^* no intervalo de classificação das eficiências para alguns pesos viáveis. O problema de programação que representaria esse propósito é o (38). Onde a eficiência que a DMU deve atingir para alcançar esta colocação R_p^* será disposta na função objetivo e a meta de performance R_p^* deve ser menor que $r_{min}^p = 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k$.

$$\begin{aligned}
 w_p^* &= \max_{u,v,z} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\
 \text{s.t.} & \\
 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k &\leq R_p^* \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k &\leq \sum_{i \in I} u_i x_i^k + M z^k \quad \forall k \in K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 z^k &\in \{0,1\}, \quad \forall k \in K \setminus p \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{38}$$

Caso a meta para DMU p seja tal que ela esteja entre as R_p° mais eficientes para todos os conjuntos de pesos, o problema que representaria este propósito é (38). Onde a função objetivo passa ser agora a minimização da eficiência, pois a menor eficiência relativa deve superar a

colocação imposta por R_p° , lembrando que K é o número total de DMUs do conjunto e o $r_{max}^p = 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k$ deve ser maior que o R_p° .

$$\begin{aligned}
 w_p^\circ &= \min_{u,v,z} \sum_{j \in J} v_j y_j^p \\
 \text{s.t.} & \\
 1 + \sum_{k \in K \setminus p} z^k &\leq K - R_p^\circ \\
 \sum_{j \in J} v_j y_j^k &\leq \sum_{i \in I} u_i x_i^k + M z^k \quad \forall k \in K \setminus p \\
 \sum_{i \in I} u_i x_i^p &= 1 \\
 z^k &\in \{0,1\}, \quad \forall k \in K \setminus p \\
 u_i, v_j &\geq 0, \quad \forall i \in I, \forall j \in J
 \end{aligned} \tag{39}$$

Esses são alguns exemplos de metas de performance que podem ser traçados utilizando os resultados do REA.

3.3.5. ADAPTAÇÕES MATEMÁTICAS NO MODELO REA

Para que o REA se encaixe completamente no modelo adotado para o 4CRTP pela ANEEL duas adaptações seriam necessárias.

- Inclusão no modelo de limites aos pesos;
- Inclusão no modelo de retornos não decrescentes de escala.

Neste trabalho optou por fazer somente a inclusão dos limites aos pesos, pois os autores do modelo REA se posicionam contra a inclusão de retornos de escala na análise. Segundo (SALO e PUNKKA, 2011) a inclusão de retornos de escala não é bem justificada no ponto de vista matemático dos modelos de eficiência, criticando este tipo de adoção. Esta consideração foi uma medida de conservadorismo adotado quanto a utilização do modelo REA neste trabalho.

Voltando ao aspecto dos limites aos pesos, devem ser adicionadas aos modelos do REA os limites de pesos incluídos pela ANEEL no 4CRTP. Esta inclusão é necessária aos modelos de (27) à (38) para criar comparabilidade entre as metodologias.

Assim, as restrições incluídas nestes modelos são relativas a Tabela 2-1 e representado pelo conjunto de restrições (40).

$$\sum_{j \in J} v_j L_j^t - \sum_{i \in I} u_i L_i^t \leq 0, \quad \forall t \in T \quad (40)$$

Como simplificação ao conjunto de restrições (40) foram representadas matematicamente somente as relações entre os limites de pesos entre produtos e insumos, porém na Tabela 2-1 também existem limites aos pesos de relações entre produtos. Desta forma, para que o modelo se adeque, quanto aos limites aos pesos do 4CRTP, o conjunto de limites aos pesos tem dimensionamento $T = 14$. Formado por 7 restrições de inferioridade e 7 restrições de superioridade (com a restrição de CHI por insumo, irrestrita).

3.3.6. INCLUSÃO DO REA NA ANÁLISE DE EFICIÊNCIA

O REA foi escolhido como metodologia de auxílio na análise de eficiência, pois expande o escopo da análise realizada pelo DEA utilizando além da análise por fronteira de eficiência o conceito de comparação aos pares, programação preferencial e comparações relativas. O REA, também, possibilita uma análise do comportamento da distribuidora com relação ao conjunto detectando o quanto as amostras do conjunto de análise de eficiência estão homogêneas.

O caso das distribuidoras brasileira é formado por um conjunto de dados, comprovadamente, heterogêneo e foi devido a esta característica que as restrições de limites aos pesos foram inclusas na análise. O REA ajuda a verificar se as restrições aos pesos conseguiram tornar o conjunto das distribuidoras brasileiras mais homogêneo e se o dimensionamento desses limites está condizente com amostra definida pela ANEEL no 4CRTP.

Como destacado em 3.3.5, por medida de conservadorismo da metodologia REA, são assumidos retornos constantes de escala para a análise de eficiência das distribuidoras de energia do setor elétrico, as implicações desta consideração estão devidamente detalhadas no CAPÍTULO 4 ESTUDOS DE CASO.

CAPÍTULO 4

ESTUDOS DE CASO

4.1. INTRODUÇÃO

Nesse capítulo é feita uma análise do impacto da incorporação dos limites aos pesos no modelo de análise de eficiência utilizado no 4CRTP. Esse impacto é avaliado considerando o próprio modelo DEA e também o modelo REA que amplia o escopo da análise indo além da fronteira de eficiência. Como a metodologia de definição desses limites não foi divulgada pela ANEEL, durante a AP 023/2014, surgiram discussões e contribuições sobre como esses pesos foram definidos e se foram definidos de forma correta.

Para realização das simulações com os modelos DEA e REA e a base de dados do 4CRTP, foi desenvolvido um software na plataforma Visual Studio 2013 da Microsoft. A linguagem utilizada foi o C++ com orientação a objetos. Para resolver os problemas de otimização associados ao DEA e REA utilizou-se o Coin-OR, que é um “solver” de otimização livre.

Os dados utilizados foram os dados reais das 61 distribuidoras reguladas, contendo, portanto, os sete produtos e o insumo adotados no 4CRTP. Além dos limites de mínimo e máximo para a relação entre os pesos que a ANEEL que foi utilizada neste último ciclo tarifário.

O capítulo está dividido em quatro subseções. Na subseção 4.2 será avaliada a influência na eficiência da adoção dos limites aos pesos considerando o modelo original da ANEEL no 4CRTP. Para incorporar na análise os resultados do REA foi necessário adotar algumas premissas. Na subseção 4.3 será avaliado o impacto dessas premissas na eficiência das distribuidoras. Finalmente, na subseção 4.4 será feita a análise dos resultados obtidos pela metodologia REA.

4.2. INFLUÊNCIA DOS LIMITES AOS PESOS NA EFICIÊNCIA

Os limites aos pesos são restrições adicionadas ao modelo de otimização, ou seja, eles restringem a região de aplicabilidade do modelo. Os resultados dos escores de eficiência com as restrições de limites aos pesos serão sempre menores ou iguais ao modelo sem restrições. O que se quer avaliar aqui é o quanto menor estão sendo esses escores. Os dados das distribuidoras

para o 4CRTP foram testados considerando a metodologia DEA NDRS com e sem os limites aos pesos estabelecidos pela a ANEEL. Os resultados destas duas simulações são apresentados pela Tabela 4-1 e Figura 4.1.

Tabela 4-1: Eficiências do Modelo DEA NDRS com e sem limites aos pesos

Distribuidores	DEA NDRS		Distribuidores	DEA NDRS	
	Sem pesos	Com pesos		Sem pesos	Com pesos
CJE	1,00	1,00	BRAGANTINA	1,00	0,69
CSPE	1,00	1,00	CELG	0,70	0,69
CELTINS	1,00	1,00	CEMIG	0,74	0,68
RGE	1,00	1,00	CHESP	0,84	0,68
COELCE	1,00	1,00	CNEE	0,84	0,67
CPFL PIRATININGA	1,00	1,00	CFLO	0,76	0,67
UHENPAL	1,00	1,00	ENERSUL	1,00	0,66
MUXFELDT	1,00	1,00	SULGIPE	0,77	0,66
COELBA	0,99	0,96	COPEL	0,69	0,64
CPFL PAULISTA	1,00	0,95	COOPERALIANÇA	0,97	0,64
ELEKTRO	0,95	0,94	CELESC	0,71	0,61
ELETROPAULO	1,00	0,92	ESSE	0,65	0,60
COSERN	1,00	0,92	CEPISA	0,61	0,59
CLFM	1,00	0,91	DEMEI	0,60	0,58
CPEE	0,90	0,88	COCEL	0,58	0,57
CEMAR	0,89	0,87	CELPA	0,59	0,56
CELPE	0,88	0,86	IENERGIA	0,58	0,56
EMG	1,00	0,82	CEB	1,00	0,53
AES SUL	0,90	0,83	ENF	0,64	0,53
BANDEIRANTES	0,87	0,82	HIDROPAN	0,71	0,52
EPB	0,83	0,82	ELETROACRE	0,53	0,52
SANTA MARIA	1,00	0,81	ELETROCAR	0,52	0,52
JOAO CESA	0,96	0,80	CERON	0,53	0,51
LIGHT	1,00	0,78	EFLUL	0,49	0,45
CLFSC	1,00	0,77	CEAL	0,50	0,44
CEMAT	0,96	0,76	FORCEL	1,00	0,43
CAIUA	0,82	0,74	DME-PC	1,00	0,42
EBO	0,77	0,73	CEEE	0,44	0,41
ESCELSA	0,85	0,72	AME	0,37	0,31
AMPLA	0,79	0,70	BOA VISTA	0,24	0,23
EDEVP	0,99	0,70	-	-	-

Conforme Tabela 4-1, uma análise macro constata que no modelo sem limites aos pesos 21 das 61 distribuidoras analisadas atingiram a fronteira de eficiência. Já no modelo com limites aos pesos apenas 8 das 61 distribuidoras atingiram a fronteira de eficiência. Como esperado no modelo mais restrito o valor da eficiência é sempre menor do que no modelo sem restrição aos

pesos. Uma análise individual de cada empresa mostra que algumas distribuidoras não só saíram da fronteira de eficiência como tiveram suas eficiências na faixa de 40%. Ou seja, os limites de peso estão restringindo significativamente a solução do modelo DEA, enfatizando a necessidade de busca de métodos e critérios mais adequados na definição desses limites.

Esse fato pode ser melhor visualizado na Figura 4.1, onde a linha em azul médio mostra as eficiências sem limites aos pesos e em azul claro as eficiências com limites aos pesos. Observa-se que os limites aos pesos estão tornando o modelo menos benevolente, ou seja, para atingir a fronteira de eficiência é necessário satisfazer alguns requisitos mínimos, além dos estruturais do DEA, dando origem a uma variação de eficiência considerável para algumas distribuidoras.

A vantagem na utilização dos limites aos pesos está no fato de impossibilitar que toda a eficiência de uma distribuidora seja atribuída a somente um dos produtos, fazendo com que uma DMU que possua características diferentes do conjunto, como um todo, seja dada como eficiente erroneamente. E no caso do modelo da ANEEL os limites aos pesos são incluídos com este propósito.

Já o problema em diminuir a benevolência está que ao se atingir um grau de rigor alto, a análise também pode ser prejudicada, se tornando em alguns casos tendenciosa e irreal. O fato de várias distribuidoras saírem da fronteira pela inserção dos pesos gerou questionamentos sobre o quanto esses pesos restringem os resultados do modelo. Mediante a estes questionamentos, a ANEEL se posicionou defensivamente durante a AP 23/2014 e justificou que os pesos foram atribuídos de forma a restringirem o mínimo possível a análise, porém o órgão não disponibilizou a metodologia de cálculo utilizada para a construção desses limites, fazendo com que tais questionamento se mantivessem após o fechamento da AP.

A Figura 4.1 mostra a influência do conjunto de limites aos pesos na eficiência de cada distribuidora. Porém, é importante avaliar a influência individual de cada restrição. Como os limites são na razão máxima e mínima da relação entre os pesos, optou-se por avaliar as restrições em blocos. Ou seja, pegar o modelo DEA NDRS sem restrição aos pesos e incluir as restrições de mínimo e máximo de cada relação separadamente. Ao todo são 7 simulações e os resultados são mostrados na Figura 4.2. Como pode ser visto pela legenda, a série ‘●’ representa a restrição de km de Rede de distribuição por Opex, a série ‘●’ representa a restrição km de Rede subterrânea por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição km de Rede de alta tensão por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição número de Consumidores por Opex, ‘●’ representa a restrição de MWh por Opex, ‘●’ representa a restrição de Perdas não

técnicas por Opex, ‘●’ representa a restrição de Consumidor hora interrompido por Opex e ‘●’ representa a eficiência do DEA NDRS sem considerar restrições aos pesos.

Observa-se que para as oito primeiras distribuidoras, nenhuma das restrições de pesos tem alguma influência no resultado, ou seja, a solução do DEA NDRS já satisfaz as restrições aos pesos. Existe também um segundo grupo com impacto relativamente baixo. Porém para algumas distribuidoras a consideração de apenas uma restrição já gera um impacto significativo na eficiência. Por exemplo a restrição na razão entre a Rede subterrânea pela Rede de distribuição, além de tirar a CEB da fronteira de eficiência joga sua eficiência para aproximadamente 57%, agravada pelo fato de que somente algumas distribuidoras possuem redes subterrâneas e esse tipo de rede aumenta a confiabilidade do sistema. O mesmo ocorre com a FORCEL e a DME-PC, a consideração da restrição na razão do Consumidor hora interrompido pelo OPEX joga a eficiência dessas duas distribuidoras de 100% para aproximadamente 48% e 57%, respectivamente. Os impactos de cada restrição mais detalhadamente por distribuidora são mostrados na Tabela 4-2. Observe que a restrição MWh/u que corresponde a razão Mercado Ponderado por OPEX não tem influência significativa na eficiência de nenhuma distribuidora. E a restrição Ralta/Rdist que corresponde a razão rede alta tensão e rede de distribuição convencional tem impacto em 19 distribuidoras. As variações mais significativas de eficiência são obtidas pela restrição CHI/u que corresponde a razão consumidor hora interrompido pelo OPEX.

