

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE NOVOS ATRIBUTOS
PARA ESTABELECIMENTO DE METAS DE
DEC E FEC EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Flávio Alberto Figueredo Rosa

Itajubá, Junho de 2009

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

Flávio Alberto Figueredo Rosa

AVALIAÇÃO DE NOVOS ATRIBUTOS
PARA ESTABELECIMENTO DE METAS DE
DEC E FEC EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada 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:

José Wanderley Marangon Lima

Junho de 2009

Itajubá - MG



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Avaliação de Novos Atributos para Estabelecimento de Metas de FEC e DEC em Redes de Distribuição"**

Autor: **Flávio Alberto Figueiredo Rosa**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	Rubrica
1º	A ++	
2º	A	
3º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 05 de junho de 2009.

Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador – UFF

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador – UNIFEI (Orientador)

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me dá saúde, força e ânimo para aprender e me desenvolver a cada dia.

Aos meus pais e irmãos, pelo apoio em todas as minhas decisões e projetos.

À Cássia Paes, pelo amor, paciência e compreensão.

Ao meu orientador e amigo José Wanderley Marangon Lima, pelas oportunidades proporcionadas, pela confiança no meu trabalho e pelo incentivo, que foi essencial, principalmente nos momentos finais da dissertação.

A todos os meus amigos de Ouro Preto, Itajubá e agora do Rio de Janeiro. Com certeza todos contribuíram de alguma forma no desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade Federal de Itajubá e aos professores da graduação e pós-graduação, pela contribuição essencial à minha formação pessoal e profissional.

Ao GESis e seus integrantes, sempre dispostos a ajudar em eventuais problemas, principalmente ao Anderson Rodrigo e à Lívia Maria, pela ajuda indispensável na organização dos dados.

À Empresa de Pesquisa Energética, em especial ao James Bolívar, que me apoiou no momento em que precisava conciliar o trabalho e o desenvolvimento desta dissertação.

Ao Instituto Nacional de Meteorologia pelo fornecimento dos dados meteorológicos e à Agência Nacional de Energia Elétrica, na pessoa de Jaconias de Aguiar, pela disponibilização dos dados, que foram essenciais para o estudo de caso.

RESUMO

A regulamentação do serviço de distribuição busca um equilíbrio entre a minimização do custo e a prestação do serviço com qualidade. A regulação por incentivo, juntamente com um aperto nos índices de qualidade, sinaliza para a empresa regulada uma trajetória de maior eficiência econômica e operacional. O desafio é estabelecer um nível mínimo de qualidade aceitável no serviço prestado pelas empresas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula a qualidade de fornecimento das concessionárias de distribuição baseando-se principalmente nos indicadores de continuidade de duração (DEC) e frequência (FEC), fixando metas para conjuntos similares de consumidores.

Este trabalho apresenta propostas de aprimoramento da metodologia atual usada na definição das metas. Duas alterações são estudadas: aumento no número de atributos para classificar conjuntos semelhantes e melhoria na metodologia de agrupamento dos conjuntos. A incorporação de atributos relacionados ao clima e o envelhecimento dos ativos modifica significativamente a classificação dos conjuntos. Outro método de agrupamento é proposto neste trabalho, visto que o método k-médias atualmente em uso pela ANEEL pode levar a certa instabilidade nos resultados afetando as metas das empresas.

Para observar a efetividade das propostas, foi criada uma ferramenta em MATLAB que, com uso de dados reais, mostra que é possível aperfeiçoar a metodologia atual com o intuito de estabelecer procedimentos mais justos quanto à definição das metas.

ABSTRACT

The regulation of electricity distribution utilities seeks a balance between the minimum cost and the service's quality. The incentive regulation with strict continuity index standards indicates to the utilities an economic and operational efficient path. The regulator goal is to establish an acceptable minimum quality level of the utilities' service.

The Brazilian national regulatory agency (ANEEL) regulates the utilities mainly based on continuity index standards of duration (DEC) e frequency (FEC), defining goals for similar consumer groups.

This thesis presents an improvement proposal of the current methodology for goals definition. Two changes are considered: the increase on the number of attributes to classify the consumer groups and the improvement on the method of cluster analysis.

The incorporation of attributes related to climate and equipment aging modifies significantly the groups' classification. Another cluster analysis method is considered as the k-means method currently in use by ANEEL which usually causes unstable results that affect the utilities goals.

A tool in MATLAB was built for measuring the effectiveness of the proposals. Using the real data provided by ANEEL it's was possible to improve the current methodology and establish suitable goals.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contexto e Motivação da Pesquisa	1
1.1	Organização dos Capítulos.....	4
2	Indicadores de Continuidade.....	5
2.1	Introdução	5
2.2	Indicadores Usados no Brasil.....	5
2.3	Indicadores Usados Internacionalmente	8
2.4	Técnicas Usadas Internacionalmente para Melhoria dos Indicadores	14
2.5	Conclusão.....	16
3	Análise de Agrupamentos Através de Métodos de Estatística Multivariada.....	17
3.1	Introdução	17
3.2	Medidas de Similaridade e Dissimilaridade.....	19
3.3	Técnicas Hierárquicas	20
3.3.1	Método de Ligação Simples (Single Linkage).....	21
3.3.2	Método de Ligação Completa (Complete Linkage).....	21
3.3.3	Método das Médias das Distâncias (Average Linkage).....	22
3.3.4	Método do Centróide (Centroid Method)	22
3.3.5	Método de Ward (Ward's Method).....	22
3.4	Técnicas Não Hierárquicas	23
3.4.1	Método K-médias.....	25
3.5	Definição do Número Ideal de Clusters.....	32
3.6	Influência da Dispersão das Variáveis	34
3.6.1	Valor Médio	34
3.6.2	Valor Maior.....	34
3.6.3	Valor Médio Dividido pelo Desvio Padrão.....	35
3.7	Conclusão.....	35
4	Aprimoramento na Metodologia para Definição de Metas.....	36
4.1	Introdução	36
4.2	Metodologia Atual	37
4.3	Aprimoramento Proposto.....	40
4.3.1	Média de Precipitação Anual	41

4.3.2	Densidade de Raios	50
4.3.3	Envelhecimento de Ativos	54
4.4	Conclusão	57
5	Análise dos Resultados	59
5.1	Introdução	59
5.2	Análise do Posicionamento dos Conjuntos	60
5.3	Análise das Multas Aplicadas	65
5.4	Conclusão	68
6	Conclusão Geral	69
6.1	Conclusão	69
6.2	Trabalhos Futuros	70
6.3	Trabalho Aceito para Publicação	71
7	Referências Bibliográficas	72
ANEXOS		75
Anexo I – IDMI das Distribuidoras		76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução dos Indicadores Coletivos de Continuidade	2
Figura 3.1 – Dendograma.....	21
Figura 3.2 – Comportamento da dispersão inter-cluster	33
Figura 4.1 – Determinação de Metas DEC/FEC.....	38
Figura 4.2 – Mapa de Curvas Isoceraunicas – Brasil.....	51
Figura 5.1 – Distribuição dos conjuntos - CELG.....	61
Figura 5.2 – Distribuição dos conjuntos - ELETROPAULO	61
Figura 5.3 – Distribuição dos conjuntos - COELCE.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Índices de Continuidade Usados em Países Europeus	132
Tabela 2.2 – Índices de Continuidade Usados nos Estados Unidos.....	13
Tabela 2.3 – Práticas de Regulação por Desempenho nos Estados Unidos.....	15
Tabela 3.1 – Conjuntos e atributos analisados	26
Tabela 3.2 – Caso 1 – Centróides iniciais – Primeira iteração.....	26
Tabela 3.3 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração	26
Tabela 3.4 – Caso 1 – Centróides – Segunda iteração	27
Tabela 3.5 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração	27
Tabela 3.6 – Caso 1 – Centróides – Terceira iteração.....	27
Tabela 3.7 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Terceira iteração.....	28
Tabela 3.8 – Caso 1 – Centróides – Quarta iteração	28
Tabela 3.9 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Quarta iteração	28
Tabela 3.10 – Caso 2 – Centróides iniciais – Primeira iteração.....	29
Tabela 3.11 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração	29
Tabela 3.12 – Caso 2 – Centróides – Segunda iteração	29
Tabela 3.13 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração	30
Tabela 3.14 – Caso 2 – Centróides – Terceira iteração.....	30
Tabela 3.15 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Terceira iteração.....	30
Tabela 3.16 – Caso 3 – Centróides iniciais – Primeira iteração.....	31
Tabela 3.17 – Caso 3 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração	31
Tabela 3.18 – Caso 3 – Centróides – Segunda iteração	31
Tabela 3.19 – Caso 3 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração	31
Tabela 3.20 – Resultados	32
Tabela 4.1 – Divisão das Sub-regiões da Região Norte.....	41
Tabela 4.2 – Divisão das Sub-regiões da Região Nordeste	42
Tabela 4.3 – Divisão das Sub-regiões da Região Centro Oeste.....	45
Tabela 4.4 – Divisão das Sub-regiões da Região Sudeste	46
Tabela 4.5 – Divisão das Sub-regiões da Região Sul.....	48
Tabela 4.6 – Média de Precipitação Anual da Região Norte	49
Tabela 4.7 – Média de Precipitação Anual da Região Nordeste.....	49
Tabela 4.8 – Média de Precipitação Anual da Região Centro Oeste	49

Tabela 4.9 – Média de Precipitação Anual da Região Sudeste.....	50
Tabela 4.10 – Média de Precipitação Anual da Região Sul.....	50
Tabela 4.11 – Estimativa da Densidade de Raio para as Regiões Norte, Nordeste e o estado do Mato Grosso – Concessionárias sem Sub-regiões	52
Tabela 4.12 – Estimativa da Densidade de Raios para as Regiões Norte, Nordeste e o estado do Mato Grosso – Concessionárias com Sub-regiões.....	53
Tabela 4.13 – Atributo Envelhecimento dos Ativos	55
Tabela 5.1 – Simulações	60
Tabela 5.2 – Número de clusters por simulação	62
Tabela 5.3 – Índices de proximidade	64
Tabela 5.4 – Número de conjuntos abaixo das metas	65
Tabela 5.5 – Redução percentual das multas aplicadas	67
Tabela A-1.1 – IDMI - CELG.....	76
Tabela A-1.2 – IDMI - ELETROPAULO	81
Tabela A-1.3 – IDMI - COELCE.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS

ANABENCH - Sistema para Estabelecimento de Metas de Continuidade
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR_B - Base de Remuneração Regulatória Bruta
BRR_L - Base de Remuneração Regulatória Líquida
CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index
CEAL - Companhia Energética de Alagoas
CEER - Council of European Energy Regulators
CELG - Centrais Elétricas de Goiás
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA - Companhia Energética do Piauí
CI - Customer Interruptions
CML - Customer Minutes Lost
COELCE - Companhia Energética do Ceará
DEA - Data Envelopment Analysis
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
ELETROPAULO - AES Eletropaulo
ENS - Energia Não Suprida ou Energy Not Supplied
FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IDMC - Índice de Distância da Meta Coletivo
IDMI - Índice de Distância da Meta Individual
IDMM - Índice de Distância da Meta Médio
INMET - Instituto Nacional de Meteorologia
INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
NIEPI - Equivalent Number Of Interruptions Related to the Installed Capacity
NPAM - Network Performance Assessment Model
ONS - Operador Nacional do Sistema
PBR - Performance Based Regulation
QSP - Quality of Service PBR

QST - Quality of Service Targets

SAIDI - System Average Interruption Duration Index

SAIFI - System Average Interruption Frequency Index

SISPAI - Sistema de Planejamento Agregado de Investimento

TIEPI - Equivalent Interruption Time Related to the Installed Capacity

TQM - Gestão da Qualidade Total

T-SAIDI - Transformer SAIDI

T-SAIFI - Transformer SAIFI

1 Introdução

1.1 Contexto e Motivação da Pesquisa

O movimento de reestruturação do setor elétrico iniciou-se no Chile no início da década de 80 e se propagou, posteriormente, a um número crescente de países situados especialmente na Europa e na América. A realização destes processos teve como objetivo introduzir competição no setor, até então, estruturado em torno de empresas verticalmente integradas e com características de monopólios naturais.

No Brasil a reestruturação do setor elétrico iniciou-se na década de noventa e foi idealizada no modelo adotado na reforma do setor elétrico do Reino Unido, orientado para o mercado e caracterizado pela privatização das empresas e pela desverticalização do setor. Neste modelo, a produção e o consumo são livres e os segmentos de transmissão e distribuição continuam monopólios naturais e são fortemente regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Visando disciplinar a atuação das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a ANEEL emitiu em 27 de janeiro de 2000 a Resolução 024 [4], que trata dos indicadores de qualidade a serem cumpridos pelas empresas que atuam no segmento de distribuição. Os indicadores usados são listados abaixo:

1. DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora);
2. FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora);
3. DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora);
4. FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e
5. DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora).

A resolução propõe o estabelecimento de metas de desempenho futuro para as empresas, com base em uma análise comparativa entre as mesmas. Nesta análise, todas

as distribuidoras do Brasil são divididas em conjuntos de consumidores. Estes conjuntos são caracterizados por cinco atributos e divididos em grupos semelhantes, através de técnicas de agrupamento. Para cada um dos grupos criados são atribuídas metas, que devem ser atingidas pelos seus conjuntos. Quando as metas não são atingidas, a ANEEL aplica multas às concessionárias.

A Figura 1.1 [1] mostra a evolução dos índices DEC e FEC no Brasil.

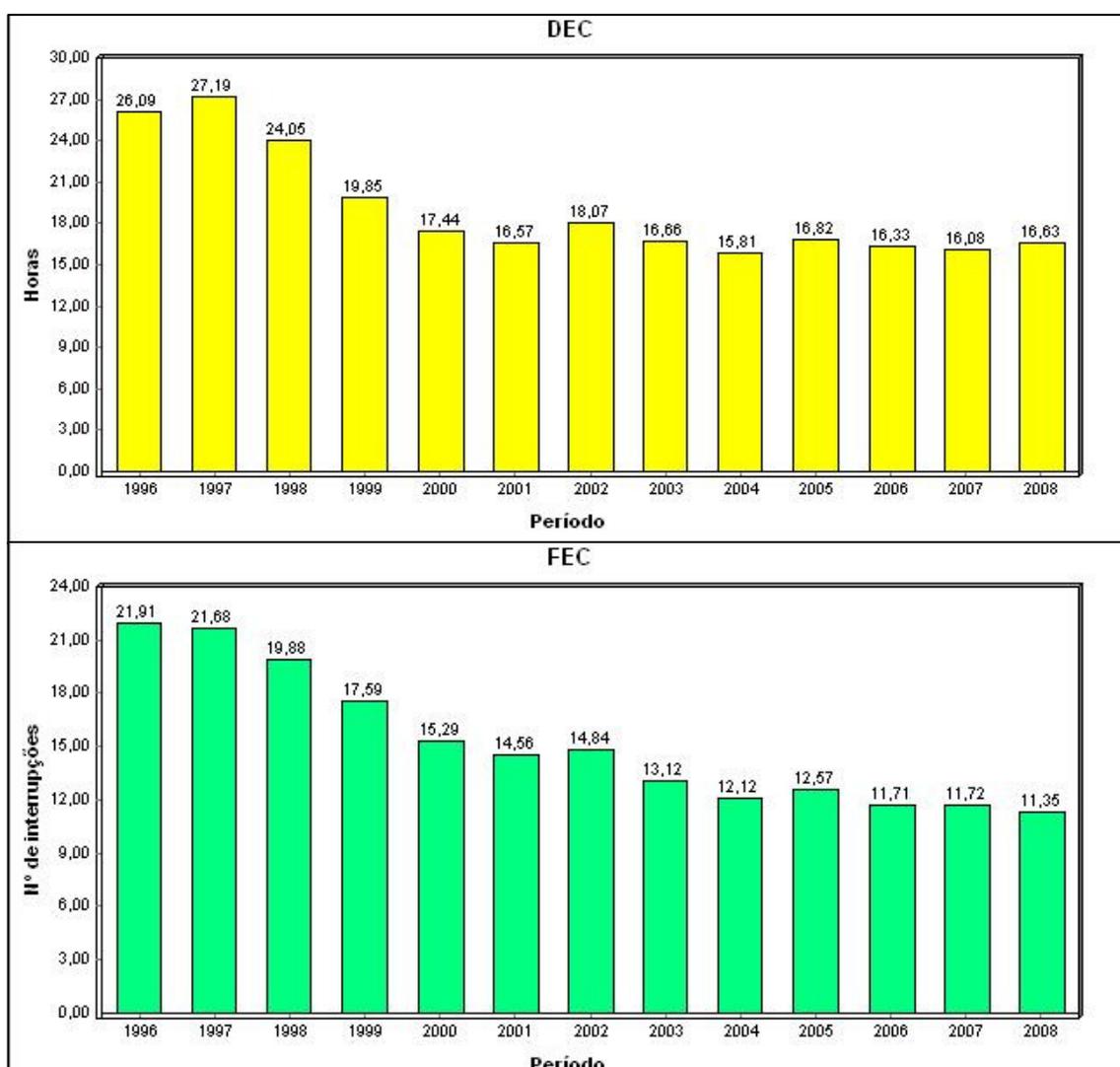


Figura 1.1 – Evolução dos Indicadores Coletivos de Continuidade

Vê-se que os indicadores estão caindo durante os anos, mesmo assim, pesadas multas vêm sendo aplicadas pela ANEEL. Em 2003, 26 empresas distribuidoras foram multadas por terem violado metas de DEC e FEC em 2002 totalizando R\$ 35,3 milhões

[7]. Em 2008, a Energisa Paraíba foi multada em R\$ 8,2 milhões, a CEPISA em R\$ 5,97 milhões, a CEMIG em R\$ 721,7 mil e a CEAL em 4,6 milhões. Como alternativa às multas, algumas empresas firmam com a ANEEL um Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, em que o valor da penalidade deve ser aplicado pela distribuidora em obras que contribuam para a redução dos indicadores de qualidade dos conjuntos violados.

Diante de um cenário em que os índices médios vêm caindo e multas elevadas continuam a ser aplicadas, duas hipóteses podem ser examinadas:

– H1: As distribuidoras não estão investindo o suficiente para diminuição dos seus índices de continuidade.

– H2: As metas estabelecidas para os conjuntos são inatingíveis sem comprometer o balanço da empresa.

Essa dissertação explora a segunda hipótese, propondo uma melhor caracterização dos conjuntos de consumidores e mudança na metodologia de agrupamento utilizada. São adicionados três atributos que modificam significativamente a classificação dos conjuntos, um representando o envelhecimento dos ativos e dois atributos relativos ao clima. O método k-médias atualmente em uso pela ANEEL pode levar a certa instabilidade nos resultados afetando as metas das empresas. Assim, sugere-se o uso do método hierárquico de Ward, por ser mais robusto e não estar sujeito a instabilidades.

Outras propostas visando uma melhor caracterização dos conjuntos ou o aprimoramento da metodologia usada podem ser vistas nos trabalhos de Pessanha [21], Sperandio [23] e Tanure [26].

1.1 Organização dos Capítulos

O Capítulo 2 apresenta os índices de continuidade de fornecimento usados no Brasil e em outros países, além de exemplos de técnicas usadas na regulação por desempenho.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos necessários sobre metodologias de agrupamento mostrando os métodos utilizados neste trabalho, ou seja, o método hierárquico de Ward e o método não hierárquico k-médias.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia atualmente praticada no Brasil para estabelecimento das metas dos indicadores de continuidade, explicitando o método de agrupamento assim como os atributos que são utilizados nesse processo. Também são apresentados nesse capítulo os aperfeiçoamentos sugeridos para aprimoramento da metodologia em uso no Brasil.

O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso utilizando dados reais do sistema elétrico brasileiro cedidos pela ANEEL onde são analisados os clusters obtidos com a nova metodologia. São analisados resultados de três distribuidoras: CELG, ELETROPAULO e COELCE.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho, juntamente com as propostas para trabalhos futuros.

Finalmente, o Anexo mostra os resultados detalhados, com as alterações ocorridas nos conjuntos de consumidores das três distribuidoras avaliadas.

2 Indicadores de Continuidade

2.1 Introdução

Em todos os países do mundo há uma grande preocupação com a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica, principalmente nos aspectos de continuidade de fornecimento. Apesar das peculiaridades de cada país, dois parâmetros são os mais usados para caracterizar uma interrupção e mensurar a qualidade do fornecimento: a duração e a frequência do evento.

Neste capítulo serão apresentados alguns índices de continuidade usados no Brasil, Europa e Estados Unidos, além de exemplos de técnicas usadas na regulação por desempenho em alguns países.

2.2 Indicadores Usados no Brasil

No Brasil, como já citado, são utilizados os seguintes índices de continuidade:

1. DEC
2. FEC
3. DIC
4. FIC
5. DMIC

O DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado fica privada do fornecimento de energia elétrica no período de

observação. A duração das interrupções está intimamente ligada aos meios humanos e materiais empregados para a recomposição e reparo da rede, bem como às facilidades existentes para se recuperar o sistema após cada interrupção (veículos, comunicação, qualificação do pessoal, possibilidade de recomposição/automação, logística de alocação das turmas de manutenção, etc.). No caso brasileiro, considera-se interrupção para computo do índice aquelas com duração superior a 3 (três) minutos. A Eq. 2.1 apresenta a expressão matemática para o cálculo do DEC.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad \text{Eq. 2.1}$$

Onde,

- Ca(i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração.
- t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração.
- i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras.
- k = Número total de eventos no período considerado.
- Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

O FEC exprime o número de interrupções que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado esteve submetida no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 3 (três) minutos. A frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e também a degradação do sistema por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada (causas internas). A Eq. 2.2 apresenta a expressão matemática para o cálculo do FEC.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad \text{Eq. 2.2}$$

O DIC exprime o intervalo de tempo que cada unidade consumidora, individualmente considerada, fica privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando as interrupções iguais ou maiores a 3 (três) minutos. A Eq. 2.3 apresenta a formulação para apuração deste indicador.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

Eq. 2.3

Onde:

- i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n .
- n = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.
- $t(i)$ = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

O FIC exprime o número de interrupções (n) que cada unidade consumidora, individualmente considerada, é submetida no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 3 (três) minutos. A Eq. 2.4 expressa o cálculo do FIC.

$$FIC = n$$

Eq. 2.4

A DMIC é um indicador individual que estabelece um limite máximo para a duração de uma interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período de tempo muito longo.

De acordo com o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica [3], na apuração dos indicadores, não deverão ser consideradas as seguintes interrupções :

- falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- interrupção em situação de emergência;

- suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- ocorridas em dia crítico;
- oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

Existem ainda outros indicadores relacionados ao tempo de atendimento a ocorrências emergenciais, que não serão discutidos nesse texto.

2.3 Indicadores Usados Internacionalmente

Na Europa, o CEER (Council of European Energy Regulators) pesquisa e analisa o estado da Regulação em 21 países desde 2001 [9]. Ainda não existe uma uniformidade quanto aos índices de continuidade, sendo que os países não utilizam os mesmos índices, definições e métodos.

Interrupções programadas não são incluídas nos indicadores, porém, caso o consumidor não seja avisado, a interrupção é incluída. Cada país possui regras diferentes sobre como a notificação pode ser feita ao consumidor. Interrupções causadas por eventos excepcionais, como condições climáticas extremas, não são computados.

Assim como o Brasil, para efeito de indicadores de continuidade, a maioria dos países pesquisados leva em consideração apenas interrupções acima de 3 minutos, sendo que apenas a Holanda utiliza 1 minuto como limite.

As interrupções são separadas por níveis de tensão, sendo que todos os países monitoram a rede em média e alta tensão e 16 acompanham a rede em baixa tensão, visto que, mesmo impactando menos consumidores, as interrupções ocorridas neste nível devem ser consideradas. Na Itália, 7% das interrupções ocorreram na baixa tensão

entre 1999 e 2007. Na Hungria, entre 2003 e 2006, 19% das interrupções foram na baixa tensão.

Em termos de detalhamento dos dados, alguns países calculam os índices por região, por alimentador ou por consumidor. Na Noruega, os dados são coletados para cada um dos consumidores, que são divididos em 27 grupos diferentes.

Informações sobre as causas da falta são levantadas por 10 países e as principais são condições climáticas (raios, chuva, vento, neve, etc.), erros humanos, contato com vegetação e falhas nos equipamentos.

Os países da Europa utilizam vários índices de continuidade, alguns com nomenclatura diferente, mas que possuem significados semelhantes. A seguir são apresentados os principais índices e os países que os utilizam.

O SAIDI (Índice Médio de Duração da Interrupção do Sistema) determina a quantidade média de minutos por ano que a energia é interrompida. É calculado através da Eq. 2.5.

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{N_T} \quad \text{Eq. 2.5}$$

onde r_i é o tempo de reparo da falha; N_i é o número de consumidores interrompidos e N_T é o número total de consumidores na região calculada.

Observa-se que o SAIDI tem o mesmo significado do índice DEC utilizado no Brasil. No Reino Unido, é usado o CML (Minutos Perdidos pelo Consumidor), que é calculado da mesma maneira que o SAIDI.

O SAIFI (Índice Médio de Frequência da Interrupção do Sistema) determina a quantidade média de interrupções por consumidor por ano. É calculado através da Eq. 2.6.

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad \text{Eq. 2.6}$$

O SAIFI tem o mesmo significado do índice FEC utilizado no Brasil. No Reino Unido, é usado o CI (Interrupções por Consumidor), que é calculado da mesma maneira, mas é expresso em número de interrupções por 100 consumidores.

Na Finlândia, são usados os índices T-SAIDI e T-SAIFI, que são os índices mostrados anteriormente ponderados pelo consumo anual. A Espanha utiliza o índice TIEPI para expressar a duração das interrupções e NIEPI para expressar a frequência de interrupções.

Outro índice muito usado é o CAIDI (Índice Médio de Duração da Interrupção do Consumidor), que é expresso em minutos por interrupção e calculado através da Eq. 2.7.

$$CAIDI = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{\sum_i N_i} \quad \text{Eq. 2.7}$$

O CAIDI também pode ser obtido como a razão entre SAIDI e SAIFI.

Uma queda nos índices SAIFI e SAIDI indicam uma melhora do fornecimento de energia, mas o CAIDI não segue a mesma coerência. Dependendo das condições, uma redução no SAIFI e SAIDI pode resultar em uma elevação no CAIDI.

As equações mostradas para SAIDI, SAIFI e CAIDI são normalmente ponderadas pelo número de consumidores N_i e N_T . Alguns países utilizam outros pesos, como mostrado a seguir:

- Energia interrompida, onde N_i é substituído pela quantidade de energia interrompida e N_T pela energia total da região estudada.

- Potência não entregue, onde N_i é substituído pela quantidade de potência ativa interrompida e N_T pelo consumo total de potência ativa da região estudada.
- Número de transformadores de distribuição, onde N_i é substituído pela quantidade de transformadores desligados e N_T pelo total de transformadores na região estudada.
- Número de pontos de entrega, onde N_i é substituído pelo número de pontos interrompidos e N_T pelo total de pontos de entrega de energia da região estudada.
- Consumo anual de energia, onde N_i é substituído pelo consumo anual de energia dos consumidores interrompidos e N_T pelo consumo anual de energia da região estudada.

A ENS (Energia Não Suprida) é o total de energia que teria sido provida se não houvesse nenhuma interrupção. É calculada pela Eq. 2.8.

$$ENS = \sum E_i \quad \text{Eq. 2.8}$$

onde E_i é a energia não suprida durante a falta.