Tabela 4-2: Impacto de cada Restrição aos Pesos por Distribuidora

Restrição	Qte. de Dist. com Eficiência Reduzida em mais de 2%	Distribuidoras mais influenciadas e percentual de redução
Rdist/u	10	AMPLA (-6,5%)
Rsub/Rdist	5	LIGHT(-13,3%), BRAGANTINA(-25,1%), CEB(-42,8%)
Ralta/Rdist	19	CLFSC(-16,7%), CEMAT(-5,45%), ESCELSA(-10,9%), EDEVP(-15,3%), CNEE(-14,1%), ENERSUL(-20,4%), COOPERALIANÇA(-12,9%), HIDROPAN(-18,5%)
Cons/u	9	JOAO CESA (-11,4%)
MWh/u	0	-
PNT/u	7	CAIUA(-7,5%), EDEVP(-12,1%), BRAGANTINA(-18,4%), CHESP(-11,3%), CNEE(-8,8%), ENF(-7,8%)
CHI/u	10	CLFM(-9,0%), SANTA MARIA(-17,2%), EDEVP(-26,2%), CFLO(-7,8%), ENERSUL(-9,8%), SULGIPE(-11,3%), COOPERALIANÇA(-32,9%), FORCEL(-52,3%), DME-PC(-43,8%)

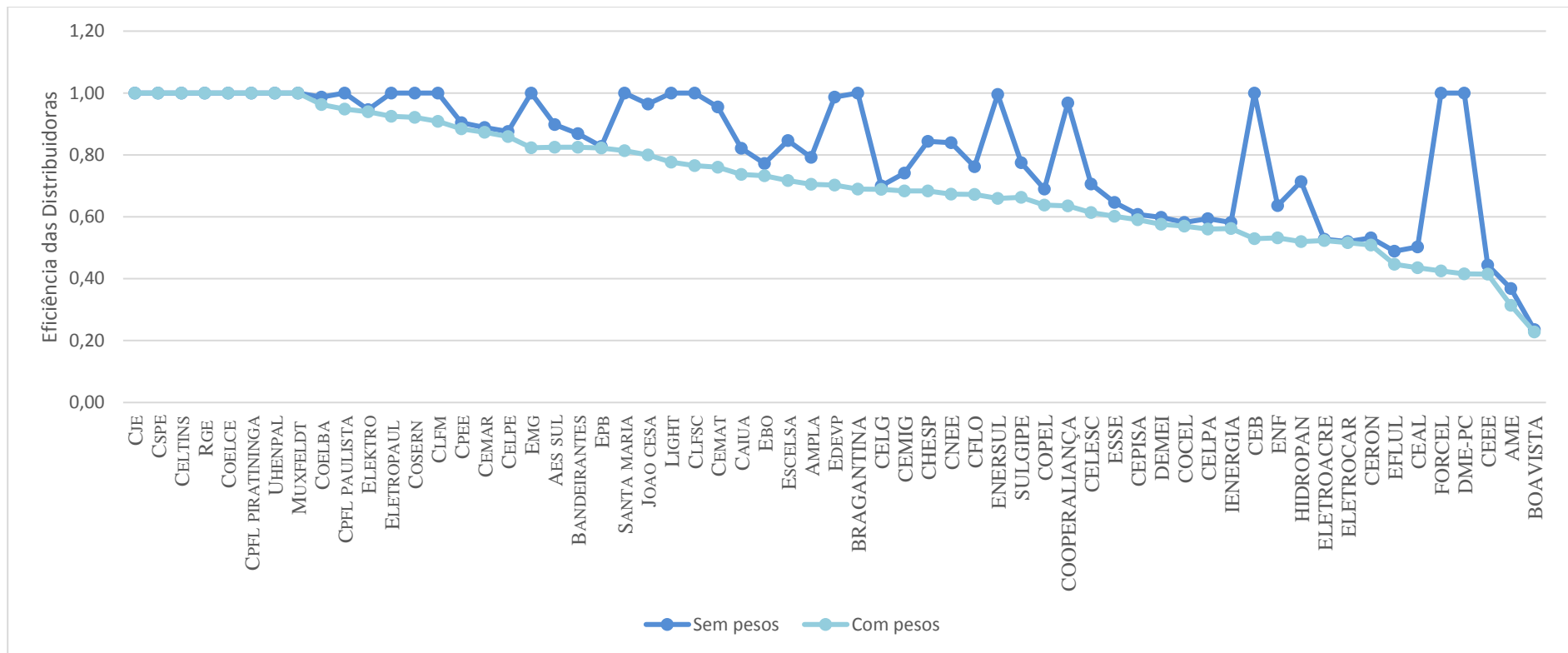


Figura 4.1: Eficiência das Distribuidoras para DEA NDRS com e sem pesos

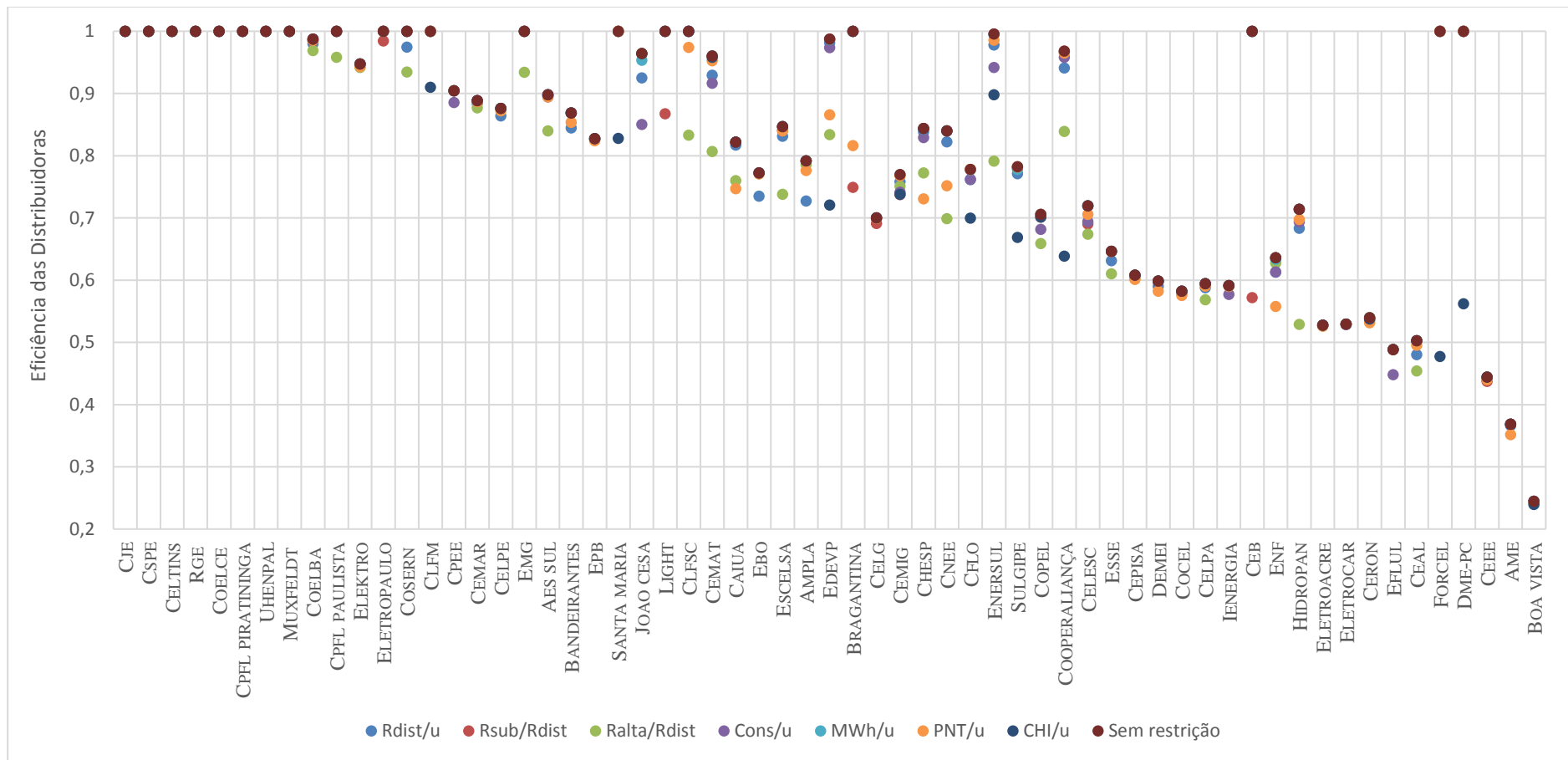


Figura 4.2: Eficiência das distribuidoras no DEA NDRS considerando cada uma das restrições

4.3. INFLUÊNCIA DOS RETORNOS DE ESCALA NA EFICIÊNCIA

A metodologia de *benchmarking* REA, apesar de recente na literatura, veio com um propósito de analisar o comportamento e homogeneidade de conjuntos de dados não paramétricos. Como este trabalho tem o intuito de avaliar a influência dos limites aos pesos, nos resultados obtidos na análise do 4CRTP, o REA será de grande auxílio para o posicionamento e conclusões sobre o modelo vigente brasileiro.

Vale destacar que o DEA e o REA possuem entradas compatíveis, pois são estruturados em programação linear e a construção de suas restrições são baseadas nos mesmos princípios de eficiência. A diferença entre as duas metodologias é que o DEA é construído, somente, sob o conceito de fronteira de eficiência e o REA é baseada na comparação aos pares, programação preferencial e comparações relativas, além da fronteira de eficiência. Nesse contexto, como os limites aos pesos restringem a região de aplicabilidade do modelo, a existência de solução ótima no modelo DEA não garante a existência de solução ótima no modelo REA.

O REA é essencialmente baseado na premissa de retornos constantes de escala e seus autores questionam a adoção de economias de escala na determinação de eficiências, como já mencionado na subseção 3.3.5. Portanto, para testar o modelo REA com a base de dados da ANEEL serão adotados retornos constantes de escala. Como o modelo DEA da ANEEL é baseado em retornos não decrescentes de escala, antes de simular o REA, será feita uma análise da influência da escolha do tipo de retorno de escala na eficiência da distribuidora. Essa etapa do estudo foi necessária para validar os resultados que são obtidos com o REA.

Como o modelo DEA que adotado na avaliação dos pesos é o DEA CRS novos resultados de eficiência com e sem limites aos pesos foram simulados e são observados na Tabela 4-3 e Figura 4.3.

Tabela 4-3: Eficiências do Modelo DEA CRS com e sem limites aos pesos

Distribuidores	DEA CRS		Distribuidores	DEA CRS	
	Sem pesos	Com pesos		Sem pesos	Com pesos
CJE	1,00	1,00	BRAGANTINA	1,00	0,69
CSPE	1,00	1,00	CELG	0,70	0,69
CELTINS	1,00	1,00	CEMIG	0,74	0,68
RGE	1,00	1,00	CHESP	0,84	0,64
COELCE	1,00	1,00	CNEE	0,84	0,67
CPFL PIRATININGA	1,00	1,00	CFLO	0,76	0,67
UHENPAL	1,00	0,88	ENERSUL	1,00	0,66

Distribuidores	DEA CRS		Distribuidores	DEA CRS	
	Sem pesos	Com pesos		Sem pesos	Com pesos
MUXFELDT	1,00	0,95	SULGIPE	0,77	0,64
COELBA	0,99	0,96	COPEL	0,69	0,64
CPFL PAULISTA	1,00	0,95	COOPERALIANÇA	0,87	0,62
ELEKTRO	0,95	0,94	CELESC	0,71	0,61
ELETROPAULO	1,00	0,92	ESSE	0,64	0,60
COSERN	1,00	0,92	CEPISA	0,61	0,59
CLFM	1,00	0,90	DEMEI	0,60	0,57
CPEE	0,90	0,88	COCEL	0,58	0,56
CEMAR	0,89	0,87	CELPA	0,59	0,56
CELPE	0,88	0,86	IENERGIA	0,53	0,51
EMG	1,00	0,82	CEB	1,00	0,53
AES SUL	0,90	0,83	ENF	0,64	0,53
BANDEIRANTES	0,87	0,82	HIDROPAN	0,65	0,50
EPB	0,83	0,82	ELETROACRE	0,52	0,52
SANTA MARIA	1,00	0,80	ELETROCAR	0,48	0,48
JOAO CESA	0,27	0,25	CERON	0,53	0,51
LIGHT	1,00	0,78	EFLUL	0,43	0,41
CLFSC	1,00	0,77	CEAL	0,50	0,43
CEMAT	0,96	0,76	FORCEL	0,46	0,32
CAIUA	0,82	0,74	DME-PC	1,00	0,41
EBO	0,77	0,73	CEEE	0,44	0,41
ESCELSA	0,85	0,72	AME	0,37	0,31
AMPLA	0,79	0,70	BOA VISTA	0,23	0,23
EDEVF	0,99	0,70	-	-	-

Observando as Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3 juntamente com a Figura 4.3, nota-se que algumas distribuidoras tiveram seus valores de eficiência alterados. No gráfico da Figura 4.3, a eficiência para o DEA NDRS estão com os marcadores em quadrado e os resultados de eficiência do DEA CRS estão com marcadores em círculo. As eficiências do DEA NDRS sem pesos estão em preto, do DEA NDRS com pesos está em cinza, do DEA CRS sem pesos está em azul médio e DEA CRS com pesos está em azul claro.

De forma geral, as eficiências do DEA NDRS e CRS com limites de pesos estão bem próximas como pode ser visto comparando as linhas azul claro e cinza. Mais detalhadamente, comparando as eficiências do DEA NDRS e CRS com limite aos pesos 17 distribuidoras tiveram suas eficiências diminuídas em pelo menos 1%, 6 distribuidoras tiveram suas eficiências diminuídas em pelo menos 5%, a FORCEL teve sua eficiência diminuída em 11%, e a UHENPAL e MUXFELDT saíram da fronteira de eficiência com uma diminuição na

eficiência de 12% e 5%, respectivamente. Mas, somente a distribuidora João Cesa possui uma mudança radical de eficiência do modelo DEA NDRS para o modelo DEA CRS. A eficiência desta distribuidora passa de 0,80 no DEA NDRS com limite aos pesos para uma eficiência de 0,25 no DEA CRS com limite aos pesos (diminuição de 55% na eficiência) e de 0,96 no DEA NDRS sem limite aos pesos para 0,27 no DEA CRS sem limite aos pesos (diminuição de 69% na eficiência).