A Tabela 2.1 mostra um resumo dos principais índices de continuidade usados na Europa, com o tipo de ponderação utilizado.

Tabela 2.1 – Índices de Continuidade Usados em Países Europeus

País	Índices	Pesos
Áustria	SAIDI/ SAIFI/ ENS	Energia interrompida/ energia não suprida
Bélgica	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
República Tcheca	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Dinamarca	SAIDI/ SAIFI/ ENS	Número de consumidores
Estônia	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de pontos de entrega
Finlândia	SAIDI/ T-SAIDI/ T-SAIFI	Consumo anual de energia
França	SAIFI/ ENS	Número de pontos de entrega
Alemanha	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Hungria	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Itália	SAIDI/ SAIFI	Índices individuais sem peso
Lituânia	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Luxemburgo	SAIDI/ SAIFI/ ENS	Número de consumidores
Holanda	SAIDI/ SAIFI/CAIDI	Número de consumidores
Noruega	SAIDI/ SAIFI/CAIDI/ENS	Número de consumidores
Polônia	SAIDI/ SAIFI	Número de consumidores
Portugal	ENS/SAIFI/SAIDI	Número de pontos de entrega
Romênia	SAIDI/ SAIFI/ ENS	Número de consumidores
Eslovênia	SAIDI/SAIFI	Número de consumidores
Espanha	TIEPI/NIEPI	Capacidade dos Transformadores
Suécia	SAIDI/SAIFI/ ENS	Número de consumidores
Reino Unido	CI/CML	Número de consumidores

Segundo uma pesquisa realizada em 2005 [10], nos Estados Unidos, a maioria dos estados utiliza os mesmos índices da Europa, SAIDI, SAIFI e CAIDI. Apesar do objetivo de cada estado ser diferente, algumas características são comuns, a seguir:

- O cálculo dos índices inclui ajustes em função de condições climáticas adversas, histórico de interrupções e a área onde o sistema opera
- Foco na diminuição do SAIDI

A Tabela 2.2 mostra um resumo dos principais índices de continuidade usados nos estados americanos pesquisados.

Tabela 2.2 – Índices de Continuidade Usados nos Estados Unidos

Estado	Índices usados
Alabama	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Arkansas	SAIDI/SAIFI/CAIDI
California	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Colorado	SAIDI
Connecticut	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Delaware	SAIFI/CAIDI
District of Columbia	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Florida	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Georgia	SAIDI/SAIFI
Hawaii	SAIDI/SAIFI
Illinois	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Indiana	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Iowa	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Kansas	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Kentucky	SAIFI/CAIDI
Louisiana	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Maine	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Maryland	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Massachusetts	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Michigan	SAIDI/SAIFI/CAIDI

Estado	Índices usados
Minnesota	SAIDI/SAIFI
Mississippi	CAIDI
Missouri	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Nevada	SAIDI/SAIFI
New Hampshire	SAIDI/SAIFI/CAIDI
New Jersey	SAIFI/CAIDI
New York	SAIFI/CAIDI
North Dakota	SAIFI/CAIDI
Ohio	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Oklahoma	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Oregon	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Pennsylvania	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Rhode Island	SAIDI/SAIFI
Texas	SAIDI/SAIFI/CAIDI
Utah	SAIDI/SAIFI
Vermont	SAIFI/CAIDI
Virginia	SAIDI/SAIFI
Washington	SAIDI/SAIFI
Wisconsin	SAIDI/SAIFI/CAIDI

Os outros países do mundo, em geral, utilizam os índices SAIDI, SAIFI e CAIDI ou variações destes. Países que ainda não possuem um modelo de setor elétrico com competição vêm trabalhando para o seu desenvolvimento e são auxiliados e incentivados por órgãos internacionais, como a Agência Americana para o Desenvolvimento Internacional [8] [22].

2.4 Técnicas Usadas Internacionalmente para Melhoria dos Indicadores

Na maioria dos países que praticam regulação por desempenho, são usadas técnicas de *Benchmark* e *Yardstick Competition*. As técnicas consistem em definir parâmetros de desempenho para os agentes, com base no desempenho daqueles de melhor ou de melhores práticas, num determinado segmento. No caso do *Benchmark*, o desempenho do melhor agente torna-se referência de desempenho para os demais. No *Yardstick Competition* toma-se um valor, geralmente inferior ao melhor desempenho, como referência para os demais elementos em análise [26].

Segundo um estudo realizado em 2005 [10], desde que a regulação por desempenho foi aplicada, na década de 90, diferentes conceitos foram usados de acordo com os objetivos e o contexto em que os agentes reguladores estavam inseridos. Verificou-se diferentes práticas usadas para a regulação por desempenho:

- PBR – A Regulação é baseada apenas na taxa de retorno.
- QSP – A Regulação é baseada na taxa de retorno e a qualidade do serviço possui metas impostas pelo regulador que implicam em recompensas ou multas.
- QTS – A Regulação é baseada na taxa de retorno e a qualidade do serviço possui metas impostas pelo regulador, mas que não implicam em recompensas ou multas.
- Apenas Relatório – Regulação em que a distribuidora deve apenas enviar relatórios e nenhuma meta é imposta.

A Tabela 2.3 mostra como alguns Estados americanos são distribuídos de acordo com a classificação definida acima.

Tabela 2.3 – Práticas de Regulação por Desempenho nos Estados Unidos

Método usado	Nº de Estados	Estados
PBR	2	Mississippi, North Dakota
QSP - multas ou recompensas	3	California, Massachusetts, Rhode Island
QTS - apenas multas	11	Colorado, Florida, Maine, Michigan, Minnesota, Ohio, Oregon, Texas, Utah, Vermont, Washington
QTS	11	Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Louisiana, New Jersey, New York, Oklahoma, Pennsylvania, Virginia
Apenas Relatório	12	Alabama, Connecticut, Delaware, District of Columbia, Georgia, Hawaii, Kentucky, Maryland, Missouri, New Hampshire, Nevada, Wisconsin

Na Itália, é usada uma metodologia de incentivos e penalidades. O país é dividido em áreas geográficas, que possuem metas de SAIDI de acordo com a densidade de consumidores. São usados três padrões: áreas com mais de 50000 habitantes; entre 50000 e 5000 habitantes e áreas com menos de 5000 habitantes. As empresas podem receber multas, recompensas ou não receber nada, dependendo dos seus padrões de SAIDI [6].

No México, o setor elétrico é controlado pelo Estado, porém, desde 1986, há um programa de avaliação da qualidade das distribuidoras, utilizando Gestão da Qualidade Total (TQM), visando uma melhoria contínua no serviço prestado [11].

Os países nórdicos, Noruega, Finlândia e Suécia, utilizam técnicas de benchmark para melhoria de eficiência das distribuidoras. Para o cálculo do benchmark, a Finlândia e a Noruega utilizam DEA (Análise de Envoltória de Dados), enquanto a Suécia utiliza o NPAM (Network Performance Assessment Model). Mais detalhes sobre a regulação dos países nórdicos podem ser estudados nas referências [12], [16] e [24].

A referência [15] apresenta uma consolidação a nível internacional com o uso das técnicas de *Benchmark* e *Yardstick Competition*.

2.5 Conclusão

Como pode ser visto, cada país trata da regulação da qualidade do fornecimento de uma forma diferente, visando o bem estar da população e uma relação custo/qualidade adequada. Uma das razões é que os países estão sujeitos a diferentes condições físicas e climáticas, além de questões sociais e políticas, que precisam ser consideradas.

Mesmo para as medidas de frequência e duração, que são utilizadas em todos os países, nota-se que ainda não há unanimidade quanto à sua medição. O fato de serem usados pesos diferentes para calcular os índices tem forte impacto. Quando o índice é baseado no número de consumidores, cada um deles tem a mesma influência, independente da carga do consumidor. Quando a base é a energia interrompida, dá-se uma maior importância aos consumidores com maior consumo e aos horários em que a carga é maior.

Observa-se uma preocupação em caracterizar melhor o ambiente em que as concessionárias estão inseridas como, por exemplo, os aspectos climáticos. Existe também uma tendência em utilizar a regulamentação por incentivo. No entanto, há algumas diferenças na forma de calcular os índices e na sua aplicação.

3 Análise de Agrupamentos Através de Métodos de Estatística Multivariada

3.1 Introdução

A análise de agrupamentos, também conhecida como *Cluster Analysis*, tem como objetivo dividir os elementos de uma amostra em grupos de tal forma que elementos pertencentes a um mesmo grupo sejam similares entre si e elementos de grupos diferentes sejam distintos entre si. A medida desta similaridade é feita em relação às variáveis que os caracterizam [19].

As técnicas mais usadas utilizam espaços geométricos como recurso para suas formulações básicas, pois, ao mesmo tempo em que permitem uma análise objetiva das variáveis envolvidas, possibilitam, em muitos casos, visualizações dos agrupamentos criados. Portanto, a associação com espaços geométricos permite otimizar os estudos a serem realizados, uma vez que o melhor entendimento das variáveis envolvidas permite que seja gerado um número menor de hipóteses a serem testadas para solução dos problemas [25].

A análise de agrupamentos é usada em diversas situações e campos da ciência: em Psicologia, é utilizada na classificação de pessoas de acordo com seus perfis de personalidade; em pesquisas de mercado, na identificação do posicionamento de produtos em relação aos concorrentes; na segmentação de clientes de acordo com perfis de consumo; em Ecologia, na classificação de espécies; na Ergonomia, na seleção de assentos para uso em determinadas atividades; em Geoquímica, na caracterização de conteúdo de minerais; e em Geografia, na classificação de cidades ou regiões usando variáveis físicas, demográficas ou econômicas. A análise de agrupamentos é muito

usada em manipulação de dados, *Data Mining*, que é um processo de extração de conhecimento de grandes bancos de dados com o objetivo de encontrar padrões, anomalias e regras, obtendo informações úteis para a tomada de decisão e/ou avaliação de resultados [19].

Em sistemas elétricos, torna-se cada vez mais freqüente a análise de redes com base em tratamentos estatísticos, as quais partem da idéia de agrupar as redes existentes, construindo redes típicas, e a partir delas realizam-se estudos detalhados. Os resultados obtidos são generalizados para todas as redes similares existentes. Além do uso para definição de metas de DEC e FEC, através do programa ANABENCH [20], estas técnicas são usadas no Sistema de Planejamento Agregado de Investimento – SISPAI, desenvolvido na Universidade de São Paulo – USP [25]. Este programa adota conceitos de agrupamentos de alimentadores primários de redes de distribuição de energia elétrica em famílias de redes, a partir das quais são realizados estudos para determinação dos investimentos necessários para expansão das redes existentes.

Os métodos clássicos de formação de agrupamentos, i.e., clusters, podem ser de dois tipos: hierárquico e não hierárquico, os quais buscam classificar, em um mesmo grupo, elementos ou conjuntos com o maior grau possível de homogeneidade e entre os elementos de grupos diferentes deverá haver o maior grau de heterogeneidade possível. Os métodos hierárquicos utilizam um processo seqüencial onde os elementos são agrupados de tal forma que estes se mantêm fixos no mesmo grupo até o final do processo. Nos métodos não hierárquicos esta permanência não é necessariamente mantida além de ser necessário definir a priori o número de agrupamentos desejados. Neste capítulo, os dois métodos de classificação são abordados e sistematizados por meio de algoritmos matemáticos. Não são considerados métodos subjetivos que dependam fundamentalmente da sensibilidade do analista.

Neste texto, observando a nomenclatura da ANEEL, os elementos são chamados de conjuntos e os grupos, de clusters. Cada cluster agrupa conjuntos semelhantes baseado em suas características. Essas características, que identificam um determinado conjunto, serão denominadas de atributos.

3.2 Medidas de Similaridade e Dissimilaridade

Uma importante questão refere-se ao critério usado para avaliar se os conjuntos são semelhantes ou não. Assim, é necessário considerar medidas que descrevam a similaridade dos conjuntos de acordo com p atributos de cada um.

Sendo uma amostra com n conjuntos com cada conjunto composto de p atributos, tem-se uma matriz $n \times p$ representativa da amostra. Assim, podem-se calcular distâncias entre os n vetores que representam cada conjunto. Desta maneira, para cada conjunto j , tem-se o valor de atributos X_j , definido por:

$$X_j = [X_{j1} \quad X_{j2} \quad \dots \quad X_{jp}] , \quad j = 1, 2, \dots, n \quad \text{Eq. 3.1}$$

onde X_{ji} representa o valor do atributo i do conjunto j .

Assim, de posse dos dados, pode-se construir uma matriz de similaridade, de dimensão $n \times n$, com as distâncias de cada conjunto em relação aos demais. Para grandes bases de dados, o cálculo dessa matriz pode demandar grande capacidade computacional. Porém, com a evolução da capacidade de processamento e memória dos computadores pessoais atuais, esta operação é feita rapidamente.

Para determinar a similaridade ou dissimilaridade entre os conjuntos, são utilizados diversos critérios de medida de distância. A distância Euclidiana é o método mais empregado, sendo a distância entre dois pontos definida como:

$$d(X_l, X_k) = \sqrt{\sum_{i=1}^p (X_{il} - X_{ik})^2} \quad \text{Eq. 3.2}$$

Neste trabalho, será usada a distância Euclidiana entre conjuntos, visto que esta é a medida utilizada no ANABENCH e é a mais observada na literatura.

3.3 Técnicas Hierárquicas

A análise de cluster utilizando técnicas hierárquicas parte do princípio de que no início do processo existem n clusters, ou seja, cada conjunto é considerado um cluster. A cada passo do algoritmo os conjuntos vão se agrupando um a um de modo que após o último passo existe apenas um único cluster com n conjuntos. Em termos de variabilidade, no primeiro estágio, tem-se a menor dispersão interna possível, ou seja, dispersão nula, já que todos os clusters possuem apenas um conjunto. Já no último estágio, tem-se a menor dispersão externa possível, já que só existe um cluster. A seqüência, a seguir, apresenta o algoritmo utilizado para implementação do método hierárquico.

Passo 1 – Considerando-se cada conjunto como um cluster, inicia-se o processo, calculando os elementos da matriz de similaridade.

Passo 2 – Identificam-se os conjuntos mais similares dentro da matriz calculada no Passo 1.

Passo 3 – Cria-se um novo conjunto na matriz, levando em consideração a união dos dois conjuntos mais próximos identificados no passo anterior. Atualiza-se a matriz de distâncias, eliminando a linha e a coluna correspondentes aos conjuntos agrupados, adicionando uma nova coluna e linha para o novo conjunto formado, considerando as distâncias para os conjuntos remanescentes.

Passo 4 – Repetem-se os passos 2 e 3 até que todos os conjuntos estejam agrupados, o que deve ocorrer em $n-1$ iterações. Deve-se guardar a seqüência e o nível em que se deu cada agregação.

Devido à propriedade de hierarquia, é possível construir um gráfico chamado Dendograma, mostrado na Figura 3.1, que representa a história do agrupamento. É

importante observar que no método hierárquico, quando dois conjuntos são selecionados para pertencer a um cluster eles permanecem unidos até o fim do processo.

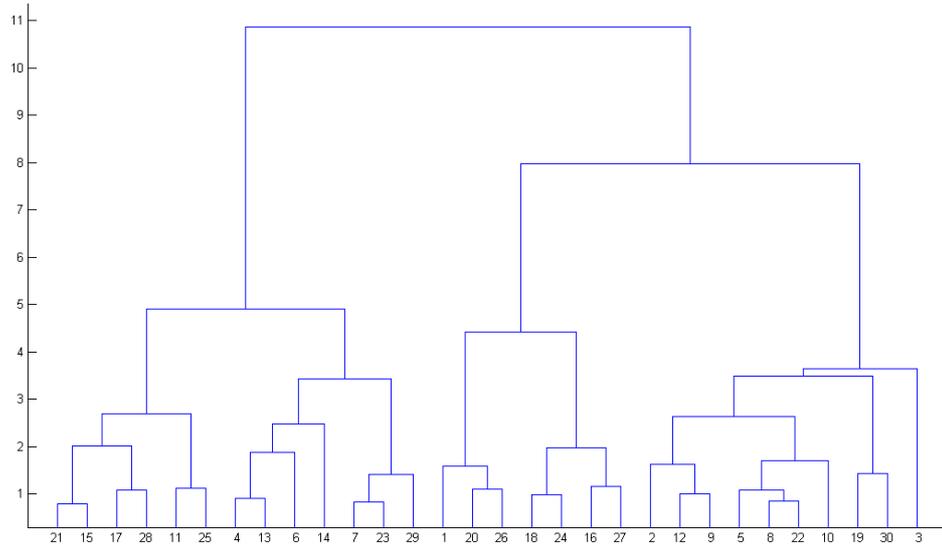


Figura 3.1 – Dendrograma

Existem vários métodos de agrupamento hierárquico. A seguir, são mostrados os métodos mais usados e que estão disponíveis na maioria dos softwares especializados.

3.3.1 Método de Ligação Simples (*Single Linkage*)

Neste método, a similaridade entre dois clusters é definida pela distância entre os dois conjuntos mais próximos entre si.

3.3.2 Método de Ligação Completa (*Complete Linkage*)

Neste método, a similaridade entre dois clusters é definida pela distância entre os dois conjuntos menos semelhantes entre si. Assim, a cada estágio, os dois clusters que tiverem a menor distância entre seus conjuntos mais distantes são combinados em um único cluster.

3.3.3 Método das Médias das Distâncias (*Average Linkage*)

Neste método, a similaridade entre dois clusters é definida pela média das distâncias entre os conjuntos de cada cluster. Os dois clusters que tiverem a menor distância média são combinados em um único cluster.

3.3.4 Método do Centróide (*Centroid Method*)

Neste método, a similaridade entre dois clusters é definida pela distância entre os centróides dos clusters. A cada estágio, os dois clusters que tiverem a menor distância entre seus centróides são combinados em um único cluster.

3.3.5 Método de Ward (*Ward's Method*)

O método de Ward utiliza o critério de menor erro, ou perda de informação, considerando o somatório dos quadrados das diferenças entre cada cluster a ser agrupado e o valor central de cada cluster já formado. Assim, avaliando o aumento deste erro para cada combinação dos clusters existentes identifica-se qual a melhor seqüência de agrupamento para estes conjuntos ou clusters.

O erro no método de Ward é definido pela expressão apresentada abaixo.

$$SQE = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad \text{Eq. 3.3}$$

Para a implementação do método de Ward é necessário realizar os seguintes passos:

Passo 1 – Considerando-se cada conjunto como um cluster, determina-se qual a combinação de clusters dois a dois que implica em um menor erro, e agrupa-se os dois com menor erro;

Passo 2 – Considera-se o novo agrupamento como um novo cluster, guarda-se a informação de seqüência de agrupamento e nível;

Passo 3 – Determina-se qual a combinação de conjuntos e clusters que implica um menor erro; e

Passo 4 – Se ainda existir conjuntos a serem combinados o processo retorna ao passo 2.

Neste método, é necessário testar a combinação de todos os pares de clusters possíveis sendo considerado o agrupamento vencedor o par que implicar menor aumento do SQE.

3.4 Técnicas Não Hierárquicas

A análise de cluster utilizando técnicas não hierárquicas busca encontrar os melhores agrupamentos em um número de clusters previamente dado. Dessa forma, deve-se agrupar n conjuntos em k clusters considerando que os conjuntos de um mesmo cluster sejam os mais próximos possíveis, e que os k clusters sejam os mais distintos possíveis.

A Eq. 3.4 mostra a dispersão total do agrupamento como o somatório do quadrado da distância de cada um dos n conjuntos ao ponto central do cluster correspondente.

$$\Phi_i = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad \text{Eq. 3.4}$$

onde:

X_i : Coordenada de cada conjunto i ; e

\bar{X} : Coordenada do ponto central do cluster

Define-se a dispersão de cada cluster como o somatório do quadrado das distâncias de cada conjunto do cluster ao ponto central deste mesmo cluster. Conseqüentemente é possível definir a dispersão intra-cluster como o somatório da dispersão interna de cada cluster. A Eq. 3.5 apresenta a dispersão intra-cluster.

$$\Phi_{ia} = \sum_{J=1}^k \sum_{i \in \Omega_J} (X_i - \bar{X}_J)^2 \quad \text{Eq. 3.5}$$

Em seguida, é possível determinar a dispersão inter-cluster como o somatório do quadrado das distâncias do centro de cada cluster ao ponto central do agrupamento total, ponderado pelo número de conjuntos de cada cluster. A Eq. 3.6 apresenta a dispersão inter-cluster.

$$\Phi_{ie} = \sum_{J=1}^k N_J (\bar{X}_J - \bar{\bar{X}})^2 \quad \text{Eq. 3.6}$$

Sabe-se que, independente do número de clusters formados, a soma das dispersões intra-cluster e inter-cluster é constante. Pode-se mostrar essa característica analisando os casos extremos. Quando se tem apenas um cluster a dispersão total será apenas a intra-cluster. Observando o outro caso extremo, quando cada conjunto representa um cluster, só existe a dispersão inter-cluster. A Eq. 3.7 apresenta essa expressão.

$$\Phi_t = \Phi_{ia} + \Phi_{ie} \quad \text{Eq. 3.7}$$

Assim, para qualquer divisão de n conjuntos em k clusters a dispersão total não se altera. Desta forma, se cada conjunto for considerado um cluster, $\Phi_{ia}=0$ e $\Phi_{ie}=\Phi_t$. Caso contrário, se todo conjunto for considerado como um único cluster, $\Phi_{ie}=0$ e $\Phi_{ia}=\Phi_t$. Com isso, quanto maior o número de clusters formados menor será a dispersão intra-cluster e maior a dispersão inter-cluster.

3.4.1 Método K-médias

O método k-médias é uma técnica não hierárquica amplamente usada. O algoritmo do método foi desenvolvido por J.B. MacQueen em 1967 [23] e segue 4 passos básicos:

Passo 1 – Defini-se o número dos k clusters a serem formados. Escolhe-se, aleatoriamente, as coordenadas do centróide clusters. Não é necessário que esses centróides tenham coordenadas iguais às coordenadas dos conjuntos;

Passo 2 – Calcula-se a distância euclidiana entre cada um dos n conjuntos e os k centróides, colocando cada conjunto ligado ao seu centro k , de maior proximidade;

Passo 3 – Recalculam-se as coordenadas de cada um dos k pontos centrais; e

Passo 4 – Repetem-se os passos 2 e 3 até que não se verifique nenhuma alteração dos conjuntos agrupados em torno dos k centróides.

Dependendo da base de dados, a semente inicial caracterizada pela definição dos centróides pode influir dos grupos, pois o processo pode convergir em um ótimo local [23].

Para ilustrar o funcionamento do algoritmo do método k-médias e a influência da semente inicial no processo, será usado o exemplo apresentado por Tanure [25], que mostra um caso com dez conjuntos e três atributos, descritos na Tabela 3.1. O exemplo é apresentado supondo que os conjuntos são divididos em dois clusters e os centróides iniciais são os conjuntos C e F. Para mostrar a aleatoriedade do método, o mesmo caso será resolvido com os centróides iniciais nos conjuntos C e E e C e H. Serão mostradas todas as iterações para um melhor entendimento.

Tabela 3.1 – Conjuntos e atributos analisados

Conjuntos	Atributo r	Atributo s	Atributo t
A	1000	900	50
B	900	1000	80
C	800	600	60
D	1050	890	45
E	600	800	46
F	500	400	23
G	650	700	45
H	1250	50	10
I	730	400	78
J	800	1200	56

Primeiramente será mostrado o caso com os centróides nos conjuntos C e F, de acordo com a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Caso 1 – Centróides iniciais – Primeira iteração

Centróide	Conjunto	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	C	800,00	600,00	60,00
K2	F	500,00	400,00	23,00

Com os centróides iniciais definidos, calcula-se a distancia euclidiana de cada conjunto para os centróides, agrupando os conjuntos mais próximos a cada cluster, de acordo com a Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração

	$D(i; K1)$	$D(i; K2)$	Cluster 1	Cluster 2
A	360,69	707,62	A	
B	412,80	723,36	B	
C	0,00	362,45	C	
D	383,18	736,94	D	
E	283,19	412,95	E	
F	362,45	0,00		F
G	180,90	336,13	G	
H	712,39	827,75	H	
I	212,66	236,48	I	
J	600,01	855,04	J	

Vê-se que os conjuntos A, B, C, D, E, G, H, I e J estão mais próximos de K1 do que de K2. Após agrupamento dos conjuntos, recalcula-se os valores dos centróides.

Tabela 3.4 – Caso 1 – Centróides – Segunda iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	ABCDEFGHIJ	864,44	726,67	52,22
K2	F	500,00	400,00	23,00

Tabela 3.5 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	220,06	707,62	A	
B	277,03	723,36	B	
C	142,33	362,45	C	
D	247,31	736,94	D	
E	274,49	412,95	E	
F	490,29	0,00		F
G	216,22	336,13	G	
H	779,94	827,75	H	
I	354,19	236,48		I
J	477,72	855,04	J	

Observa-se que com o novo valor de K1, os conjuntos se reagruparam. Assim, deve-se prosseguir os cálculos.

Tabela 3.6 – Caso 1 – Centróides – Terceira iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	ABCDEFGHJ	881,25	767,50	49,00
K2	FI	615,00	400,00	50,50

Tabela 3.7 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Terceira iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	177,93	631,05	A	
B	235,31	664,90	B	
C	186,49	272,61	C	
D	208,56	655,25	D	
E	283,14	400,31	E	
F	530,17	118,24		F
G	240,93	302,08	G	
H	807,65	726,20		H
I	398,46	118,24		I
J	440,12	821,13	J	

Como houve reagrupamento, é necessário continuar o processo.

Tabela 3.8 – Caso 1 – Centróides – Quarta iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	ABCDEGJ	828,57	870,00	54,57
K2	FHI	826,67	283,33	37,00

Tabela 3.9 – Caso 1 – Distâncias e agrupamento – Quarta iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	174,09	640,70	A	
B	150,49	721,69	B	
C	271,56	318,62	C	
D	222,54	646,52	D	
E	239,20	564,27	E	
F	574,33	347,16		F
G	246,74	452,64	G	
H	923,03	484,13		H
I	480,80	156,96		I
J	331,24	917,25	J	

Como não houve alteração nos agrupamentos, o processo convergiu. Os dois clusters formados foram: ABCDEGJ e FHI.

Agora serão mostrados os agrupamentos quando as sementes iniciais são alteradas. A seguir, são apresentadas as tabelas correspondentes com processo com inicialização nos conjuntos C e E.

Tabela 3.10 – Caso 2 – Centróides iniciais – Primeira iteração

Centróide	Conjunto	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	C	800,00	600,00	60,00
K2	E	600,00	800,00	46,00

Tabela 3.11 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	360,69	412,33	A	
B	412,80	362,15		B
C	0,00	283,19	C	
D	383,18	458,91	D	
E	283,19	0,00		E
F	362,45	412,95	F	
G	180,90	111,81		G
H	712,39	993,12	H	
I	212,66	421,81	I	
J	600,01	447,33		J

Tabela 3.12 – Caso 2 – Centróides – Segunda iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	ACDFHI	888,33	540,00	44,33
K2	BEGJ	737,50	925,00	56,75

Tabela 3.13 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	376,96	263,77		A
B	461,53	180,48		B
C	107,93	330,97	C	
D	385,53	314,67		D
E	388,25	186,14		E
F	413,35	577,21	F	
G	287,06	241,70		G
H	609,98	1015,12	H	
I	214,02	525,48	I	
J	665,99	282,01		J

Tabela 3.14 – Caso 2 – Centróides – Terceira iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	CFHI	820,00	362,50	42,75
K2	ABDEGJ	833,33	915,00	53,67

Tabela 3.15 – Caso 2 – Distâncias e agrupamento – Terceira iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	566,89	167,38		A
B	643,58	111,19		B
C	238,96	316,82	C	
D	575,47	218,28		D
E	489,71	260,25		E
F	322,79	614,23	F	
G	377,90	282,69		G
H	532,57	961,12	H	
I	103,68	525,83	I	
J	837,84	286,95		J

Como não houve alteração nos agrupamentos, o processo convergiu. Os dois clusters formados foram: e CFHI e ABDEGJ.