Como observado pela Figura 4.3 algumas modificações nas eficiências das distribuidoras ocorreram na consideração do DEA NDRS para o DEA CRS, dentre as mais importantes a saída de duas distribuidoras da fronteira de eficiência quando considerado o limite aos pesos. Porém, exceto para a distribuidora João Cesa nenhuma mudança significativa de desempenho ocorreu, viabilizando a proposta de avaliar o REA com retornos constantes de escala para análise dos resultados no modelo do 4CRTP.

A Figura 4.4 foi criada para dimensionar o impacto que a consideração de cada restrição gera sobre os resultados de eficiência das distribuidoras, assim como foi feito para o modelo DEA NDRS em 4.2. Na Figura 4.4, a série ‘●’ representa a restrição de km de Rede de distribuição por Opex, ‘●’ representa a restrição km de Rede subterrânea por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição km de Rede de alta tensão por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição número de Consumidores por Opex, ‘●’ representa a restrição de MWh por Opex, ‘●’ representa a restrição de Perdas não técnicas por Opex, ‘●’ representa a restrição de Consumidor hora interrompido por Opex e ‘●’ representa a eficiência se considerar restrições.

Apesar de João Cesa sofrer uma diminuição drástica na eficiência do modelo DEA NDRS para o modelo DEA CRS, os limites aos pesos não modificam muito a eficiência dessa distribuidora. As distribuidoras que sofrem maior impacto na eficiência devido a presença de alguma restrição aos pesos são a CEB e DME-PC, que continuam sofrendo influência sobre as restrições de km de Rede subterrânea por km de Rede distribuída e Consumidor hora interrompido por insumo, respectivamente. Onde a CEB e a DME-PC saem de *benchmarking* para a eficiência de aproximadamente 57%.

A conclusão que se chega é que os resultados dos modelos DEA NDRS e CRS com limites aos pesos estão bem próximos, de forma que a adoção de retornos constantes de escala pode ser utilizada para analisar os resultados das distribuidoras.

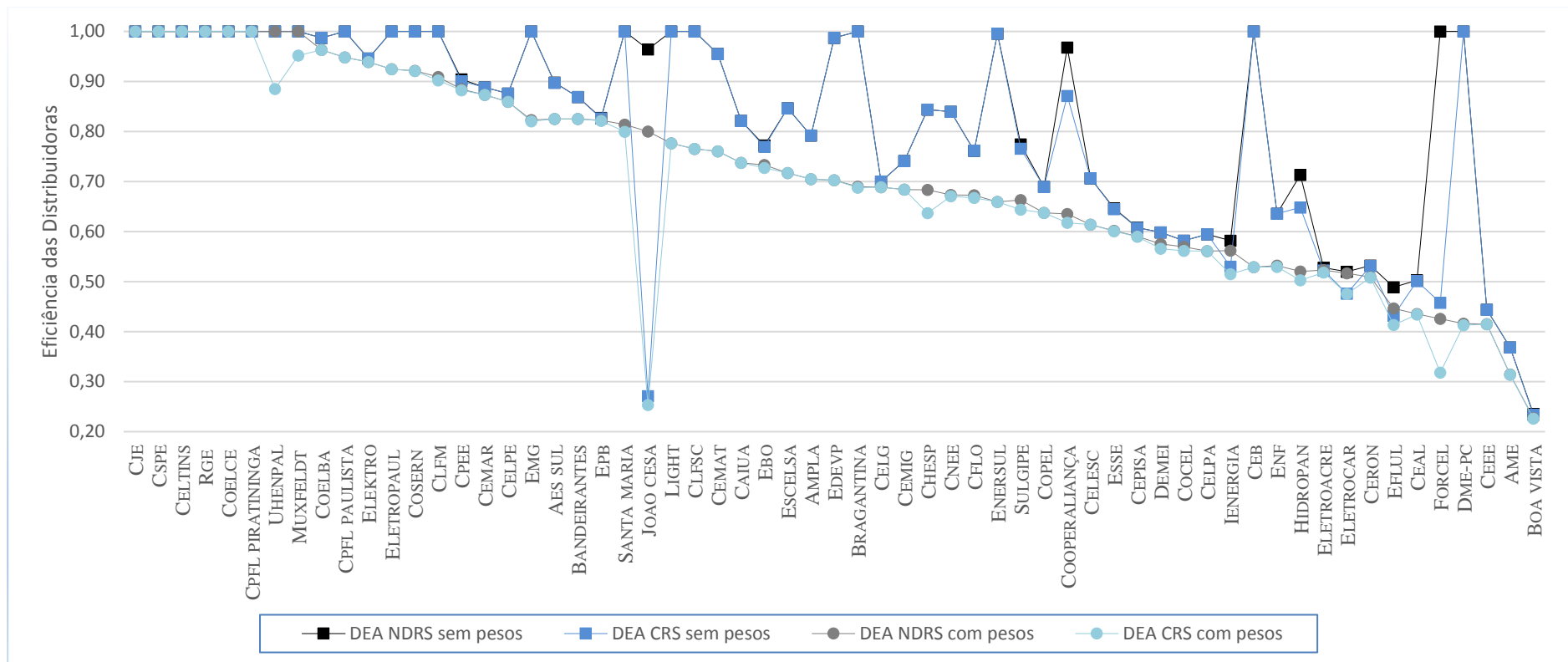


Figura 4.3: Eficiências do DEA NDRS e DEA CRS, com e sem limites aos pesos

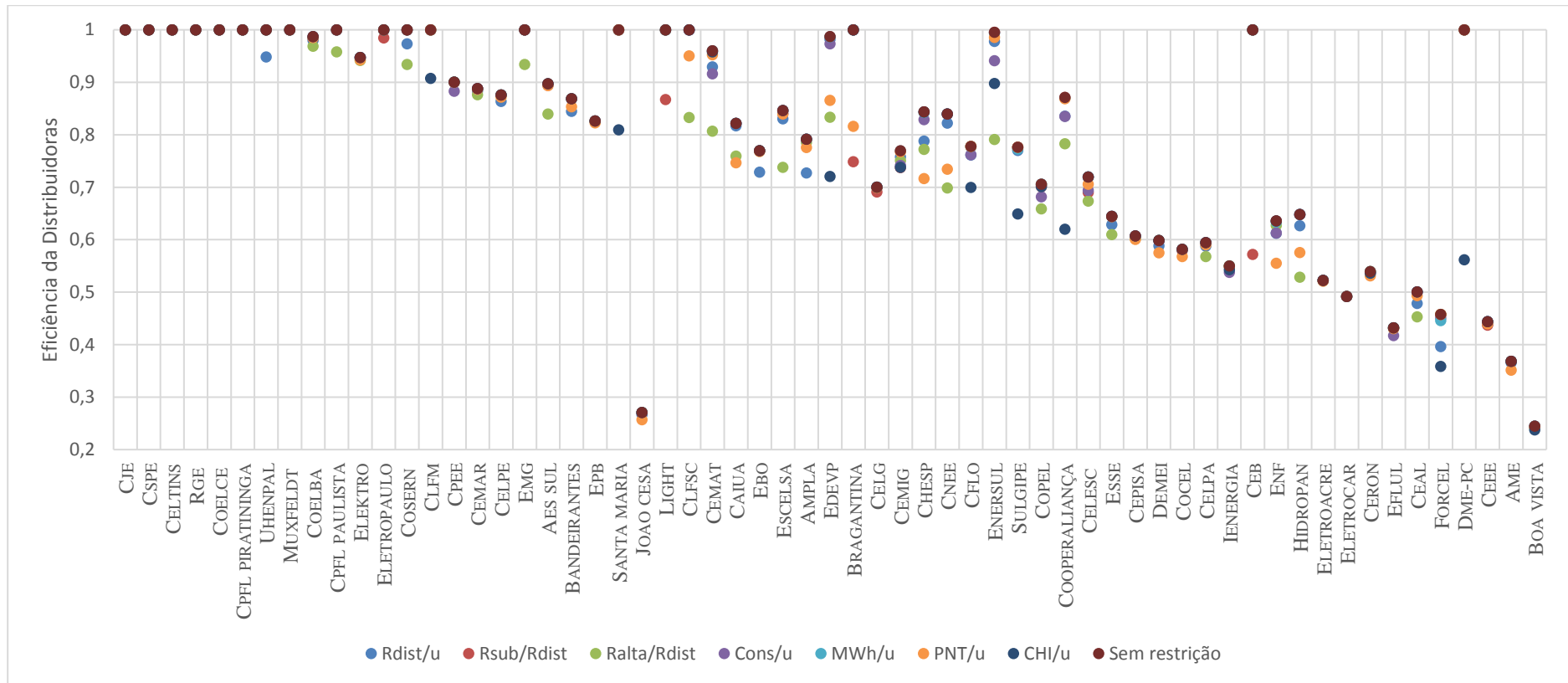


Figura 4.4: Eficiência das distribuidoras no DEA CRS considerando cada uma das restrições

4.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O REA

Realizados os testes relativos ao modelo DEA e definindo que a adoção do DEA CRS com limites aos pesos não influencia significativamente os resultados do 4CRTP, os parâmetros de entrada das distribuidoras e os limites aos pesos definidos pela ANEEL na AP 023/2014 foram aplicados a metodologia REA.

Um último aspecto que deve ser levado em conta ao gerar os resultados do REA são as entradas dos parâmetros de qualidade no modelo. A ANEEL fez uso destes parâmetros como produtos negativos, de forma a representarem parâmetros não gerenciáveis e facilitar a compreensão dos agentes. Matematicamente, pela estrutura do modelo de otimização, a inclusão de produtos negativos no DEA é equivalente a inclusão de insumos. Durante o desenvolvimento do trabalho foi feita uma simulação dos parâmetros de qualidade como insumo que comprovou essa afirmação. Já no modelo REA, isso não é verdade. Ou seja, a inclusão de produtos negativos não equivale a inclusão de insumos. Nesse sentido, para que nenhuma premissa considerada do REA fosse desrespeitada, os parâmetros de qualidade foram considerados como insumos em todas as simulações.

4.4.1. INTERVALOS DE CLASSIFICAÇÃO DO REA

Os resultados obtidos para o REA com e sem limites aos pesos para a análise de intervalo de classificação estão mostrados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4: Melhores e piores colocações das distribuidoras no conjunto

Distribuidoras	Intervalo				Distribuidoras	Intervalo			
	Sem pesos Me- lhor	Pior	Com pesos Me- lhor	Pior		Sem pesos Me- lhor	Pior	Com pesos Me- lhor	Pior
CJE	1	55	1	8	BRAGANTINA	1	44	18	33
CSPE	1	48	1	39	CELG	8	59	20	42
CELTINS	1	60	1	39	CEMIG	5	44	32	38
RGE	1	47	1	8	CHESP	3	57	30	49
COELCE	1	27	1	14	CNEE	3	52	20	43
CPFLPIRATININGA	1	53	1	25	CFLO	3	57	21	41
UHENPAL	1	59	5	37	ENERSUL	2	57	34	49
MUXFELDT	1	57	3	24	SULGIPE	3	61	25	49
COELBA	2	52	2	20	COPEL	8	40	25	36
CPFL PAULISTA	1	47	3	17	COOPERALIANÇA	2	55	31	42
ELEKTRO	3	37	3	12	CELESC	5	46	28	43
ELETROPAULO	1	60	3	29	ESSE	10	51	31	42

Distribuidoras	Intervalo				Distribuidoras	Intervalo			
	Sem pesos		Com pesos			Sem pesos		Com pesos	
	Me-lhor	Pior	Me-lhor	Pior		Me-lhor	Pior	Me-lhor	Pior
COSERN	1	50	2	15	CEPISA	14	61	38	52
CLFM	1	54	5	16	DEMEI	12	61	33	49
CPEE	2	54	5	20	COCEL	4	59	36	46
CEMAR	3	50	5	28	CELPA	17	59	40	50
CELPE	4	54	5	23	IENERGIA	29	61	41	48
EMG	1	49	8	30	CEB	1	61	38	52
AES SUL	3	56	6	21	ENF	10	58	40	52
BANDEIRANTES	6	60	9	39	HIDROPAN	4	57	45	53
EPB	7	53	8	32	ELETROACRE	22	61	47	53
SANTA MARIA	1	54	11	30	ELETROCAR	29	56	46	52
JOAO CESA	14	61	INF	INF	CERON	24	60	46	53
LIGHT	1	61	11	40	EFLUL	13	61	INF	INF
CLFSC	1	42	14	24	CEAL	22	61	INF	INF
CEMAT	2	57	10	43	FORCEL	4	61	INF	INF
CAIUA	3	49	14	31	DME-PC	1	58	INF	INF
EBO	9	59	15	36	CEEE	6	59	INF	INF
ESCELSA	7	56	18	32	AME	44	61	INF	INF
AMPLA	8	60	19	45	BOA VISTA	25	61	INF	INF
EDEVP	2	54	17	33	-	-	-	-	-

Nota-se que para 8 das 61 distribuidoras o resultado aparece como “INF”, ou seja, *infeasible*, sendo elas: João Cesa, EFLUL, CEAL, FORCEL, DME-PC, CEEE, AME e Boa Vista. Como para as simulações do REA sem as restrições de peso, o modelo encontrou solução ótima para todas as distribuidoras, conclui-se que a ausência de solução para essas 8 distribuidoras poderia ser atribuída a uma ou mais restrições aos pesos que não estão sendo satisfeita. Várias simulações foram realizadas para detectar qual ou quais restrições de limites aos pesos estavam levando o modelo de otimização a essa condição. Verificou-se que a não existência de solução ótima era devido à duas restrições que limitam a razão máxima entre os pesos das variáveis número de consumidores e OPEX e Perdas não Técnicas e OPEX. São elas:

- Consumidores X Insumo ($\frac{v_{cons}}{u} \leq 145$) e
- Perdas NT X Insumo ($\frac{v_p}{u} \leq 150$).