A seguir serão mostradas as tabelas correspondentes ao processo com inicialização nos conjuntos C e H.

Tabela 3.16 – Caso 3 – Centróides iniciais – Primeira iteração

Centróide	Conjunto	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	C	800,00	600,00	60,00
K2	H	1250,00	50,00	10,00

Tabela 3.17 – Caso 3 – Distâncias e agrupamento – Primeira iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	360,69	886,90	A	
B	412,80	1014,84	B	
C	0,00	712,39	C	
D	383,18	864,19	D	
E	283,19	993,12	E	
F	362,45	827,75	F	
G	180,90	885,28	G	
H	712,39	0,00		H
I	212,66	630,50	I	
J	600,01	1235,77	J	

Tabela 3.18 – Caso 3 – Centróides – Segunda iteração

Centróide	Agrupamento	Atributo r	Atributo s	Atributo t
K1	ABCDEFGIJ	781,11	765,56	53,67
K2	H	1250,00	50,00	10,00

Tabela 3.19 – Caso 3 – Distâncias e agrupamento – Segunda iteração

	D(i ; K1)	D(i ; K2)	Cluster 1	Cluster 2
A	256,91	886,90	A	
B	264,18	1014,84	B	
C	166,75	712,39	C	
D	296,42	864,19	D	
E	184,52	993,12	E	
F	462,16	827,75	F	
G	146,84	885,28	G	
H	856,61	0,00		H
I	369,91	630,50	I	
J	434,86	1235,77	J	

Como não houve alteração nos agrupamentos, o processo convergiu. Os dois clusters formados foram: ABCDEFGIJ e H.

Observando as tabelas acima, vê-se que, mesmo para um sistema pequeno, com apenas 10 conjuntos e 3 atributos, a mudança do centróide inicial de um cluster pode provocar resultados diferentes, como mostrado na Tabela 3.20. Isso prova a instabilidade do método k-médias, estando muito dependente das condições iniciais.

Tabela 3.20 – Resultados

	Centróides iniciais	Agrupamento
CASO 1	C	ABCDEGJ
	F	FHI
CASO 2	C	CFHI
	E	ABDEGJ
CASO 3	C	ABCDEFGIJ
	H	H

3.5 Definição do Número Ideal de Clusters

Considerando que o melhor critério para definir o número de clusters a serem formados seja a máxima diferenciação entre clusters, a melhor solução é quando cada conjunto corresponde a um único cluster (máxima dispersão inter-cluster), mas esta solução não atende aos objetivos deste trabalho, que é agrupar conjuntos com atributos semelhantes.

Portanto, deve-se verificar como reduzir a perda de informação no processo de agrupamento dos conjuntos. Haverá sempre um compromisso entre o número de clusters a serem formados e a perda de informação decorrente do agrupamento. Dessa forma, o número ideal de clusters poderá ser encontrado com a verificação do ganho da dispersão inter-cluster, com o aumento do número de clusters, ou seja:

$$SQ_{inter} = \frac{\Phi_{ie}}{\Phi_t} \quad \text{Eq. 3.8}$$

onde:

Φ_{ie} = Dispersão inter-cluster para n clusters formados

Φ_t = Dispersão total

Assim, pode-se avaliar o aumento da medida de dispersão inter-cluster com o aumento do número de clusters formados. Na definição do número de clusters a serem estudados, deve-se considerar sempre a relação de compromisso entre o aumento da dispersão inter-cluster e o número de clusters a serem formados. A Figura 3.2 mostra a relação entre este aumento e o número de clusters. Boa parte das aplicações observadas na literatura sobre o tema indica índices entre 80 a 90% como indicador de que se atingiu quantidade satisfatória do número de clusters [20].

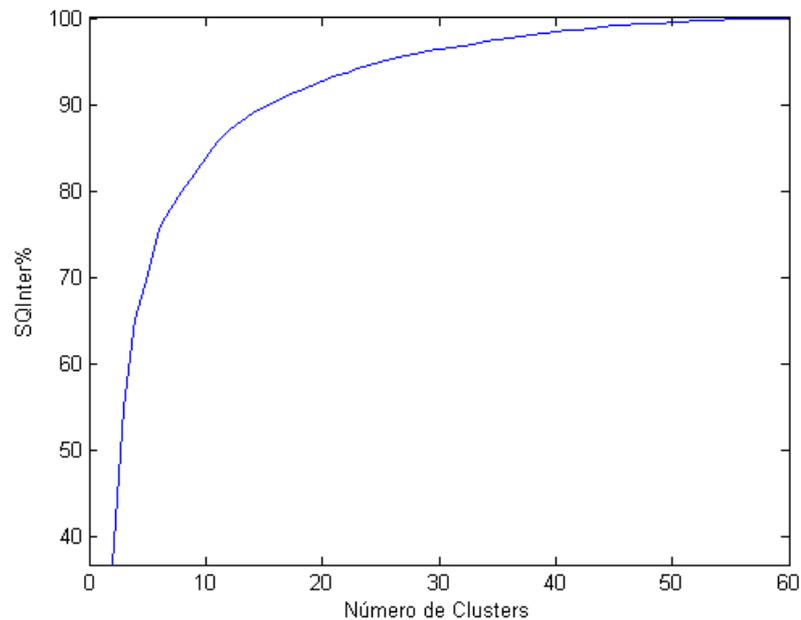


Figura 3.2 – Comportamento da dispersão inter-cluster

3.6 Influência da Dispersão das Variáveis

A análise de cluster é influenciada pela discrepância entre as dispersões dos atributos utilizados para efetuar o agrupamento. Isto é causado pela diferença de escalas dos atributos. Ao se utilizar a distância Euclidiana, os atributos com maior variabilidade dominam na determinação do valor numérico da distância. Essas diferenças de escala distorcem o resultado final. Para evitar esse problema, as variáveis devem ser padronizadas.

A seguir são mostrados alguns métodos para a padronização dos atributos.

3.6.1 Valor Médio

O fator de normalização é calculado pela média do atributo. Assim, o valor normalizado é calculado por:

$$A_i(j) = \frac{A_i(j)}{A_{i \text{ médio}}}, i = 1, 2, \dots, p \quad j = 1, 2, \dots, n \quad \text{Eq. 3.9}$$

onde n = número de conjuntos e p = número de atributos

3.6.2 Valor Maior

O fator de normalização é calculado pelo valor máximo do atributo. Assim, o valor normalizado é calculado por:

$$A_i(j) = \frac{A_i(j)}{A_{i \text{ maior}}}, i = 1, 2, \dots, p \quad j = 1, 2, \dots, n \quad \text{Eq. 3.10}$$

onde n = número de conjuntos e p = número de atributos

3.6.3 Valor Médio Dividido pelo Desvio Padrão

O fator de normalização é calculado pela diferença do valor do atributo e o valor médio, divididos pelo desvio padrão do atributo. Assim, o valor normalizado é calculado por:

$$A_i(j) = \frac{(A_i(j) - \bar{\chi}(A_i))}{\sigma(A_i)}, i = 1, 2, \dots, p \quad j = 1, 2, \dots, n \quad \text{Eq. 3.11}$$

onde $\sigma(A_i)$ = desvio padrão do atributo i .

O método do desvio padrão é o mais utilizado ao observar a literatura e será usado nas simulações deste estudo. Este método é também usado no programa ANABENCH.

3.7 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentada, a conceituação geral da análise de clusters necessária para compreensão deste estudo, mostrando dois métodos clássicos de agrupamento, disponíveis nos programas comerciais de estatística.

Apesar das técnicas de análise de clusters terem evoluído muito nos últimos anos, este trabalho pautou na adoção de métodos clássicos e matematicamente simples, visto que o estudo é voltado para aspectos regulatórios do setor elétrico e quanto mais simples for o método de comparação, maiores serão as chances de assimilação por todos os agentes.

4 Aprimoramento na Metodologia para Definição de Metas

4.1 Introdução

A ANEEL, em busca do aprimoramento contínuo da regulação, permite que novas metodologias de cálculo de metas de continuidade sejam propostas, visando à melhoria contínua e um processo cada vez mais justo.

Neste estudo, são avaliadas as mudanças na divisão dos clusters quando são adicionados três atributos na caracterização dos conjuntos. Os atributos estudados são: a densidade de raios anual, a média de precipitação anual e o nível de envelhecimento das redes. Essa alteração visa analisar a influência exercida pelo clima e pelo estado de conservação das redes na definição das metas de DEC e FEC de cada grupo.

É também proposto o uso do método hierárquico de Ward para a separação dos conjuntos com a finalidade de substituir o método k-médias, utilizado atualmente pela ANEEL. Esta sugestão é decorrente dos problemas encontrados no método k-médias, principalmente no que se refere à estabilidade, visto que a variação da semente ou mesmo o número de iterações pode levar a resultados distintos.

Neste capítulo, a metodologia atual para definição de metas é apresentada e, em seguida, são detalhadas as melhorias e mudanças propostas.

4.2 Metodologia Atual

A metodologia atual, regulamentada pela RN 024/00, baseia-se no trabalho de José Eduardo Pinheiro Santos Tanure [25], que utiliza o algoritmo k-médias para identificar clusters de conjuntos de unidades consumidoras semelhantes. Durante o processo de formação dos clusters, cada conjunto de unidades consumidoras é caracterizado por um vetor contendo cinco atributos físico-elétricos:

- 1 Número de unidades de consumidoras
- 2 Consumo médio mensal (MWh)
- 3 Potência instalada (KVA)
- 4 Extensão da rede aérea primária de distribuição (Km)
- 5 Área (Km²)

Também é considerado um atributo binário que indica se o conjunto é atendido pelo sistema interligado ou por um sistema isolado. Este atributo não é usado para dividir os conjuntos em clusters, porém é útil na definição das metas dos conjuntos.

A idéia principal desse processo é que conjuntos de unidades consumidoras com características semelhantes tenham os mesmos padrões de continuidade.

A aplicação dessa metodologia de análise comparativa de desempenho das concessionárias tem como objetivo permitir ao órgão regulador a superação de uma desvantagem natural decorrente da assimetria de informações em relação às distribuidoras, tentando assegurar um serviço adequado ao consumidor e maximizando o uso dos recursos disponíveis pelas concessionárias.

Os dados relativos aos atributos físico-elétricos de cada conjunto definido pela concessionária são utilizados para alimentar o software ANABENCH, que calcula as metas baseado na análise comparativa de desempenho dos conjuntos de atributos semelhantes entre todas as concessionárias [20].

No ANABENCH, os conjuntos são agrupados em 30 clusters. Este número é pré-definido e pode ser alterado em função das mudanças das características do sistema. A Figura 4.1 ilustra a metodologia para o estabelecimento das metas de DEC e FEC no período entre duas revisões tarifárias [2]. Primeiramente é levantado o histórico dos indicadores obtidos por todos os conjuntos pertencentes a um cluster. São expurgados os indicadores dos 5% melhores e piores desempenhos. Do universo restante a meta final a ser atingida por todos é aquela já conseguida por 10% dos conjuntos, desconsiderados os expurgados. Para o sistema isolado a meta final é aquela conseguida por 50% dos conjuntos. Os conjuntos que apresentam indicadores iguais ou inferiores aos 10% ou 50% têm suas metas estabilizadas nos valores historicamente já obtidos.

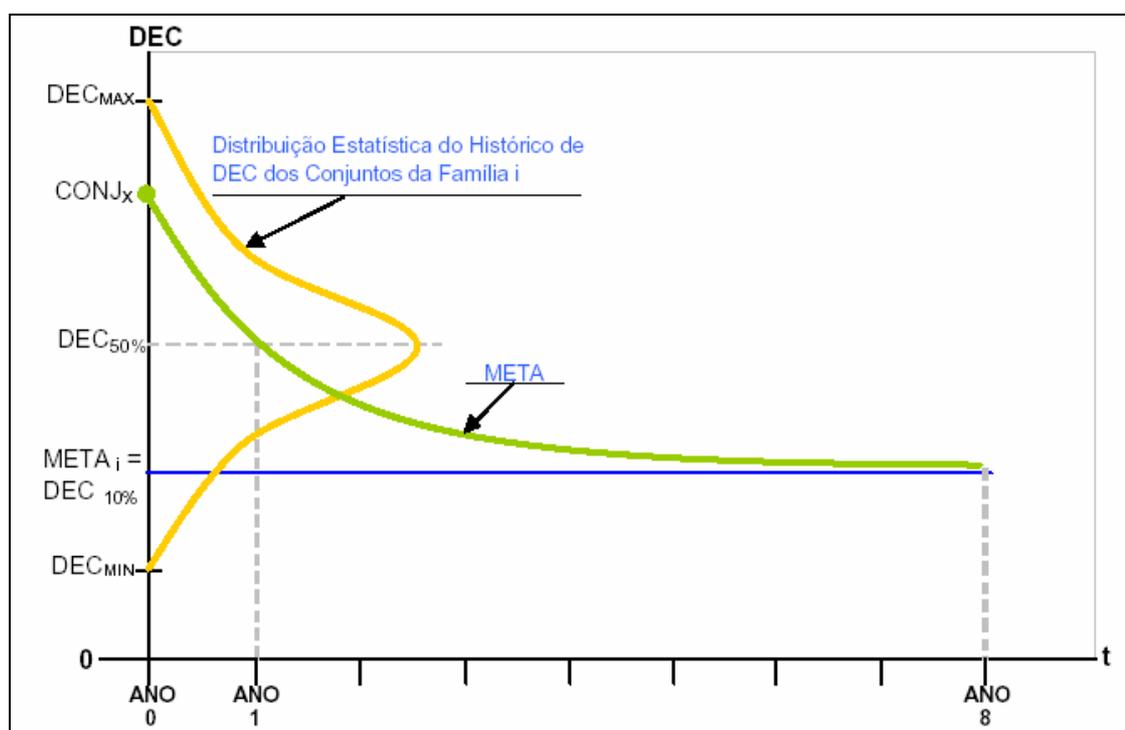


Figura 4.1 – Determinação de Metas DEC/FEC

Para a definição das metas, o ANABENCH segue as seguintes etapas:

- 1 Retirada dos conjuntos nulos: todo conjunto que possui algum atributo ou valor de DEC e FEC nulo é retirado da amostra.