Essa condição já pode ser vista como um primeiro indício de que essas duas restrições não estão bem calibradas ao modelo de análise de eficiência. Como a metodologia de cálculo desses limites não foi divulgada, tentar estabelecer um relaxamento nessas duas restrições seria um procedimento similar ao que a ANEEL propôs, ou seja, sem embasamento matemático. Neste trabalho, para maior simplicidade, optou-se pela retirada desses limites aos pesos do estudo de

caso. Uma alternativa para trabalhos futuros seria estabelecer metodologias e critérios para calcular esses limites aos pesos.

Retirados esses dois limites aos pesos, metodologicamente, incompatíveis com a análise, os resultados da metodologia REA foram recalculados. Os novos intervalos de classificação são apresentados na Tabela 4-5 e a diferença entre os intervalos com todas as restrições e sem as restrições incompatíveis são mostrados pelo gráfico da Figura 4.5.

Na Tabela 4-5 as melhores e piores colocações que podem ser atingidas por todas as distribuidoras sem as restrições de superioridade incompatíveis, descritas pela Tabela 2-1. Agora o modelo encontra soluções ótimas para todos os casos e as eficiências melhoram um pouco já que o espaço solução é menos restrito. A maior melhora em termos de eficiências absolutas do DEA foi de 10% para a CHESP, mas no geral não houve mudança nas eficiências.

Tabela 4-5: Intervalo de classificação sem restrições incompatíveis

Distribuidoras	Intervalo		Distribuidoras	Intervalo	
	Melhor	Pior		Melhor	Pior
CJE	1	8	BRAGANTINA	8	36
CSPE	1	45	CELG	20	44
CELTINS	1	44	CEMIG	21	39
RGE	1	40	CHESP	9	51
COELCE	1	23	CNEE	9	43
CPFL PIRATINGA	1	26	CFLO	9	42
UHENPAL	2	39	ENERSUL	33	56
MUXFELDT	2	24	SULGIPE	23	49
COELBA	2	28	COPEL	24	38
CPFL PAULISTA	3	38	COOPERALIANÇA	30	42
ELEKTRO	3	25	CELESC	26	45
ELETROPAULO	3	33	ESSE	21	42
COSERN	2	27	CEPISA	29	56
CLFM	2	17	DEMEI	14	51
CPEE	2	24	COCEL	14	48
CEMAR	5	29	CELPA	36	51
CELPE	4	36	IENERGIA	41	54
EMG	2	30	CEB	38	55
AES SUL	6	46	ENF	13	52
BANDEIRANTES	9	53	HIDROPAN	17	54
EPB	8	38	ELETROACRE	44	56
SANTA MARIA	11	44	ELETROCAR	42	53
JOAO CESA	21	60	CERON	46	60
LIGHT	11	55	EFLUL	20	60
CLFSC	4	24	CEAL	45	57

Distribuidoras	Intervalo		Distribuidoras	Intervalo	
	Melhor	Pior		Melhor	Pior
CEMAT	10	54	FORCEL	20	59
CAIUA	6	35	DME-PC	19	56
EBO	11	36	CEEE	51	59
ESCELSA	18	49	AME	57	61
AMPLA	16	56	BOA VISTA	58	61
EDEVP	8	34	-	-	-

Quanto aos intervalos de classificação, esses modificaram um pouco como pode ser observado pela Figura 4.5, mas os resultados não impedem a análise quanto aos impactos dos limites aos pesos nos resultados do conjunto de distribuidoras. Na Figura 4.5 em azul claro estão os intervalos de classificação das distribuidoras adotando todas as restrições especificadas pela ANEEL e em azul médio estão representados os intervalos de classificação sem as duas restrições incompatíveis ao modelo que acarretaram em soluções fora da região de viabilidade. Para as distribuidoras que deram resultados *infeasible* foram adotados intervalos de classificação máximos, ou seja, variando nas posições de 1 à 61, de forma a destacar as distribuidoras que não se adequaram a região de solução do REA.

A CJE foi a única distribuidora que não mudou seu intervalo de classificação com a retirada dessas duas restrições, mostrando certa independência quanto aos limites estabelecidos pelas restrições incompatíveis. Todas as demais distribuidoras sofrem influências grandes ou pequenas de pelo menos uma dessas restrições, provando que a desconsideração dessas duas restrições incompatíveis fez diferença nos resultados da análise de homogeneidade, porém isso não prejudica o estudo mediante ao número de restrições aos pesos que ainda restaram.

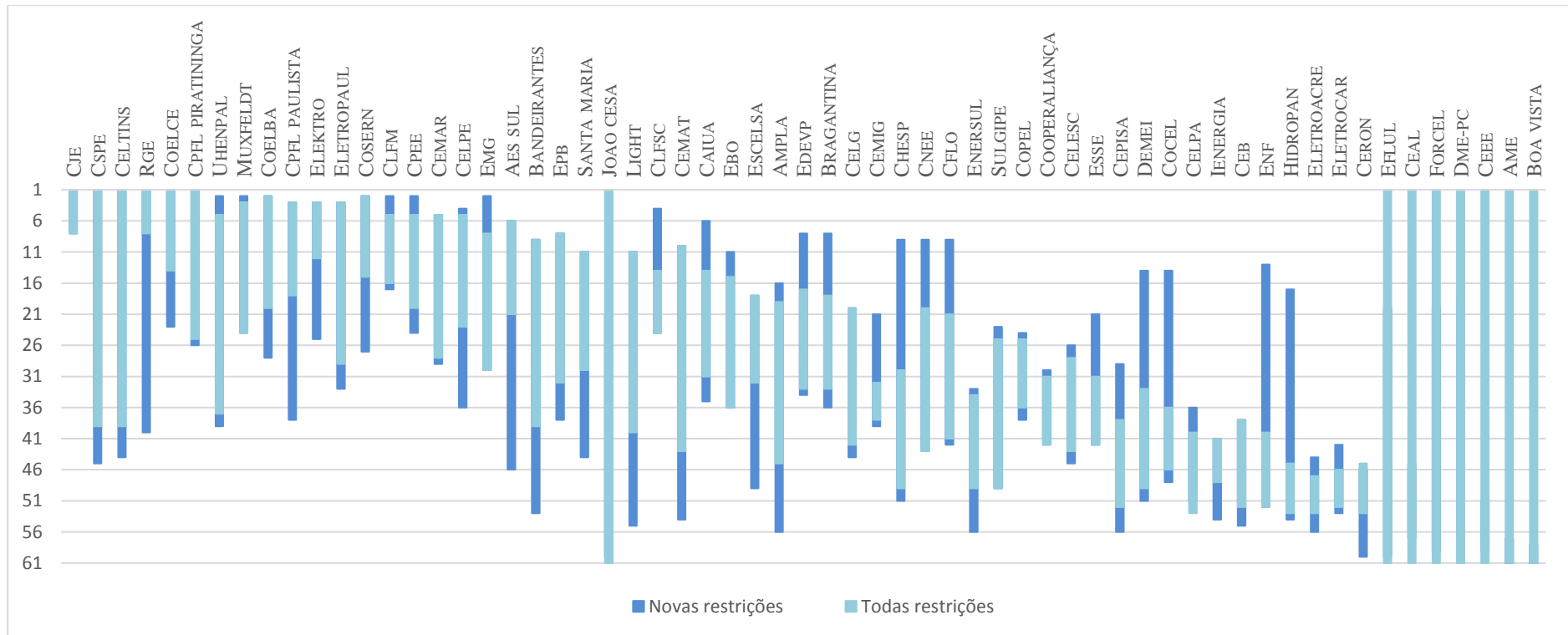


Figura 4.5: Intervalos de Classificação com todas as restrições e sem restrições incompatíveis

Nota-se que os intervalos de classificação, apesar de ainda bem acentuados para algumas distribuidoras, diminuíram consideravelmente com a inclusão dos limites aos pesos, demonstrando a variação que os mesmos provocam no modelo. Grandes intervalos de classificação caracterizam a presença de *outliers* ao conjunto, portanto a inclusão de limites aos pesos pode ser vista como uma tentativa de homogeneização da amostra dessas distribuidoras. Como no modelo brasileiro os limites aos pesos não são definidos de maneira criteriosa, não se pode afirmar que os resultados obtidos são menos heterogêneos e coerentes com a realidade.

Ainda na Figura 4.6 pode-se notar que CSPE, CELTINS e RGE, apesar de serem *benchmarking* pelo DEA, possuem um intervalo de classificação considerável. Devido a heterogeneidade do conjunto esse tipo de comportamento é bem frequente ao longo de todo o gráfico. Isso quer dizer que a adoção do modelo DEA vigente, considerando que os demais limites aos pesos possam ser válidos, ainda não está aderente ao caso brasileiro devido a diversidade das distribuidoras. Lembrando que uma das premissas do DEA é a homogeneidade das DMU's, nota-se que a forma como a ANEEL tratou a questão não parece ser coerente e demanda uma avaliação melhor em trabalhos futuros. Ou seja, há necessidade de novos levantamentos das características geográficas, demográficas e econômicas da região e desenvolvimento de uma nova forma de definição das DMU's. No 3CRTP houve a divisão em dois grupos de concessionárias, as de pequeno e grande porte, porém para que se atingisse um valor de homogeneidade pertinente neste tipo de análise essa divisão teria que ser melhor estruturada, inclusive adotando subdivisões intra-distribuidoras, como já sugerido em (XAVIER, 2015).

Vale salientar que a CJE conseguiu obter um intervalo bem estreito variando em apenas 7 posições sua colocação para todos os conjuntos de pesos, o que em uma amostra de 61 distribuidoras é uma variação pequena. A CLFM, apesar de não estar entre as empresas *benchmarking* também apresentou um bom desempenho variando 15 posições e assumindo a segunda colocação para o conjunto de pesos mais favorável a ela. As distribuidoras CERON, CEEE, AME e Boa Vista também apresentaram um intervalo de classificação estreito, porém estão entre as piores colocações da análise, o que reforça a ineficiência dessas distribuidoras na análise conduzida pela ANEEL.

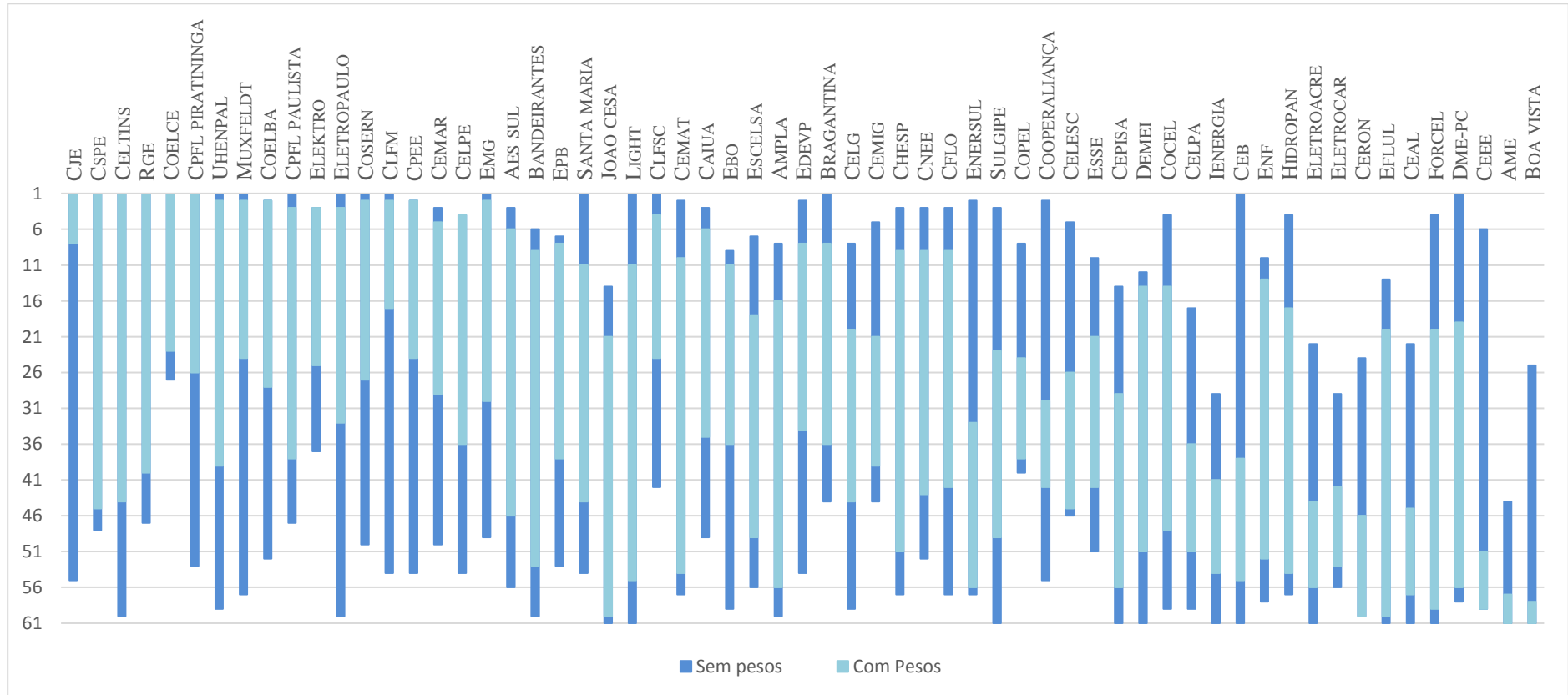


Figura 4.6: Intervalo de Classificação com e sem os limite aos pesos compatíveis

Adotados os novos limites aos pesos para as distribuidoras, sem as duas restrições incompatíveis, é necessário, ainda, verificar o quanto essas restrições influenciam no intervalo de classificação quando comparados a análise sem limites aos pesos. Esses resultados foram plotados no gráfico mostrado pela Figura 4.6. Nessa figura em azul médio estão representados os intervalos de classificação sem limites aos pesos e em azul claro estão representados os intervalos de classificação com os limites aos pesos compatíveis.