- 2 Retirada de “outliers”: é feita uma análise estatística para cada atributo e para os valores de DEC e FEC. São considerados “outliers” os valores que se localizam abaixo das fronteiras inferiores ou acima das fronteiras superiores definidas por:

$$F_i = Q_1 - 1,5 * (Q_3 - Q_1) \quad \text{Eq. 4.1}$$

$$F_s = Q_3 + 1,5 * (Q_3 - Q_1) \quad \text{Eq. 4.2}$$

onde F_i é a fronteira inferior, F_s é a fronteira superior, Q_1 é o primeiro quartil e Q_3 é o terceiro quartil da amostra.

- 3 Linearização dos dados utilizando o logaritmo natural para dispersar os dados.
- 4 Normalização dos dados de acordo com o item 3.6.
- 5 Separação os conjuntos em clusters utilizando o método k-médias.
- 6 Definição das metas para cada cluster.
- 7 Inserção dos “outliers” e conjuntos nulos nos clusters, de acordo com a distância destes aos centróides de cada cluster.

Em seguida, as metas de cada agente ou distribuidora são publicadas em Resolução específica e devem ser impressas mensalmente nas contas de energia elétrica dos consumidores, juntamente com os indicadores individuais DIC, FIC e DMIC.

4.3 Aprimoramento Proposto

Neste trabalho, são propostos dois aprimoramentos. O primeiro sugere a adoção do método de Ward substituindo o método k-médias. A segunda melhoria sugere a mudança na caracterização dos conjuntos incluindo três atributos.

O estudo desenvolvido por Tanure [25] justificou a escolha do método k-médias pela grande quantidade de elementos a ser analisada, pois os softwares disponíveis no mercado naquela época não conseguiam formar a matriz de similaridade em função do grande número de conjuntos (em torno de 5000). Entretanto, o software MATLAB [17] [18], utilizado neste trabalho, tem capacidade para tratar este problema de maneira bastante satisfatória. Além disto, a velocidade atual dos computadores favorece a utilização dos métodos hierárquicos, que necessitam de grande esforço computacional. Além disso, no método k-médias, os centróides iniciais são definidos aleatoriamente, influenciando fortemente o resultado final. Assim, propõe-se o uso do método de Ward, por ser um método mais robusto e que não está sujeito a instabilidades como o método k-médias.

Visto que a metodologia atual utiliza apenas atributos físicos e elétricos, vê-se que as características climatológicas de cada região não são consideradas na determinação dos clusters. Além disso, não é considerada a depreciação dos ativos das concessionárias. Porém, essas características são relevantes na determinação dos valores de DEC e FEC dos conjuntos. Dessa maneira, um dos objetivos deste trabalho é realizar o processo de agrupamento dos conjuntos utilizando mais três atributos, com a intenção de obter um procedimento mais justo. Os novos atributos a serem estudados neste trabalho são:

- 1 Média de precipitação anual, em (mm).
- 2 Densidade de raios, em (raios/Km²);
- 3 Envelhecimento de ativos

4.3.1 Média de Precipitação Anual

Para a média anual de precipitação, foram obtidos 313 medições, que continham as cinco regiões do país. Através de pluviômetros instalados nesses pontos, obtêm-se a medição da quantidade de precipitação pluvial (chuva), em milímetros. Estas estações pluviométricas estão sob os cuidados do INMET – Instituto Nacional de Meteorologia, que se encarrega de coletar e armazenar os dados de precipitação no Brasil [14].

Como esses dados não incluíam todos os conjuntos da ANEEL, as concessionárias com maior área foram divididas em sub-regiões. Para cada sub-região, a média anual de precipitação foi calculada como a média dos valores dos municípios contidos nela. Esse valor foi atribuído a todos os conjuntos da ANEEL que se localizavam dentro da sub-região correspondente.

Dessa forma, a partir dos 313 dados, foram atribuídos os valores apresentados nas Tabelas de 4.1 até 4.5 para as concessionárias de cada região do país.

Tabela 4.1 – Divisão das Sub-regiões da Região Norte

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEAM	1	BENJAMIN CONSTANT	209,69
		EIRUNEPE	
	2	MANICORE	189,74
		LABREA	
	3	COARI	212,59
		CODAJAS	
		TEFE	
	4	ITACOATIARA	198,01
		PARINTINS	
	5	BARCELOS	239,02
		FONTE BOA	
		IAUARETÊ	
		S.G.DA CACHOEIRA(UAUPES)	
	ELETROACRE	1	CRUZEIRO DO SUL
RIO BRANCO			
TARAUACA			

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
MANAUS	1	MANAUS	181,48
CEA	1	MACAPA	206,40
CELPA	1	ALTAMIRA	189,12
		BELEM	
		BELTERRA	
		BREVES	
		CAMETA	
		CONCEICAO DO ARAGUAIA	
		ITAITUBA	
		MARABA	
		MONTE ALEGRE	
		OBIDOS	
		PORTO DE MOZ	
		SÃO FELIX DO XINGU	
		SOURE	
TRACUATEUA			
TUCURUI			
CERON	1	PORTO VELHO	185,59
BOA VISTA	1	BOA VISTA	153,23
CER	1	CARACARAI	180,66
CELTINS	1	ARAGUAINA	142,66
		PALMAS	
		PEDRO AFONSO	
		PEIXE	
		PORTO NACIONAL	
		TAGUATINGA	

Tabela 4.2 – Divisão das Sub-regiões da Região Nordeste

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CELB	1	CAMPINA GRANDE	79,15
SULGIPE	1	ITABAIANINHA	98,75
CEAL	1	AGUA BRANCA	102,37
		MACEIO	
		PALMEIRA DOS INDIOS	
		PAO DE AÇUCAR	
		PORTO DE PEDRAS	

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
ENERGIPE	1	ARACAJU PROPRIA	97,00
SAELPA	1	AREIA	94,34
		CAMARATUBA	
		JOAO PESSOA	
		MONTEIRO	
		PATOS	
COELBA	1	SÃO GONÇALO	73,16
		BARREIRAS	
		BOM JESUS DA LAPA	
		CARINHANHA	
		CORRENTINA	
	2	STa. R. DE CASSIA (IBIPETUBA)	81,23
		CAETITE	
		CARAVELAS	
		CIPO	
		GUARATINGA	
		ITUAÇU	
	3	LENCOIS	88,14
		VITORIA DA CONQUISTA	
		ALAGOINHAS	
		CANAVIEIRAS	
		CRUZ DAS ALMAS	
		FEIRA DE SANTANA	
		ITABERABA	
		ITIRUÇU (JAGUAQUARA)	
		JACOBINA	
4	MORRO DO CHAPEU	53,46	
	SALVADOR (ONDINA)		
	SERRINHA		
	BARRA		
	IRECE		
		MONTE SANTO	53,46
		PAULO AFONSO	
		REMANSO	
		SENHOR DO BONFIM	

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEPISA	1	BOM JESUS DO PIAUI	79,67
		CALDEIRAO	
		CARACOL	
		ESPERANTINA	
		FLORIANO	
		LUZILANDIA(LAG.DO PIAUI)	
		MORRO DOS CAVALOS	
		PARNAIBA	
		PAULISTANA	
		PICOS	
		PIRIPIRI	
		SAO JOAO DO PIAUI	
		TERESINA	
VALE DO GURGUEIA (CRISTIANO CASTRO)			
COELCE	1	ACARAU	85,91
		BARBALHA	
		CAMPOS SALES	
		CRATEUS	
		FORTALEZA	
		GUARAMIRANGA	
		IGUATU	
		JAGUARUANA	
		MORADA NOVA	
		QUIXERAMOBIM	
		SOBRAL	
TAUA			
COSERN	1	APODI	79,74
		CEARA MIRIM	
		CRUZETA	
		FLORANIA	
		MACAU	
		MOSSORO	
		NATAL	
SERIDO (CAICO)			
CELPE	1	ARCOVERDE	73,52
		CABROBO	
		GARANHUNS	
		OURICURI	
		PESQUEIRA	
		PETROLINA	
		RECIFE (CURADO)	
		SURUBIM	
TRIUNFO			

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEMAR	1	ALTO PARNAIBA	138,05
		BACABAL	
		BALSAS	
		BARRA DO CORDA	
		CAROLINA	
		CAXIAS	
		CHAPADINHA	
		COLINAS	
		IMPERATRIZ	
		SAO LUIS	
		TURIACU	
ZE DOCA			

Tabela 4.3 – Divisão das Sub-regiões da Região Centro Oeste

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEB	1	BRASILIA	120,71
		RONCADOR	
CELG	1	ARAGARCAS	132,14
		JATAI	
		RIO VERDE	
	2	CATALAO	122,83
		IPAMERI	
		ITUMBIARA	
	3	FORMOSA	130,19
		GOIANESIA	
		GOIANIA	
		GOIAS	
PIRENOPOLIS			
ENERSUL	1	CORUMBA	85,42
		NHUMIRIM (NHECOLANDIA)	
	2	CAMPO GRANDE	119,56
	3	PARANAIBA	111,34
		TRES LAGOAS	
	4	IVINHEMA	126,26
		PONTA PORA	

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEMAT	1	SÃO VICENTE	149,61
	2	MATUPA	168,79
	3	CACERES	122,88
		CUIABA	
		SAO JOSE DO RIO CLARO	
	4	CANARANA	137,26
		DIAMANTINO	
		NOVA. XAV. (XAVANTINA)	
		POXOREO	
			RONDONOPOLIS

Tabela 4.4 – Divisão das Sub-regiões da Região Sudeste

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
ESCELSA	1	MUNIZ FREIRE	116,51
		ITARANA	
		SAO MATEUS	
		LINHARES	
		VITORIA	
SANTA MARIA	1	MARILANDIA (COLATINA)	102,85
POCOS DE CALDAS	1	CALDAS (P. DE CALDAS)	129,66
CERJ	1	ANGRA DOS REIS	117,55
		CAMPOS	
		ITAPERUNA	
		MARICA	
		RESENDE	
		RIO BONITO	
LIGHT	1	RIO DE JANEIRO	99,91
		SANTA CRUZ	
		SANTA MONICA (VALENÇA)	
ELETROPAULO	1	SAO PAULO (MIR.de SANTANA)	131,35
NACIONAL	1	CATANDUVA	95,91
PIRATININGA	1	SOROCABA	87,66
		ITU	
SANTA CRUZ	1	AVARE	119,19
V-PARANAPANE	1	PRESIDENTE PRUDENTE	98,08
CPFL	1	FRANCA	124,94
		LINS	
		SAO CARLOS	

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
CEMIG	1	ARACUAI	66,21
	2	ARAXA	135,89
	3	BARBACENA	126,40
	4	BELO HORIZONTE	135,05
	5	BOM DESPACHO	120,08
	6	CARATINGA	105,18
	7	CURVELO	86,69
	8	DIVINOPOLIS	112,52
	9	FRUTAL	122,07
	10	GOVERNADOR VALADARES	79,44
	11	ITUIUTABA	111,32
	12	JANAUBA	67,16
	13	JANUARIA	82,41
	14	JOAO MONLEVADE	116,56
	15	JUIZ DE FORA	133,18
	16	LAVRAS	113,59
	17	MONTES CLAROS	91,98
	18	PARACATU	127,40
	19	PATOS DE MINAS	121,71
	20	PIRAPORA	97,19
	21	SALINAS	75,79
	22	SAO JOAO DEL REI	124,81
	23	SAO LOURENCO	118,95
	24	SETE LAGOAS	113,45
	25	TEOFILO OTONI	101,93
	26	UBERABA	137,54
BANDEIRANTE	1	GUARULHOS TAUBATE	116,06
ELEKTRO	1	CAMPOS DO JORDAO IGUAPE SANTA FE DO SUL UBATUBA VOTUPORANGA	137,49

Tabela 4.5 – Divisão das Sub-regiões da Região Sul

Concessionária	Sub-região	Municípios	Média de Precipitação Anual (mm)
AES-SUL	1	SANTANA DO LIVRAMENTO	127,78
		SANTA MARIA	
		URUGUAIANA	
CEEE	1	BAGE	114,92
		ENCRUZILHADA DO SUL	
		PELOTAS	
		PORTO ALEGRE	
		RIO GRANDE	
		SANTA VITORIA DO PALMAR	
		TORRES	
CELESC	1	CAMPOS NOVOS	132,73
		CHAPECO	
		FLORIANOPOLIS	
		INDAIAL	
		JOACABA	
		LAGES	
COPEL	1	SAO JOAQUIM	128,64
		CAMPO MOURAO	
		CASTRO	
		CURITIBA	
		IRATI	
		LONDRINA	
RGE	1	MARINGA	136,47
		PARANAGUA	
		BENTO GONCALVES	
		BOM JESUS	
		CAMBARA DO SUL	
		CAXIAS DO SUL	
		CRUZ ALTA	
		IBIRUBA	
		IRAI	
LAGOA VERMELHA			
URUSSANGA	1	PASSO FUNDO	94,49
		SAO LUIZ GONZAGA	
		URUSSANGA	

As tabelas das sub-regiões de cada concessionária listam os municípios em que os dados de média de precipitação anual estavam disponíveis. A correspondência desses dados com os dados na ANEEL foi realizada identificando a qual sub-região pertencia os conjuntos da ANEEL e, atribuindo a esses, o valor da precipitação anual da sub-região.