Um último aspecto a ser avaliado quanto aos intervalos de classificação foi o impacto da colocação das distribuidoras quando considerada cada uma das restrições aos pesos definidas pela ANEEL. Os resultados obtidos por essa análise foram inseridos nos gráficos das Figura 4.7 e Figura 4.8 .

Tanto na Figura 4.7, quanto na Figura 4.8 as restrições que foram consideradas nas análises foram definidas no gráfico por meio de cores. Onde a série ‘●’ representa a restrição de km de Rede de distribuição por Opex, ‘●’ representa a restrição km de Rede subterrânea por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição km de Rede de alta tensão por km de Rede de distribuição, ‘●’ representa a restrição número de Consumidores por Opex, ‘●’ representa a restrição de MWh por Opex, ‘●’ representa a restrição de Perdas não técnicas por Opex, ‘●’ representa a restrição de Consumidor hora interrompido por Opex e ‘●’ representa a eficiência se considerar restrições.

Na Figura 4.7, onde estão representados os resultados de melhores colocações, os resultados de João Cesa deram fora da região de solução para a restrição de Perdas não técnicas por opex e por isso a colocação definida como a mínima para esta distribuidora foi definida como 61. As distribuidoras CEMAT, Cooperaliança, COCEL e CEEE foram os destaques quanto a perda de colocações. A CEMAT desceu 27 posições quando considera a restrição de km Rede de alta tensão por km de Rede de distribuição, a Cooperaliança desceu 25 posições quando considerada a restrição consumidor hora interrompido por opex, a CEEE também desceu 25 posições quando considerada a restrição de km de Rede de subterrânea por km de Rede de distribuição e a COCEL desceu 21 colocações quando considerada as restrições de Perdas não técnicas por opex. De forma geral podemos notar que as colocações dessas quatro distribuidoras foram afetadas por restrições de pesos diferentes, mostrando a importância da consideração de um bom número de variáveis de entrada no modelo e também do uso de aspectos de qualidade.

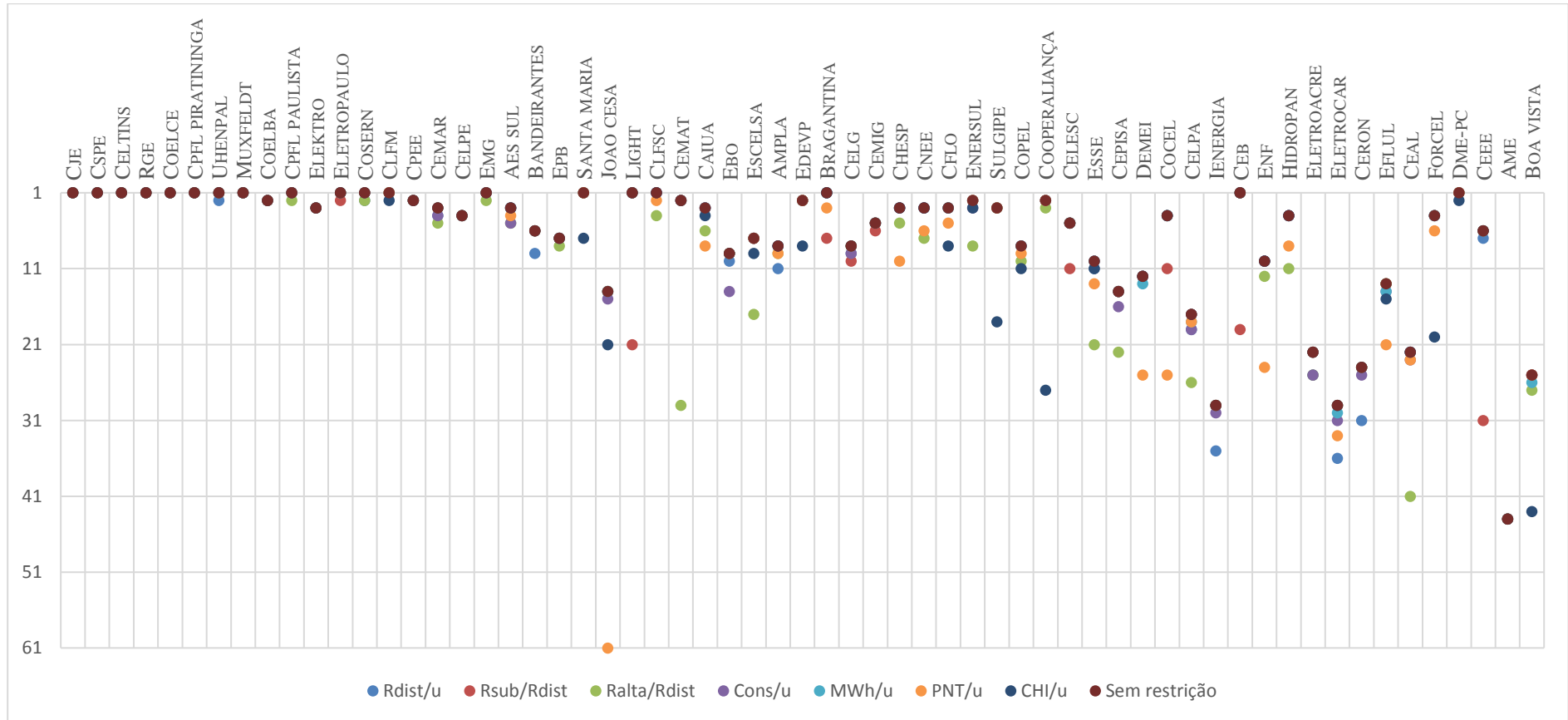


Figura 4.7: Melhor Colocação das distribuidoras para consideração de cada restrição de pesos

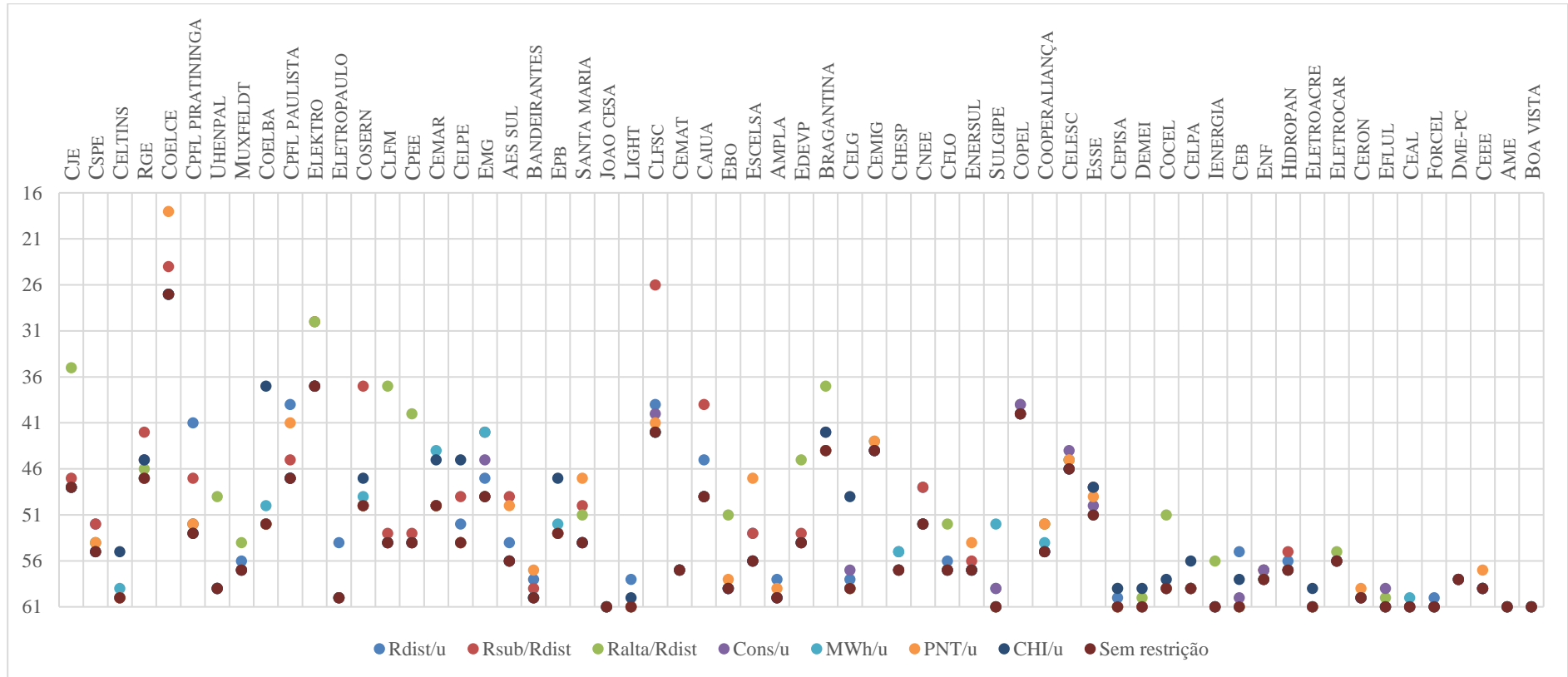


Figura 4.8: Pior Colocação das distribuidoras para consideração de cada restrição de pesos

Na Figura 4.8 as variações em termos de colocações foram menores, como destaque tiveram a COELBA, COSERN e CLFSC. Onde a COELBA subiu 15 colocações quando considerada a restrição de Consumidor hora interrompido por opex, a COSERN subiu 17 posições quando considerada a restrição de km de Rede de alta tensão por km de Rede de distribuição e a CLFCS subiu 16 posições quando considerada a restrição de km de Rede subterrânea por km de Rede distribuída. Nesta figura as distribuidoras também foram afetadas por restrições diferentes, reafirmando a necessidade de consideração de um número razoável de variáveis no modelo e de aspectos de qualidade também.

4.4.2. DOMINÂNCIA ENTRE DISTRIBUIDORAS NO REA

A dominância entre as distribuidoras é um segundo parâmetro de análise da metodologia REA e esta perspectiva é interessante devido a comparação aos pares utilizada na determinação da dominância. Esta comparação aos pares permite que sejam estabelecidas relações de domínio entre distribuidoras que não estão na fronteira de eficiência do modelo, dando uma melhor compreensão do comportamento da distribuidora no conjunto e não somente com relação as distribuidoras *benchmarking*.

Devido a inexistência de solução ótima para algumas distribuidoras, mais uma vez, foram desconsiderados da análise o limite máximo para as relações Consumidores e Insumo e Perdas NT e Insumo, além da adoção dos retornos constates de escala necessária em todo o modelo REA. Assim, considerando que os limites aos pesos restantes são aderentes ao conjunto de dados para análise da eficiência das distribuidoras, o número de distribuidoras que dominam cada DMU com e sem limites aos pesos podem ser observados na Tabela 4-6.

Tabela 4-6: Número de DMUs que dominam cada distribuidora com e sem limite aos pesos

Distribuidoras	Nº de DMUs que a domina		Distribuidoras	Nº de DMUs que a domina	
	Sem Pesos	Com Pesos		Sem Pesos	Com Pesos
CJE	-	-	BRAGANTINA	-	15
CSPE	-	-	CELG	-	17
CELTINS	-	-	CEMIG	-	16
RGE	-	-	CHESP	1	29
COELCE	-	-	CNEE	-	18
CPFL PIRATININGA	-	-	CfLO	1	18
UHENPAL	-	3	ENERSUL	-	30
MUXFELDT	-	-	SULGIPE	-	24
COELBA	-	1	COPEL	1	20
CPFL PAULISTA	-	1	COOPERALIANÇA	-	25

Distribuidoras	Nº de DMUs que a domina		Distribuidoras	Nº de DMUs que a domina	
	Sem Pesos	Com Pesos		Sem Pesos	Com Pesos
ELEKTRO	-	1	CELESC	-	24
ELETROPAULO	-	1	ESSE	1	24
COSERN	-	1	CEPISA	6	35
CLFM	-	3	DEMEI	11	32
CPEE	1	2	COCEL	-	34
CEMAR	-	3	CELPA	6	39
CELPE	1	3	IENERGIA	9	37
EMG	-	5	CEB	-	37
AES SUL	-	3	ENF	4	39
BANDEIRANTES	1	7	HIDROPAN	2	44
EPB	2	6	ELETROACRE	10	45
SANTA MARIA	-	7	ELETROCAR	8	45
JOAO CESA	12	19	CERON	11	45
LIGHT	-	9	EFLUL	10	50
CLFSC	-	7	CEAL	13	54
CEMAT	-	7	FORCEL	3	50
CAIUA	-	11	DME-PC	-	49
EBO	1	9	CEEE	-	53
ESCELSA	1	11	AME	26	53
AMPLA	1	12	BOA VISTA	13	20
EDEVF	-	13	-	-	-

Como explicado anteriormente, se a DMU é *benchmarking* do conjunto ela não pode ser dominada por nenhuma distribuidora, pois ela já ocupa a melhor eficiência para algum conjunto de pesos. Desta forma, os domínios entre distribuidoras são menores sem os limites de pesos, visto que para essa condição muitas DMUs ocupam a fronteira de eficiência.

Na Figura 4.9 são representados de forma visual a quantidade de DMUs dominantes no conjunto, visualizando melhor os resultados obtidos. Em azul médio estão representados o número de distribuidoras que dominam cada DMU sem limite aos pesos e em azul claro estão representados o número de distribuidoras que dominam cada DMU com limite aos pesos e em preto estão representados como esses domínios deveriam se comportar em uma amostra perfeita. Mais uma vez os resultados do REA mostram o quanto o DEA sozinho não é suficiente para a análise de eficiência.

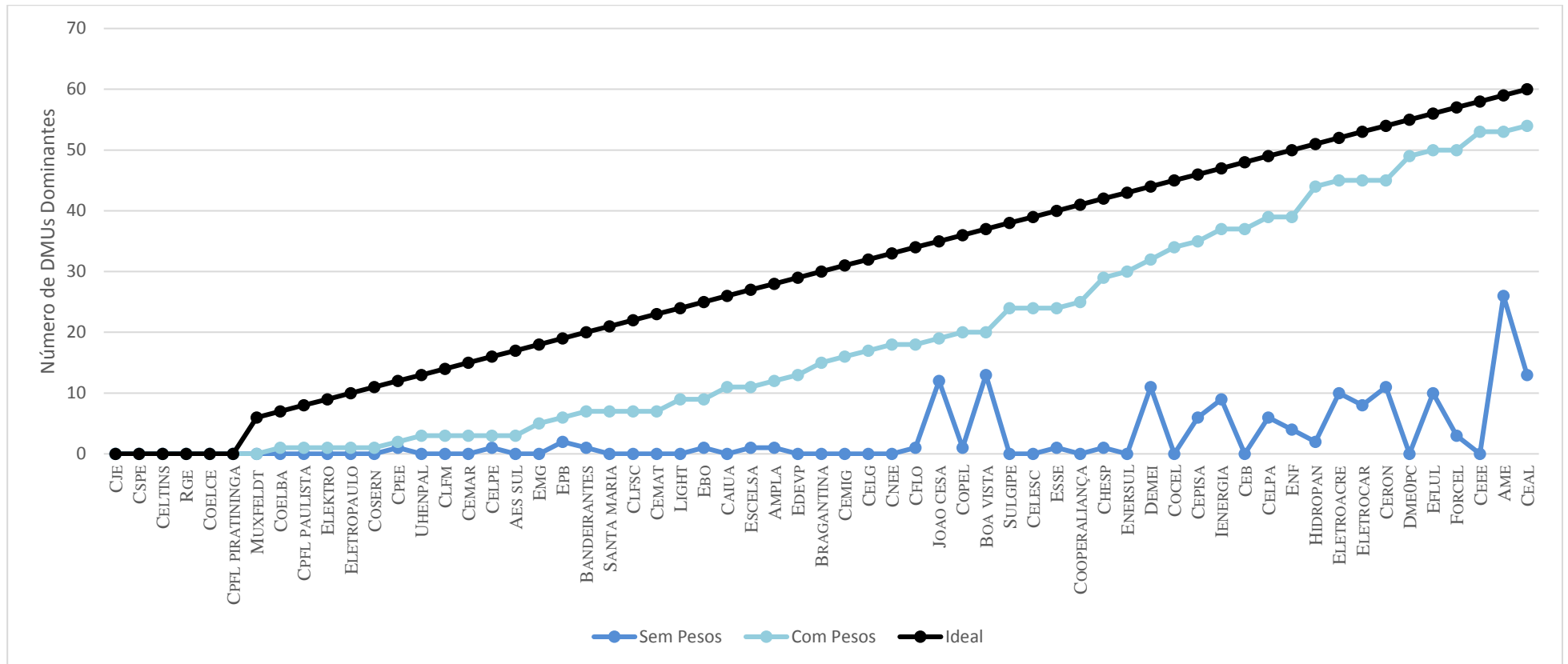


Figura 4.9: Número de DMUS dominantes com e sem limite aos pesos

Para o caso de uma amostra perfeita onde o conjunto é indiscutivelmente homogêneo, as distribuidoras que não ocupam a fronteira de eficiência pelo modelo DEA deveriam ser dominadas por todas as distribuidoras *benchmarking* na análise, algo difícil de se representar em casos reais.

Observando a Tabela 4-6 vê-se que o número de DMUs dominantes aumenta conforme as eficiências das distribuidoras diminuem, porém, a Boa vista é dominada por 20 distribuidoras o que para o seu desempenho no conjunto é um domínio baixo. Isto quer dizer que apesar de seu desempenho não ser bom somente essas 20 outras distribuidoras conseguem ter um desempenho sempre superior ao seu, as demais para alguns conjuntos de pesos possuem um desempenho igual ou inferior ao desta distribuidora, reforçando a ideia de incomparabilidade desta distribuidora com as demais.

A MUXFELDT, por exemplo, para o DEA CRS não ocupa a fronteira de eficiência, mas nenhuma distribuidora consegue superar seu desempenho de eficiência em nenhum conjunto de pesos que obedeça a todas as restrições deste problema, permitindo dizer que de certa forma essa empresa é eficiente para o modelo CRS também.

Distribuidoras como a Coelba, CPFL Paulista, Elektro, Eletropaulo e COSERN, apesar de não pertencerem a fronteira de eficiência só possuem uma distribuidora que consegue superar seus desempenhos para todos os conjuntos de pesos possíveis. Isso mostra que seus desempenhos estão adequados para os parâmetros do conjunto, pois existem distribuidoras *benchmarking* que não conseguem superá-las.

Assim, apesar da dominância não oferecer um valor que classifique as distribuidoras ela apresenta visualmente o comportamento da distribuidora dentro do conjunto, pois mesmo que algumas distribuidoras não alcancem a fronteira de eficiência ou níveis de eficiência de destaque podem existir poucas distribuidoras que a dominem efetivamente, para todos os conjuntos de pesos que obedecem às restrições impostas pelos modelos. No ANEXO I podem ser encontradas a descrição das DMUs que dominaram cada distribuidora.

4.4.3. EFICIÊNCIAS RELATIVAS DAS DISTRIBUIDORAS

O último parâmetro de análise do REA são suas eficiências relativas, essas eficiências oferecem uma noção quantitativa dos desempenhos extremos das distribuidoras, dando uma representação numérica de eficiência sobre diferentes abordagens. Neste aspecto os limites aos pesos mostram sua função e restringem os valores extremos que as eficiências podem atingir, quando se dá liberdade total ao conjunto. Em um conjunto heterogêneo, como é o conjunto das

distribuidoras brasileiras, essa diferença tem que ser suficientemente discrepantes para mostrar que os limites aos pesos tiveram impacto nos resultados finais. É claro que devido a heterogeneidade, se os pesos forem muito restritos, pode-se inviabilizar a solução do modelo. Considerando os limites aos pesos compatíveis com o modelo REA, as quatro eficiências relativas geradas com e sem limite aos pesos, pelo REA, vêm representadas pela Tabela 4-7.

Tabela 4-7: Eficiências relativas das distribuidoras

Distribuidoras	Eficiência Relativas							
	Sem pesos				Com pesos			
	$\underline{D}_{p\bar{k}}$	$\overline{D}_{p\bar{k}}$	\underline{D}_{pk}	\overline{D}_{pk}	$\underline{D}_{p\bar{k}}$	$\overline{D}_{p\bar{k}}$	\underline{D}_{pk}	\overline{D}_{pk}
CJE	0	1,171	3,369	18,353	0,705	1,833	4,23	4,44
CSPE	0	1,39	2,601	3326,014	0,291	1,128	2,906	3,383
CELTINS	0	1,706	1,088	1852,419	0	1,255	2,274	138,92
RGE	0	1,197	3,478	2349,657	0	1,128	4,324	22,246
COELCE	0	1,429	2,704	159800,5	0	1,273	5,159	386,555
CPFL PIRATININGA	0	1,373	3,722	162061,6	0	1,074	4,529	116,961
UHENPAL	0	1,143	1,337	87,659	0,555	0,948	2,51	3,144
MUXFELDT	0	1,205	3,644	81,48	0,366	0,997	4,432	4,871
COELBA	0	0,987	1,86	32306,98	0	0,963	4,229	62,244
CPFL PAULISTA	0	1,129	3,803	25534,56	0	0,949	4,423	29,515
ELEKTRO	0	0,947	3,337	43742,41	0	0,942	4,166	162,325
ELETROPAUL	0	1,151	1,366	357269	0	0,927	4,277	39,88
COSERN	0	1,02	2,522	410,172	0	0,921	4,563	85,863
CLFM	0	4,64	3,013	62,189	0,585	0,907	3,78	4,165
CPEE	0	0,9	2,668	15,404	0,597	0,883	3,389	3,6
CEMAR	0	0,888	1,64	14644,09	0	0,874	3,681	57,352
CELPE	0	0,876	2,094	2334,013	0	0,86	4,105	31,118
EMG	0	1,255	1,813	189,466	0,582	0,887	3,345	3,553
AES SUL	0	0,897	2,971	99,569	0	0,835	3,592	13,319
BANDEIRANTES	0	0,869	1,956	4647,473	0	0,831	3,312	7,011
EPB	0	0,826	1,561	11008,59	0	0,822	3,375	30,473
SANTA MARIA	0	3,545	2,426	33,448	0	0,802	2,896	20,245
JOAO CESA	0	0,271	0,661	7,776	0,103	0,265	1,192	1,226
LIGHT	0	1,788	0,867	386596,7	0	0,781	3,114	6,801
CLFSC	0	1,054	2,507	185,595	0,513	0,825	3,483	3,586
CEMAT	0	0,96	1,512	179,651	0	0,782	2,102	7,565
CAIUA	0	0,822	2,766	54,998	0,401	0,758	3,304	3,334
EBO	0	0,77	1,819	55,575	0	0,728	3,775	55,575
ESCELSA	0	0,846	2,374	457,106	0	0,72	3,25	10,554
AMPLA	0	0,792	1,205	9050,347	0	0,711	2,956	6,323
EDEVP	0	0,987	2,481	4,836	0,429	0,716	3,094	3,402
BRAGANTINA	0	2,987	2,363	31793,51	0,431	0,708	2,948	3,299

Distribuidoras	Eficiência Relativas							
	Sem pesos				Com pesos			
	$\underline{D}_{p\bar{k}}$	$\overline{D}_{p\bar{k}}$	\underline{D}_{pk}	\overline{D}_{pk}	$\underline{D}_{p\bar{k}}$	$\overline{D}_{p\bar{k}}$	\underline{D}_{pk}	\overline{D}_{pk}
CELG	0	0,7	1,4	25012,9	0	0,69	2,36	21,258
CEMIG	0	0,77	1,773	40194,3	0	0,695	2,856	22,901
CHESP	0	0,844	1,199	68,353	0,425	0,738	2,037	2,662
CNEE	0	0,84	2,551	76,807	0,34	0,695	3,052	3,243
CFLO	0	0,778	2,474	232,249	0,351	0,691	3,069	3,304
ENERSUL	0	0,996	1,436	96,907	0	0,667	2,088	6,874
SULGIPE	0	0,776	0,961	372,816	0	0,646	2,659	31,931
COPEL	0	0,706	2,263	37342,14	0	0,649	2,786	50,468
COOPERALIANÇA	0	0,871	2,137	4,142	0	0,62	2,858	20,756
CELESC	0	0,72	2,144	128501,3	0	0,636	2,495	46,892
ESSE	0	0,645	1,699	1935,504	0	0,602	2,97	36,24
CEPISA	0	0,607	0,97	104,587	0	0,595	2,071	7,112
DEMEI	0	0,599	0,293	15,805	0,219	0,589	2,499	2,899
COCEL	0	0,582	1,423	1061,696	0,36	0,579	2,36	2,607
CELPA	0	0,594	1,17	116,275	0	0,564	2,292	11,246
IENERGIA	0	0,55	0	45,439	0	0,532	2,031	10,132
CEB	0	1,54	0,977	655140,8	0	0,54	2,215	21,489
ENF	0	0,636	1,664	7,577	0,237	0,609	2,597	3,026
HIDROPAN	0	0,648	1,994	61,059	0,23	0,526	2,266	2,4
ELETROACRE	0	0,523	0,591	62,844	0	0,521	1,674	11,052
ELETROCAR	0	0,492	1,532	47,819	0	0,492	1,986	19,567
CERON	0	0,54	1,246	36,812	0	0,525	1,525	2,827
EFLUL	0	0,432	0,797	19,746	0,184	0,417	1,114	1,344
CEAL	0	0,501	0,959	77,262	0	0,443	1,946	5,315
FORCEL	0	0,458	0,129	1,589	0,067	0,34	1,432	1,566
DME-PC	0,05	18,812	1,644	30276,15	0,17	0,434	1,876	1,983
CEEE	0	0,444	1,391	21783,48	0	0,423	1,821	4,668
AME	0	0,368	0,148	10,4	0	0,349	0,354	1,793
BOA VISTA	0	0,245	0,762	23,038	0	0,236	0,767	5,141

Observando a Tabela 4-7 a primeira eficiência a ser representada é $\underline{D}_{p\bar{k}}$ (eficiência mínima da DMU p quando a eficiência das demais DMUs é maximizada), ao se propor essa análise deseja obter a menor eficiência possível da distribuidora alcançar. Simplificadamente, o objetivo do problema de otimização é atingir o zero, pois o desejo é atingir a eficiência mínima para a distribuidora. Na Tabela 4-7 observa que sem o limite aos pesos a eficiência da DME-PC não atinge o zero, isto mostra que a distribuidora é a única limitada inferiormente pelo comportamento do conjunto. Quando os limites aos pesos inferiores são inseridos algumas outras distribuidoras não conseguem atingir zero, mostrando que os limites de pesos inferiores

estão realmente restringindo as relações na amostra. Caso os valores não estivessem dando maiores que zero para algumas distribuidoras a atuação desses limites estaria sendo desprezível, ou seja, eles não influenciam os resultados do modelo de otimização.

A segunda eficiência a ser tratada na Tabela 4-7 é a $\bar{D}_{p\bar{k}}$ (eficiência máxima da DMU p quando a eficiência das demais DMUs é também maximizada), representando o conceito de supereficiência. Quando a DMU não é *benchmarking* essa eficiência é equivalente a obtida pelo DEA CRS com e sem limite aos pesos. A grande importância da supereficiência está na comparação que ela realiza entre as DMUs *benchmarking* do conjunto, nesta eficiência as DMUs de eficiência 100% são comparadas entre si e classificadas quanto a superioridade da eficiência de cada uma sobre as demais, para sua situação mais favorável.