Como pode ser observado para algumas concessionárias, não houve divisão em sub-regiões. Para as concessionárias que não possuíam dados de chuva, foram atribuídas médias de precipitação anual do estado correspondente, mostradas abaixo.

Tabela 4.6 – Média de Precipitação Anual da Região Norte

Estado	Média de Precipitação Anual (mm)
Acre	173,28
Amapá	189,12
Amazonas	212,16
Pará	206,40
Rondônia	185,59
Roraima	166,95
Tocantins	142,66

Tabela 4.7 – Média de Precipitação Anual da Região Nordeste

Estado	Média de Precipitação Anual (mm)
Alagoas	102,37
Bahia	76,31
Ceará	85,91
Maranhão	138,05
Paraíba	100,94
Pernambuco	73,52
Piauí	79,67
Rio Grande do Norte	79,74
Sergipe	97,58

Tabela 4.8 – Média de Precipitação Anual da Região Centro Oeste

Estado	Média de Precipitação Anual (mm)
Goiás	128,84
Mato Grosso	134,76
Mato Grosso do Sul	109,37

Tabela 4.9 – Média de Precipitação Anual da Região Sudeste

Estado	Média de Precipitação Anual (mm)
Espírito Santo	115,02
Minas Gerais	108,73
Rio de Janeiro	109,93
São Paulo	120,65

Tabela 4.10 – Média de Precipitação Anual da Região Sul

Estado	Média de Precipitação Anual (mm)
Paraná	129,00
Rio Grande do Sul	124,04
Santa Catarina	127,95

4.3.2 Densidade de Raios

Os dados para a elaboração do atributo densidade de raios incluídos na análise foram obtidos através do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O INPE possui um levantamento desse índice [raios/km² ano] para 3183 municípios do Brasil, incluindo as regiões sul, sudeste e centro-oeste, exceto o estado de Mato Grosso [13].

O INPE possui uma Rede Brasileira de Detecção Atmosférica precisa nestes municípios, possibilitando a medição do número de raios ao ano que juntamente com o conhecimento da área permite a determinação da densidade de raio em cada município. Os dados foram obtidos para os anos de 2005 e 2006.

A partir desses dados, o novo atributo foi atribuído aos respectivos conjuntos da ANEEL. Para as demais regiões do país, em que esses dados de densidade de raio não estavam disponíveis, foram realizadas estimativas da densidade de raio por concessionária a partir do Mapa de Curvas Isocerânicas obtido na NBR 5419:2001. A Figura 4.2 apresenta o Mapa Isocerânico do Brasil.

Segundo a NBR 5419:2001, a densidade de descargas atmosféricas para a terra N_g é o número de raios para a terra por quilômetros quadrados por ano. O valor de N_g para uma dada região pode ser estimado pela Eq. 4.3.

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25} \text{ [por Km}^2\text{/ano]}$$

Eq. 4.3

onde, T_d é o número de dias de trovoada por ano, obtido de mapas isoceraunicos, conforme a Figura 4.2.



Figura 4.2 – Mapa de Curvas Isoceraunicas – Brasil

Visto que a base de dados de densidade de raios não contempla todos os conjuntos da ANEEL, foi necessário dividir as concessionárias em sub-regiões, de forma análoga ao realizado com a média de precipitação anual.

Os municípios contidos na Tabela 4.12 são os mesmos das sub-regiões referentes ao atributo média de precipitação anual. Foram consideradas as mesmas sub-regiões para atribuir um valor médio de densidade de raio, através do mapa isoceraunico.

A correspondência dos dados abaixo com os dados na ANEEL foi realizada identificando a qual sub-região pertencia os conjuntos da ANEEL, e atribuindo a esses o

valor da densidade de raio da sub-região. Para as demais concessionárias, foram atribuídos os valores médios de densidade de raio da cada concessionária.

Tabela 4.11 – Estimativa da Densidade de Raio para as Regiões Norte, Nordeste e o estado do Mato Grosso – Concessionárias sem Sub-regiões

Concessionária	Densidade de Raio [raio/km².ano]
BOA VISTA	4,024
CEA	11,088
CEAL	1,692
CELB	0,711
CELPA	11,088
CELPE	1,960
CELTINS	11,088
CEMAR	7,382
CEPISA	4,024
CERON	6,680
COELCE	4,024
COSERN	0,940
ELETROACRE	8,099
ENERGIPE	0,940
MANAUS	5,318
SAELPA	3,104
SULGIPE	0,496

Tabela 4.12 – Estimativa da Densidade de Raios para as Regiões Norte, Nordeste e o estado do Mato Grosso – Concessionárias com Sub-regiões

Concessionária	Sub-região	Municípios	Densidade de Raio [raio/km ² . ano]
CEAM	1	BENJAMIN CONSTANT	9,570
		EIRUNEPE	
	2	MANICORE	11,088
		LABREA	
	3	COARI	12,649
		CODAJAS	
		TEFE	
	4	ITACOATIARA	6,680
		PARINTINS	
	5	BARCELOS	12,649
		FONTE BOA	
		IAUARETÊ	
S.G.DA CACHOEIRA(UAUPES)			
COELBA	1	BARREIRAS	8,099
		BOM JESUS DA LAPA	
		CARINHANHA	
		CORRENTINA	
		STa. R. DE CASSIA (IBIPETUBA)	
	2	CAETITE	0,940
		CARAVELAS	
		CIPO	
		GUARATINGA	
		ITUAÇU	
		LENCOIS	
		VITORIA DA CONQUISTA	
	3	ALAGOINHAS	0,940
		CANAVIEIRAS	
		CRUZ DAS ALMAS	
		FEIRA DE SANTANA	
		ITABERABA	
		ITIRUÇU (JAGUAQUARA)	
		JACOBINA	
		MORRO DO CHAPEU	
		SALVADOR (ONDINA)	
	SERRINHA		
	4	BARRA	1,181
		IRECE	
		MONTE SANTO	
		PAULO AFONSO	
		REMANSO	
		SENHOR DO BONFIM	

Concessionária	Sub-região	Municípios	Densidade de Raio [raio/km ² . ano]
CEMAT	1	SÃO VICENTE	12,649
	2	MATUPA	15,887
	3	CACERES	11,088
		CUIABA	
		SAO JOSE DO RIO CLARO	
	4	CANARANA	12,649
		DIAMANTINO	
		NOVA. XAV.(XAVANTINA)	
		POXOREO	
		RONDONOPOLIS	

4.3.3 Envelhecimento de Ativos

O terceiro atributo proposto é o envelhecimento dos ativos das concessionárias de distribuição. A finalidade da inclusão desse atributo é tentar capturar as diferenças existentes entre os tipos de ativos que compõe as redes de distribuição das distribuidoras, ou seja, algumas concessionárias possuem redes com ativos praticamente depreciados enquanto outras possuem redes novas. A idade média dos ativos das empresas impacta sensivelmente nos indicadores de qualidade.

A princípio poder-se-ia pensar que este atributo é fruto de uma decisão gerencial da distribuidora e que com novos investimentos o nível de envelhecimento decairia. Entretanto, vale ressaltar que este atributo afeta diretamente a base de remuneração das empresas e, conseqüentemente, a tarifa dos consumidores, que pagam menos por serem atendidos por ativos depreciados. Logo, os consumidores supridos por ativos depreciados pagam menos, mas estão sujeitos a uma diminuição na qualidade de suprimento.

Desta forma, a introdução desse atributo na metodologia para análise comparativa tem o objetivo de agregar mais informações com vistas ao estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade mais condizentes com a real situação de cada conjunto e de cada empresa.

Para homogeneizar o tratamento e buscar uma forma simples de obter este dado, o atributo de envelhecimento dos ativos é dado pela relação entre a Base de Remuneração Regulatória líquida (BRR_L) da empresa e a Base de Remuneração Regulatória bruta (BRR_B) dessa mesma empresa. Esse atributo tem a função de medir o grau de depreciação dos ativos, ou seja, quanto maior esta relação menor seria a idade dos ativos.

Os dados das bases de remuneração utilizados para a elaboração desses atributos foram obtidos através das informações referentes às Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras do sistema disponibilizadas pela ANEEL [5]. Dessa forma, a Tabela 4.13 apresenta os valores desse atributo para cada uma das concessionárias.

Tabela 4.13 – Atributo Envelhecimento dos Ativos

Atributo Envelhecimento – BRR Líquida / BRR Bruta				
Número	Empresa	BRR Bruta	BRR Líquida	Envelhecimento dos Ativos
1	AES SUL	1.398.768.590,58	670.834.255,57	0,4796
2	AMPLA	2.715.313.186,00	1.437.585.297,00	0,5294
3	BANDEIRANTES	2.078.698.360,07	1.091.926.090,16	0,5253
4	BOA VISTA	77.671.213,57	44.536.093,23	0,5734
5	BRAGANTINA	113.528.991,81	47.744.976,57	0,4206
6	CAIUA	179.089.137,47	57.550.088,13	0,3213
7	CEA	743,864,637,49	408,877,362,07	0,5497
8	CEAL	737.629.573,70	369.416.217,29	0,5008
9	CEAM	743,864,637,49	408,877,362,07	0,5497
10	CEB	1.311.962.049,79	467.692.311,16	0,3565
11	CEEE	2.011.581.466,70	1.038.472.598,07	0,5162
12	CELB	86.381.014,31	32.580.508,12	0,3772
13	CELESC	3.090.317.288,72	1.606.123.073,43	0,5197
14	CELG	2.428.927.526,00	710.069.447,00	0,2923
15	CELPA	1.622.936.656,78	898.467.817,83	0,5536
16	CELPE	2.475.933.320,56	1.300.185.412,54	0,5251
17	CELTINS	904.242.970,40	325.811.812,44	0,3603
18	CEMAR	1.755.619.219,37	835.748.689,69	0,4760
19	CEMAT	1.329.855.612,29	690.590.854,46	0,5193
20	CEMIG	11.163.307.435,76	4.395.430.293,63	0,3937
21	CENF	96.757.758,59	58.677.091,62	0,6064
22	CEPISA	694.396.379,07	335.597.977,44	0,4833
23	CERON	447.857.472,21	244.865.911,52	0,5467
24	CFLCL	566.507.062,22	194.742.024,69	0,3438
25	CFLO	26.063.896,31	8.644.602,25	0,3317

Número	Empresa	BRR Bruta	BRR Líquida	Envelhecimento dos Ativos
26	CHESP	33.277.002,73	16.027.577,51	0,4816
27	CNEE	64.596.812,41	22.439.002,31	0,3474
28	COCEL	45.527.783,00	14.675.050,00	0,3223
29	COELBA	4.632.929.736,15	2.033.575.734,84	0,4389
30	COELCE	2.469.074.121,21	1.298.246.009,71	0,5258
31	COOPERALIANÇA	24.667.589,00	18.014.379,00	0,7303
32	COPEL	5.314.932.103,00	1.315.665.334,00	0,2475
33	COSERN	822.761.277,41	457.804.445,39	0,5564
34	CPEE	54.891.896,21	30.111.242,77	0,5486
35	CPFL	4.953.309.070,68	2.217.543.976,26	0,4477
36	CSPE	67.907.934,65	33.909.021,49	0,4993
37	DEMEI	22.145.064,78	9.813.211,72	0,4431
38	DME	131.283.907,12	94.056.713,34	0,7164
39	EEVP	136.666.653,51	43.420.233,85	0,3177
40	EFLJC	914.783,00	525.442,00	0,5744
41	EFLUL	4.001.607,62	2.403.037,54	0,6005
42	ELEKTRO	3.926.049.586,64	1.943.081.703,60	0,4949
43	ELETROACRE	160.799.783,49	83.298.356,85	0,5180
44	ELETROCAR	34.541.335,69	9.695.272,18	0,2807
45	ELETROPAULO	11.868.126.085,93	5.098.640.063,48	0,4296
46	ELFSM	96.905.840,70	32.921.577,66	0,3397
47	ENERGIPE	425.784.326,07	256.906.384,73	0,6034
48	ENERSUL	1.308.944.010,21	751.891.828,63	0,5744
49	ESCELSA	1.911.759.837,62	960.216.005,22	0,5023
50	FORCEL	9.656.781,57	2.552.990,79	0,2644
51	HIDROPAN	13.198.306,18	9.105.748,84	0,6899
52	IGUAÇU	22.551.614,15	7.960.111,09	0,3530
53	JAGUARI	42.126.939,65	26.205.734,85	0,6221
54	LIGHT	7.763.039.822,05	3.515.065.201,90	0,4528
55	MANAUS ENERGIA	2.054.953.707,87	1.012.878.351,16	0,4929
56	MOCOCA	37.555.258,12	18.963.546,06	0,5050
57	MUXFELT	4.747.680,58	4.454.207,72	0,9382
58	PIRATININGA	1.577.153.352,79	787.481.744,40	0,4993
59	RGE	1.601.018.302,90	833.011.756,79	0,5203
60	SANTACRUZ	325.349.269,79	157.261.316,91	0,4834
61	SAELPA	729.188.606,38	370.074.028,71	0,5075
62	SULGIPE	68.799.917,20	21.271.876,48	0,3092
63	UHENPAL	11.642.221,26	4.286.895,68	0,3682

Todos os conjuntos das concessionárias recebem o mesmo valor para esse atributo. Posteriormente essa abordagem pode ser alterada, visto que seria interessante atribuir para cada conjunto um valor diferente para esse atributo. Nesta primeira análise, isso não foi possível devido à escassez dos dados, mas uma vez provada a sua eficácia

quanto à determinação de indicadores de qualidade mais justos, a informação referente aos ativos líquidos e depreciados de cada conjunto poderá ser solicitada pelo órgão regulador às concessionárias.