Observando o $\bar{D}_{p\bar{k}}$ com restrições de pesos, notamos que a CJE é a distribuidora que apresenta a melhor supereficiência com 1,833, seguida da COELCE, CELTINS, CSPE empatada com a RGE e por último CPFL Piratininga. Assim, de forma bruta a distribuidora *benchmarking* do conjunto seria a CJE. Este tipo de análise é importante para a distribuidora que está na fronteira ter uma perspectiva do quão próximo de sair da fronteira ela está, no caso desta revisão a CJE é a que pode ficar mais segura. Outro ponto importante é que essa medida permite que seja feita uma classificação entre as empresas eficientes.

A próxima eficiência na Tabela 4-7 é \underline{D}_{pk} (eficiência mínima da DMU p quando a eficiência das demais DMUs é minimizada), aqui obtém a mínima eficiência que cada distribuidora pode alcançar caso todas as eficiências das demais DMUs do conjunto sejam minimizadas. Nos resultados pode-se notar que a COELCE é a que apresenta melhor desempenho neste aspecto. Em outras palavras se todas tiverem vindo seu pior resultado a que estaria menos pior é a COELCE. Algumas distribuidoras que não se encontram na fronteira têm desempenho melhor que as *benchmarking* neste aspecto.

A última eficiência representada pela Tabela 4-7 é a \bar{D}_{pk} (eficiência máxima da DMU p quando a eficiência das demais DMUs é minimizada), esta retrata o comportamento de superioridade da distribuidora se o restante do conjunto for visto pelo pior ângulo. Quando não há limite de pesos essa atribuição fica bem mais livre, atingindo valores altos de superioridade. Já quando os limites aos pesos são atribuídos ao conjunto esta superioridade tende a reduzir, pois os pesos favoráveis a maximização da eficiência são restringidos pelos limites. Devido a característica deste conjunto o \bar{D}_{pk} tende a apresentar superioridades marcantes, porém é perceptível que o limite aos pesos suavizam esta liberdade entre as distribuidoras. Sem os limites aos pesos, essas

eficiências relativas resultaram em alguns valores superiores a 100.000 vezes o desempenho de outras distribuidoras, como destaque para a CEB, LIGHT e CELESC, com valores de eficiências relativas de 655.141, 386.597 e 128.501, respectivamente. Com os limites aos pesos os destaques dessas eficiências relativas resultaram em valores na ordem de 50 vezes. A EBO, COPEL e CELEC foram a que tiveram melhor desempenho, com eficiências relativas de 56, 50 e 47.

4.4.4. RESUMO DOS RESULTADOS

Com os resultados obtidos pelo estudo é possível afirmar que a metodologia consolidada pela ANEEL, que é a metodologia DEA NDRS com pesos, os números de distribuidoras *benchmarking* foram 8, como listadas na Figura 4.10. Mediante as adaptações, pela metodologia DEA CRS com pesos obteve-se um total de 6 distribuidoras como *benchmarking*, também observado na Figura 4.10.

No REA foi adotado como metas de eficiências todas as distribuidoras que não são dominadas. Por esse critério, sete distribuidoras podem ser consideradas como *benchmarking* do conjunto de 61 distribuidoras. Nota-se que o conjunto dessas 7 distribuidoras é formado pelas 6 *benchmarking* pela metodologia DEA CRS com pesos acrescida da distribuidora MUXFELDT, que apesar de não se encontrar na fronteira de eficiência possui um desempenho suficiente para que nenhuma distribuidoras a supere, em todos os conjuntos de pesos permitidos.

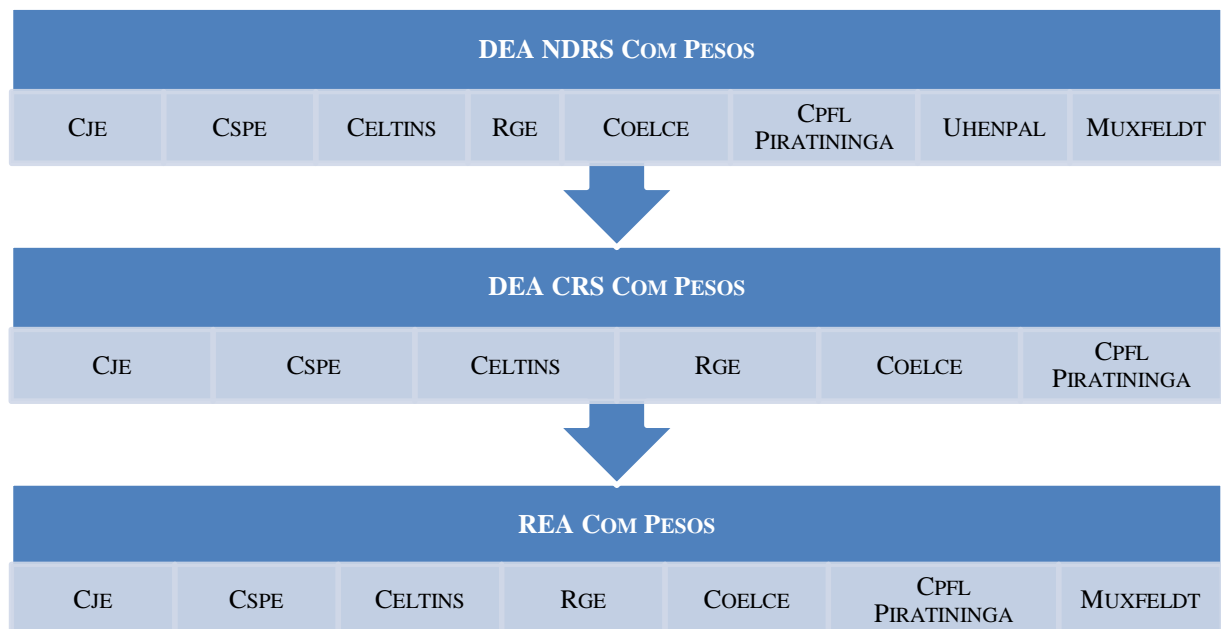


Figura 4.10: Distribuidoras *benchmarking* em cada metodologia

A Figura 4.11 destaca as distribuidoras que obtiveram os piores desempenhos em cada metodologia de análise de eficiência. Na metodologia adotada pela ANEEL, o DEA NDRS com pesos, 7 distribuidoras obtiveram eficiências inferiores a 50%. Já pela metodologia DEA CRS com pesos o número de distribuidoras que obtiveram eficiência inferiores a 50% foram 9 das 61 distribuidoras, desta forma a João Cesa e ELETROCAR entraram para o grupo das mais ineficientes.

Pela metodologia REA o critério para definição das distribuidoras mais ineficientes foi a quantidade de distribuidoras que às dominavam, de forma que as mais ineficientes foram especificadas pelas distribuidoras que eram dominadas por 45 ou mais outras distribuidoras. Sob este aspecto o conjunto de distribuidoras mais ineficientes é formado também por 9 distribuidoras. Pelo critério do REA três distribuidoras entraram como ineficientes pela metodologia DEA NDRS e duas pela metodologia DEA CRS. As distribuidoras ineficientes que entraram com relação ao DEA NDRS com pesos foram ELETROACRE, ELETROCAR e CERON. E a Boa Vista, ineficiente pelas duas metodologias do DEA, sai do conjunto de ineficientes, visto que somente 20 distribuidoras a dominam.

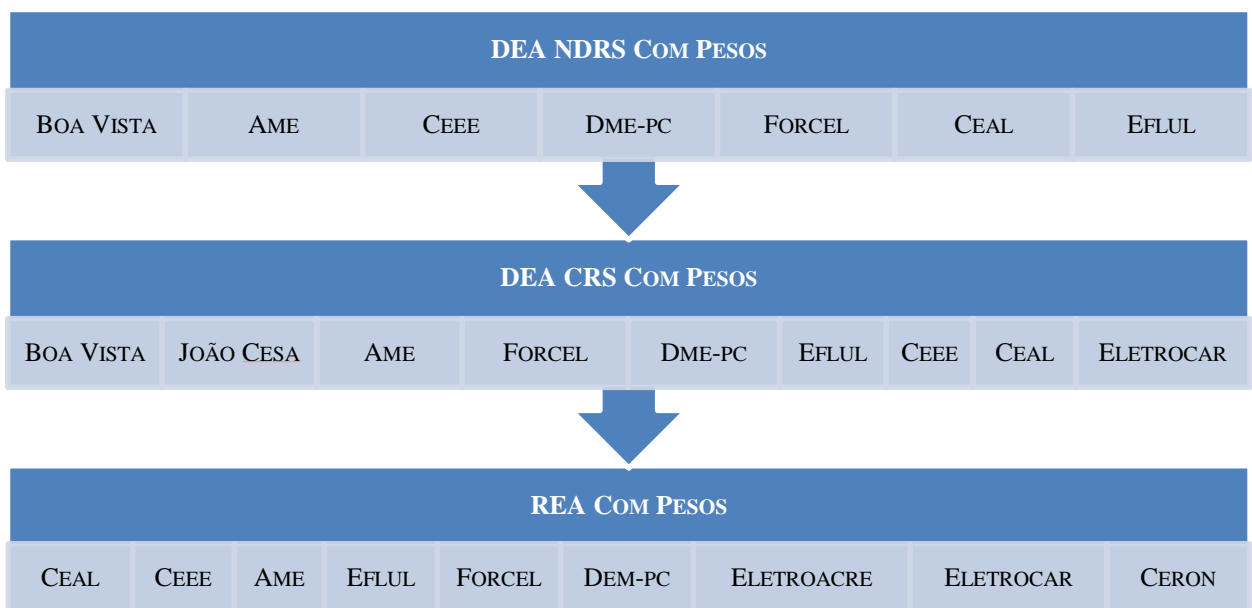


Figura 4.11: Distribuidoras ineficientes em cada metodologia

Observando os resultados obtidos pelas 3 metodologias, avaliadas neste trabalho, conclui-se que muitas distribuidoras estão obtendo desempenhos insatisfatórios, tanto pelo o critério de eficiências inferiores a 50%, quanto pelo número de domínios. Será que essas empresas são tão ineficientes mesmo? A conclusão que se chega é que isso é mais uma consequência da heterogeneidade das distribuidoras e da falta de embasamento nos critérios adotados pela ANEEL para aplicação do DEA e definição dos limites aos pesos.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

5.1. CONCLUSÃO GERAL

O conjunto de distribuidoras no Brasil é bastante complexo e heterogêneo devido a dimensão territorial do país. Diversos estudos vêm sendo desenvolvidos de forma a elaborar uma regulação mais consistente e justa para as concessionárias de distribuição. Do 3CRTP para o 4CRTP a inclusão dos limites aos pesos na análise foi uma tentativa de melhorar o desempenho do DEA, porém esses limites aos pesos necessitam de embasamento metodológico, pois seu dimensionamento é importante na análise.

Uma análise quanto a sensibilidade do modelo DEA NDRS aos diferentes limites de pesos foi realizada neste trabalho e este procedimento mostrou que o mau desempenho de alguma distribuidora é devido a somente uma restrição considerada no modelo, de forma que para que os resultados sejam confiáveis é necessário saber a origem desses limites.

Este trabalho fez uma análise do impacto da incorporação dos limites no modelo. Os resultados obtidos pela aplicação do REA, no modelo de análise de eficiência das distribuidoras do 4CRTP, comprovam, por meio de seus três parâmetros de análise, que a amostra se mantém ainda heterogênea. A metodologia REA, portanto, pode contribuir na análise de homogeneidade dos dados.

O problema da inclusão do limite aos pesos nesta revisão é que devido a heterogeneidade das distribuidoras a aplicação deles diretamente no conjunto de 61 distribuidoras foi pouco criteriosa. A aplicação desses limites ficaria melhor embasada se algum processo de agrupamento no conjunto de distribuidoras fosse realizado, não uma divisão em dois grupos como no 3CRTP, mas uma divisão em DMUs semelhantes para que limites mais condizentes pudessem ser aplicados.

O México, por exemplo, realizou um benchmarking interno, dividindo sua única distribuidora em 12 DMUs, claro que, como a regulação do país é recente, esta divisão interna não foi feita de maneira criteriosa, porém é uma ideia que pode ser aplicada no Brasil. A divisão das distribuidoras em conjuntos menores, pode gerar questionamentos quanto a complexidade que

o modelo assumiria, porém é complicado definir um modelo real de análise de um país como o Brasil sem que certa complexidade seja inserida ao seu modelo.

Além da maior homogeneidade do modelo, a divisão das distribuidoras em parcelas menores permitiria uma melhor alocação de recursos das distribuidoras nas áreas que afetam negativamente seus índices de eficiência. Em (XAVIER, 2015) é feita uma proposta de divisão das distribuidoras com base nas características elétricas das redes de distribuições que pode vir a ser uma contribuição metodológica para atingir a homogeneidade no conjunto de DMUs brasileiro.

Durante o processo de análise do REA, também, foi observado que dois limites de eficiência de superioridade tornavam os problemas do REA sem solução, não permitindo que uma comparação entre a distribuidoras fosse realizada com propriedade por esta metodologia. Isto prova que os critérios adotados pela ANEEL na definição desses limites aos pesos devem ser revisados, pois outros limites podem estar mal dimensionados, além dos detectados pelo REA.

O REA pode contribuir, também, na definição dos intervalos de confiança, realizados pela ANEEL nas revisões, com seus resultados de intervalo de classificação. Esses resultados mostram a variação de desempenho das distribuidoras dentro do conjunto repassando este comportamento para a melhor e pior colocação que a distribuidora pode alcançar. Estes intervalos de classificação, portanto, podem ser utilizados na definição das metas individuais das distribuidoras. Foram observadas, também, a influência de cada um dos limites aos pesos nos resultados finais de colocações e notou-se que os intervalos de classificação são influenciados pelos limites adicionadas ao modelo, por isso uma análise criteriosa desses limites deve ser realizada pelo regulador e os procedimentos adotados divulgados.

Cabe uma última observação quanto a retirada da avaliação de variáveis ambientais da metodologia do 4CRTP, apesar de não terem sido encontradas variáveis ambientais com influência estatística significativas nos resultados de eficiência. Um país com uma dimensão territorial do Brasil possui muitas características particulares em suas regiões que necessitam ser avaliadas. A grande quantidade de variáveis ambientais a serem consideradas é um agravante na incorporação das mesmas ao modelo. A utilização de variáveis compostas pode ser uma alternativa para a minimização da quantidade de variáveis a ser incorporada no modelo e a Noruega, por exemplo, já vem fazendo uso dessas variáveis em seu modelo de regulação.

5.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Mediante as discussões que sempre ocorrem entre e durante os ciclos tarifários, existem muitos trabalhos que podem ser desenvolvidos neste tema. Algumas propostas de trabalhos que a leitura desta dissertação pode dar é:

- Desenvolvimento de metodologias para definição dos limites aos pesos;
- Estudo da viabilidade de inclusão de retornos de escala na metodologia REA;
- Análise dos impactos que a inclusão de variáveis ambientais no modelo causaria;
- Estudo sobre metodologias para definição de variáveis compostas e os impactos da adoção dessas variáveis como variáveis ambientais ou produtos do modelo causaria nos resultados;
- Estudo de técnicas para partição das distribuidoras na análise das eficiências e verificação dos impactos que isto acarretaria;

BIBLIOGRAFIA

- ANJOS, M. C.; BORDIN, B.; MELLO, J. C. C. B. S. **Avaliação de empresas de distribuição de energia elétrica com Análise Envoltória de Dados**. Universidade Federal Fluminense. Niterói, p. 11. 2010.
- APPA, G. et al. **DEA in X-factor evaluation for the Brazilian Electricity Distribution Industry**. London: LSE, Dep. of Operational Research, 2010.
- ARCOS-VARGAS, A.; NÚÑEZ-HERNÁNDEZ, F.; VILLA-CARO, G. A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation. **Energy Policy**, v. 102, p. 583-592, 2017.
- BANKER, R. D.; CHANG, H. The super-efficiency procedure for outlier detection, not for ranking efficient units. **European Journal of Operational Research**, v. 175, n. 2, p. 1311-1320, Dezembro 2006.
- BANKER, R. D.; CHARNES, A.; COOPER, W. W. Some models for estimating technical scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis. **Management Science**, v. 30, n. 9, p. 1078-1092, Setembro 1984.
- BANKER, R. D.; NATARAJAN, R. Evaluating Contextual Variables Affecting Productivity using Data Envelopment Analysis. **Operations Research**, v. 56, n. 1, p. 48- 58, Dezembro 2007.
- BOGETOFT, P.; OTTO, L. **Benchmarking with DEA, SFA, and R**. Nova Iorque: Springer, 2010.
- BUDESCU, D. V. Dominance Analysis: a new approach to the problem of relative importance of predictors in multiple regression. **Psychological Bulletin**, v. 114, n. 3, p. 542-551, Novembro 1993.
- CAMBINI, C.; CROCE, A.; FUMAGALLI, E. Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy. **Energy Economics**, v. 45, p. 205-216, 2014.
- CAVES, D. W.; CHRISTENSEN, L. R.; DIEWERT, W. E. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output, and productivity. **Econometrica**, v. 50, n. 6, p. 1393-1414, Novembro 1982.
- CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision-making units. **European Journal of Operational Research**, v. 2, n. 6, p. 429-444, Novembro 1978.

- EFRON, B.; TIBSHIRANI, R. J. **An introduction to the bootstrap**. Boca Raton: CRC press/Chapman and Hall, v. 456 , 1994.
- FILIPPINIA, M.; HROVATINC, N.; ZORIC, J. Efficiency and regulation of the Slovenian electricity distribution companies. **Energy Policy**, v. 32, n. 3, p. 335-344, Fevereiro 2004.
- GAVGANI, S. S.; ZOHREHBANDIAN, M. A Cross-Efficiency Based Ranking Method for Finding the Most Efficient DMU. **Hindawi Publishing Corporation - Mathematical Problems in Engineering**, p. 6-12, Abril 2014.
- GUNN, C.; SHARP, B. Electricity distribution as an unsustainable natural monopoly: a potential outcome of New Zealand's regulatory regime. **Energy Economics**, v. 21, n. 4, p. 385-401, 1 Agosto 1999.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107-130, Setembro 2000.
- JAMASB, T.; POLLITT, M. Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain. **Energy Policy**, v. 35, n. 12, p. 6163–6187, Dezembro 2007.
- JAMASBA, T.; POLLITTB, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609-1622, dezembro 2003.
- KUOSMANEN, T.; SAASTAMOINEN, A.; SIPILÄINEN, T. International benchmarking of electricity distribution utilities. **Resource and Energy Economics**, v. 25, n. 4, p. 353-371, Outubro 2013.
- LEME, R. C. et al. Design of experiments applied to environmental variables analysis in electricity utilities efficiency: The Brazilian case. **Energy Economics**, v. 45, p. 111-119, Setembro 2014.
- MELLO, J. C. C. B. S. et al. **Curso de Análise Envoltória de Dados**. XXXVII SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Rio Grande do Sul: [s.n.]. Setembro 2005. p. 2521-2547.
- MESQUITA, R. B. **Regulação de custos de distribuição de energia elétrica: uma análise comparativa das abordagens de benchmarking utilizadas em países europeus e latino-americanos**. Universidade Federal de Minas Gerais, Tese de Doutorado. Belo Horizonte, p. 218. 2017.
- MULLARKEY, S. et al. A framework for establishing the technical efficiency of Electricity Distribution Counties (EDCs) using Data Envelopment Analysis. **Energy Conversion and Management**, v. 94, p. 112-123, 2015.

NT 192/2014-ANEEL. Nota Técnica nº 192/2014-SRE/ANEEL: Análise de eficiência dos custos operacionais das distribuidoras de energia elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Audiência Pública 023/2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 Fevereiro 2017.

NT 407/2014-ANEEL. Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL: Metodologia de Custos Operacionais. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Audiência Pública 023/2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 Fevereiro 2017.

NT 66/2015-ANEEL. Nota Técnica nº 66/2015 - SER/SGT/ANEEL: Metodologia de Custos Operacionais. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Audiência Pública 023/2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 Fevereiro 2017.

OFGEM. Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control. **Office of Gas and Electricity Markets**, 2017. Disponível em: <<http://www.ofgem.gov.uk>>. Acesso em: 10 Abril 2017.

PAHMA, A.; FENG, X.; LUBKEMAN, D. Performance Evaluation of Electric Distribution Utilities Based on Data Envelopment Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 3, p. 400-405, Agosto 2002.

PEREIRA, M. F. **Evolução da Fronteira Tecnológica Múltipla e da Produtividade Total dos Fatores do Setor Agropecuário Brasileiro de 1970 a 1996**. Universidade Federal de Santa Catarina, Tese de Doutorado. Florianópolis, p. 156. 1999.

PODINOVSKY, V. V. Production trade-offs and weight restrictions in data envelopment analysis. **Journal of the Operational Research Society**, v. 55, n. 12, p. 1311–1322, Dezembro 2004.

PRORET-ANEEL. PRORET - Submódulo 2.2: Custos operacionais. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Audiência pública 040/2010**, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 Fevereiro 2017.

PRORET-ANEEL. PRORET - Submódulo 2.2: Custos operacionais. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Audiência Pública 023/2014**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 Fevereiro 2017.

SADJADI, S. J. et al. An interactive robust data envelopment analysis model for determining alternative targets in Iranian electricity distribution companies. **Expert Systems with Applications**, v. 38, p. 5830-5839, 2011.

- SADJADI, S. J.; OMRANI, H. Data envelopment analysis with uncertain data: An application for Iranian electricity distribution companies. **Energy Policy**, v. 36, n. 11, p. 4247-4254, Novembro 2008.
- SALES, G. M. D. A. **Proposta de um modelo utilizando análise envoltória de dados - DEA na definição das metas dos indicadores da qualidade comercial das distribuidoras de energia elétrica - DER E FER**. Universidade de Brasília, Dissertação de Mestrado. Brasília, p. 106. 2011.
- SALO, A.; HÄMÄLÄINEN, R. P. Preference Ratios in Multiattribute Evaluation (PRIME) – Elicitation and Decision Procedures under Incomplete Information. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics - Part A: Systems and Humans**, v. 31, n. 6, p. 533-545, Novembro 2001.
- SALO, A.; PUNKKA, A. Ranking Intervals and Dominance Relations for Ratio-Based Efficiency Analysis. **Management Science**, v. Vol. 57, n. 1, p. 200-214, Janeiro 2011.
- SIMAR, L.; WILSON, P. Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes. **Journal of Econometrics**, v. 136, n. 1, p. 31–64, Janeiro 2007.
- TOBIN, J. Estimation of relationships for limited dependent variables. **Econometrica**, v. 26, n. 1, p. 24–36, Janeiro 1958.
- XAVIER, S. S. **Contribuição à Análise dos Custos Operacionais Eficientes das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal de Itajubá, Tese de Doutorado. Itajubá, p. 206. 2015.
- ZAKARIA, M.; NOUREEN, R. Benchmarking and regulation of power distribution companies in Pakistan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1095-1099, Maio 2016.
- ZHU, J. Robustness of the efficient DMUs in data envelopment analysis. **European Journal of Operational Research**, v. 90, n. 3, p. 451-460, Maio 1996.

ANEXO I

Nº	Distribuidoras	Distribuidoras que a dominam	
		Sem Pesos	Com Pesos
1	CJE	-	-
2	CSPE	-	-
3	CELTINS	-	-
4	RGE	-	-
5	COELCE	-	-
6	CPFL PIRATININGA	-	-
7	UHENPAL	-	1 4 5
8	MUXFELDT	-	-
9	COELBA	-	5
10	CPFL PAULISTA	-	4
11	ELEKTRO	-	1
12	ELETROPAUL	-	6
13	COSERN	-	5
14	CLFM	-	1 4 11
15	CPEE	1	1 4
16	CEMAR	-	4 5 9
17	CELPE	5	4 5 13
18	EMG	-	1 4 5 9 13
19	AES SUL	-	1 4 11
20	BANDEIRANTES	10	1 4 6 8 10 11 12
21	EPB	5 9	1 4 5 9 13 16
22	SANTA MARIA	-	1 4 5 11 13 14 15
23	JOAO CESA	1 2 8 14 15 18 25 27 31 36 37 58	1 2 3 5 6 8 9 11 13 16 18 25 27 33 37 39 40 42 52
24	LIGHT	-	1 4 6 8 10 11 12 19 20
25	CLFSC	-	1 4 5 11 13 14 15
26	CEMAT	-	1 3 4 5 7 9 11
27	CAIUA	-	1 4 5 6 8 10 11 13 14 15 19
28	EBO	5	1 4 5 9 10 11 13 14 17
29	ESCELSA	5	1 4 5 9 10 11 13 14 15 17 19
30	AMPLA	10	1 4 5 6 8 9 10 11 13 14 17 19
31	EDEVP	-	1 4 5 6 8 9 10 11 13 14 15 19 25
32	BRAGANTINA	-	1 4 5 6 8 9 10 11 13 14 15 17 19 25 27
33	CELG	-	1 3 4 5 7 9 10 11 13 14 15 16 17 18 19 21 22
34	CEMIG	-	1 4 5 9 10 11 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25

Nº	Distribuidoras	Distribuidoras que a dominam	
		Sem Pesos	Com Pesos
35	CHESP	18	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25 26 27 28 29 31 32 33 34
36	CNEE	-	1 2 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 17 19 25 27 31
37	CFLO	14	1 2 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 17 19 25 27 31
38	ENERSUL	-	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 25 26 27 28 29 31 32 34 40
39	SULGIPE	-	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25 26 28 29 34
40	COPEL	5	1 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 22 25 27 31
41	COOPERALIANÇA	-	1 2 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25 27 29 31 32 40
42	CELESC	-	1 2 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25 27 31 32 40
43	ESSE	5	1 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 21 22 25 27 28 29 31 32
44	CEPISA	5 9 13 16 18 21	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 38 40 43
45	DEMEI	1 2 8 14 15 25 27 31 32 36 37	1 2 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 27 28 29 31 32 36 37 40 42
46	COCEL	-	1 2 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 27 28 29 31 32 34 36 37 40 41 42
47	CELPA	5 9 16 17 21 34	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 36 37 40 41 42 43
48	IENERGIA	1 4 5 11 13 14 15 22 25	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 31 32 33 34 36 37 40 41 42
49	CEB	-	1 2 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 27 28 29 30 31 32 34 36 37 40 41 42 43 45
50	ENF	1 25 27 36	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 27 28 29 30 31 32 34 36 37 40 41 42 43 45 46
51	HIDROPAN	25 36	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 39 40 41 42 43 45 46 50
52	ELETROACRE	4 5 9 13 16 17 18 21 25 33	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29

Nº	Distribuidoras	Distribuidoras que a dominam	
		Sem Pesos	Com Pesos
			30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 46 47 48
53	ELETROCAR	4 5 11 13 18 25 40 42	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 45 46 48
54	CERON	4 5 9 11 13 16 17 18 19 21 26	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 40 41 42 43 44 46 47 48
55	EFLUL	1 2 8 14 15 25 27 31 36 37	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53
56	CEAL	4 5 9 10 13 16 17 18 19 21 25 29 43	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 59
57	FORCEL	14 31 58	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 33 34 36 37 38 39 40 41 42 43 44 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 59
58	DME-PC	-	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 53
59	CEEE	-	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54
60	AME	4 5 9 10 11 13 16 17 18 19 21 22 25 26 27 29 32 33 36 38 40 41 42 43 53 54	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 17 18 19 20 21 22 24 25 26 27 28 29 30 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 56 59
61	BOA VISTA	2 5 6 10 11 18 22 25 27 36 40 41 51	1 2 3 5 6 8 9 10 11 13 15 16 18 25 27 37 39 40 42 55