4.4 Conclusão

A metodologia atual utiliza apenas atributos físicos e elétricos, desconsiderando as características climatológicas de cada região. Porém, essas características são relevantes na determinação dos valores de DEC e FEC dos conjuntos e representam fatores não controláveis pela concessionária. Por exemplo, o clima afeta o FEC em função dos raios e o DEC em função do volume de chuva, que dificulta o acesso para recuperação da falta em algumas áreas.

Além do clima, outro aspecto não considerado é a depreciação dos ativos que compõe as redes das concessionárias. Apesar do consumidor não ter culpa sobre o estado atual das redes utilizadas no serviço de transporte da energia elétrica, este atributo é relevante devido à existência de correlação entre a tarifa do consumidor e o grau de depreciação das redes. Ou seja, o consumidor que é atendido por uma rede depreciada possui uma tarifa menor. Não seria justo consumidores com tarifas diferentes possuírem a mesma qualidade de energia.

Existem ainda, outros atributos relacionados ao clima, como nível de salinidade, poluição, proximidade de florestas e existência de áreas alagadiças que poderiam ser considerados na busca de uma melhor modelagem. Porém, a falta de dados referentes a todo território nacional não permite que estudos dessa natureza sejam realizados.

É importante destacar a dificuldade para aquisição de dados precisos e confiáveis relativos à densidade de raios e média de precipitação, quando se busca analisar todo o

país. Esta primeira investida na consideração destes fatores mostra a sua importância nos resultados conforme é apresentado no capítulo a seguir.

5 Análise dos Resultados

5.1 Introdução

Para a obtenção da sensibilidade do modelo proposto diante dos três novos atributos, foram utilizados dados reais de 2006 disponibilizados pela ANEEL referentes a 4224 conjuntos de 63 concessionárias de distribuição do Sistema Elétrico Brasileiro. Nestes dados, não havia conjuntos referentes à Companhia Energética de Roraima – CER. Foi desenvolvido um programa em MATLAB similar ao ANABENCH, de acordo com os seguintes passos:

- 1 Retirada dos conjuntos com atributos ou indicadores nulos
- 2 Retirada de “outliers”
- 3 Linearização e normalização dos dados
- 4 Separação os conjuntos em 30 clusters utilizando o método hierárquico de Ward
- 5 Definição das metas para cada cluster
- 6 Inserção dos “outliers” e conjuntos nulos nos clusters

Para a comparação dos resultados, inicialmente foi simulado um caso com os cinco atributos atualmente utilizados pela ANEEL, usado como referência. A partir daí, este caso foi comparado com os resultados utilizando as combinações dos três novos atributos.

Foram feitas 8 simulações, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Simulações

Caso 1	5 atributos originais
Caso 2	5 atributos + densidade de raios
Caso 3	5 atributos + precipitação anual
Caso 4	5 atributos + envelhecimento dos ativos
Caso 5	5 atributos + densidade de raios e precipitação anual
Caso 6	5 atributos + densidade de raios e envelhecimento dos ativos
Caso 7	5 atributos + precipitação anual e envelhecimento dos ativos
Caso 8	8 atributos

Neste capítulo, os resultados serão comparados considerando o número de clusters que possuem conjuntos da distribuidora, a posição dos conjuntos em relação às metas dos clusters, e a redução das multas causadas pela mudança nos atributos.

Essa análise pode ser feita para qualquer uma das 63 distribuidoras estudadas.

5.2 Análise do Posicionamento dos Conjuntos

É importante ressaltar que, alterando os atributos dos conjuntos, os clusters são rearranjados, sendo que cada cluster possui metas de DEC e FEC diferentes. Ou seja, o valor do índice do conjunto não sofre mudança, apenas o cluster ao qual esse conjunto pertence.

Serão analisadas as distribuidoras CELG, ELETROPAULO e COELCE, que possuem respectivamente 192, 58 e 99 conjuntos. As figuras abaixo mostram a distribuição dos conjuntos dentro de cada distribuidora. Nota-se que as escalas dos gráficos são diferentes.

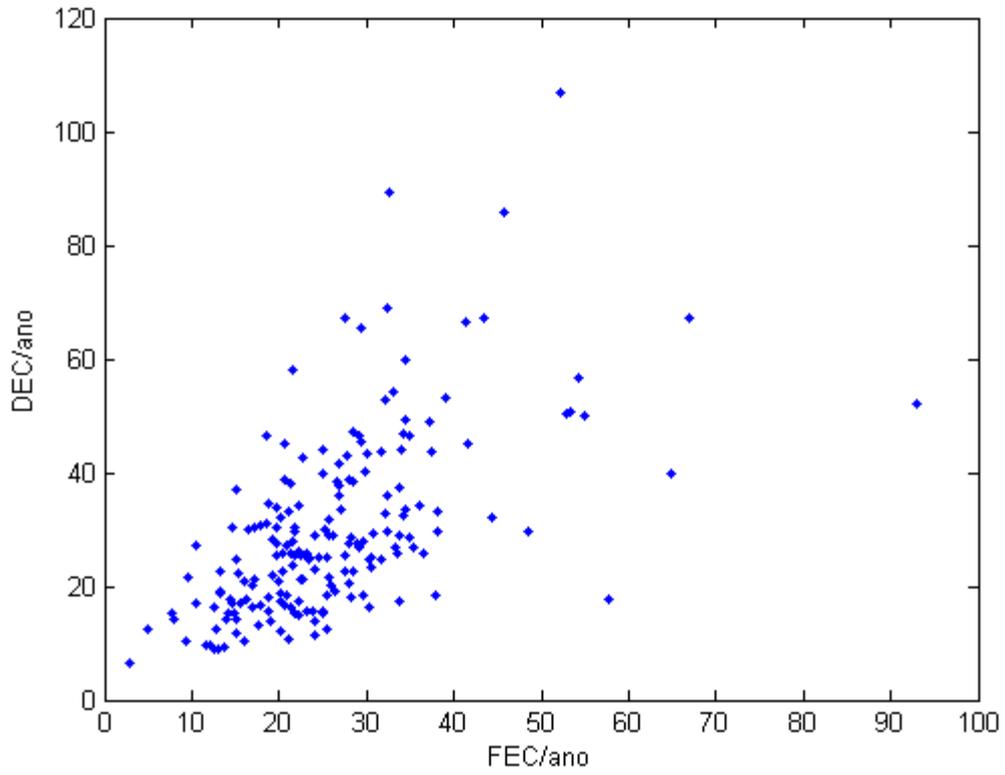
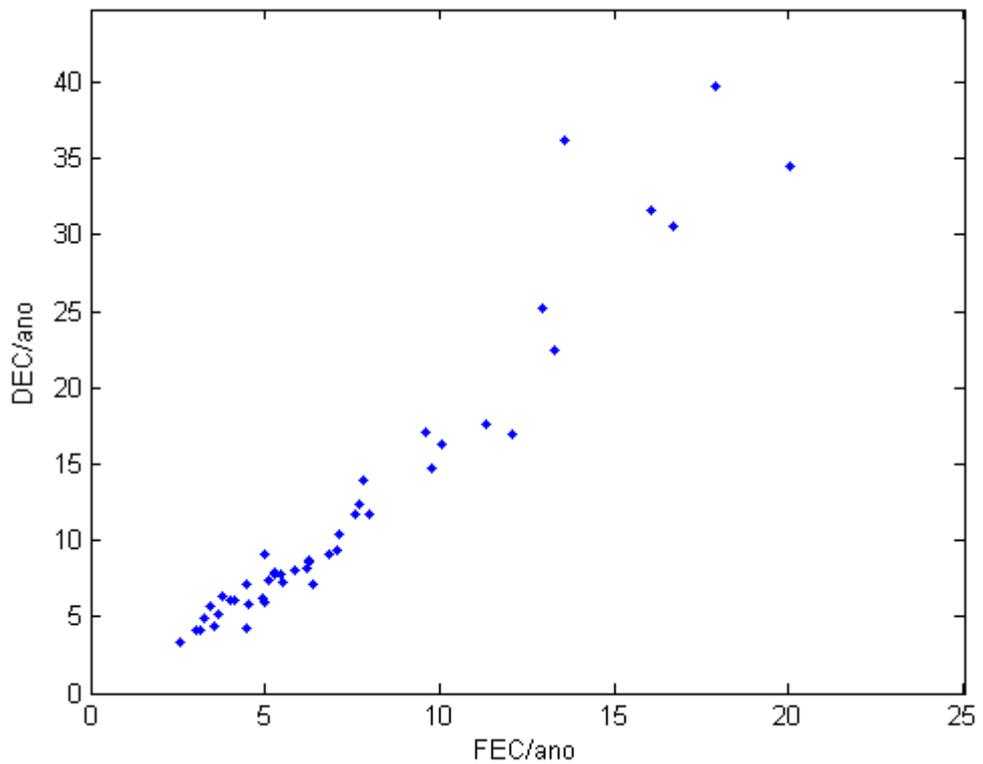


Figura 5.1 – Distribuição dos conjuntos - CELG



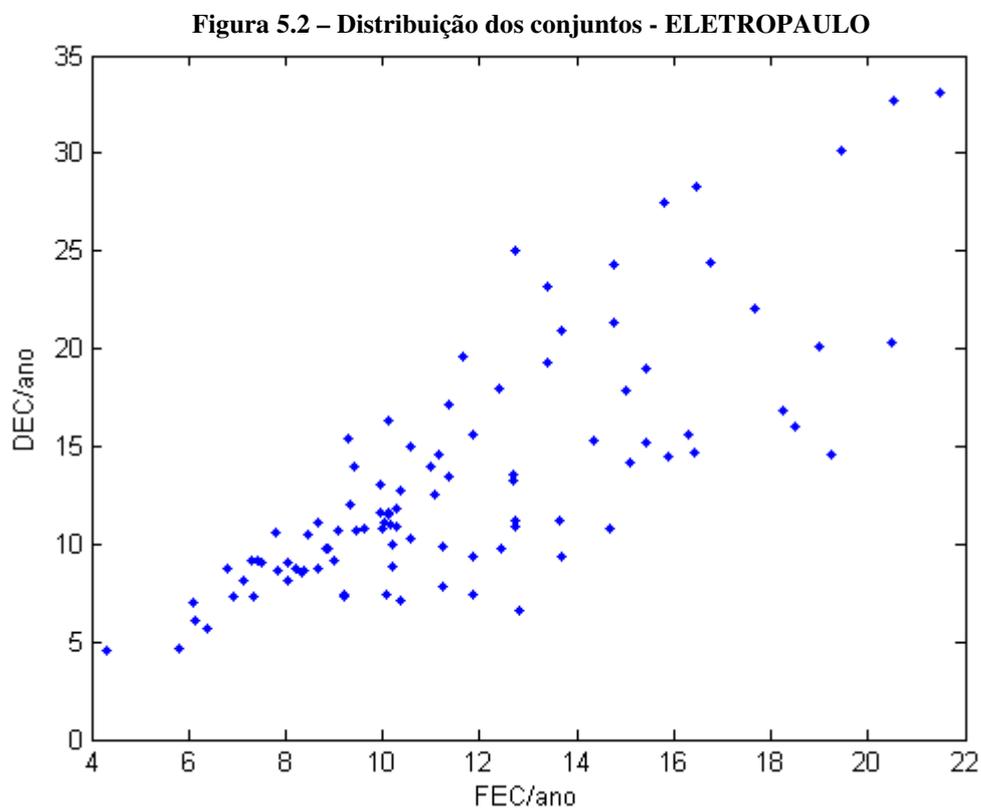


Figura 5.3 – Distribuição dos conjuntos - COELCE

Observa-se que, em uma mesma distribuidora, os conjuntos possuem valores variados de DEC e FEC, que vão depender do ambiente em que estão inseridos.

A cada simulação, os conjuntos tendem a se dividir em números diferentes de clusters. A Tabela 5.2 mostra em quantos clusters os conjuntos das distribuidoras se dividiram.

Tabela 5.2 – Número de clusters por simulação

	CELG	ELETROPAULO	COELCE
CASO 1	14	12	14
CASO 2	11	12	11
CASO 3	13	11	9
CASO 4	8	10	11
CASO 5	10	8	7
CASO 6	7	11	9

CASO 7	8	10	7
CASO 8	5	9	7

Pode-se notar que com os novos atributos, os conjuntos de uma mesma distribuidora foram alocados em menos clusters. Isso mostra uma tendência dos conjuntos de uma mesma distribuidora serem agrupados no mesmo cluster, devido aos atributos que tiveram o mesmo valor atribuído para toda a distribuidora.

Além disso, é importante analisar se, com a mudança de atributos, os conjuntos se aproximaram ou se afastaram das metas dos seus clusters. Para isto, foram criados três índices que mostram a proximidade dos valores de DEC/FEC dos conjuntos com as metas de cada cluster.

A Eq.5.1 apresenta o IDMI – Índice de Distância da Meta Individual.

$$IDMI = \sqrt{(DECv - DECp)^2 + (FECv - FECp)^2} \quad \text{Eq. 5.1}$$

A Eq.5.2 apresenta o IDMC – Índice de Distância da Meta Coletivo.

$$IDMC = \sum_{i=1}^n [IDMI(i)] \quad \text{Eq. 5.2}$$

A Eq.5.3 apresenta o IDMM – Índice de Distância da Meta Médio.

$$IDMM = \sum_{j=1}^c \left(\frac{\sum_{i=1}^{nc} IDMI(i)}{nc(j)} \right) \quad \text{Eq. 5.3}$$

onde,

DECv e FECv: são os indicadores verificados.

DECp e FECp: são as metas do cluster

n: número de conjuntos da distribuidora

nc: número de conjuntos da distribuidora no cluster j

C: número de clusters em que a distribuidora se dividi

Se o conjunto atinge a meta, o seu valor de IDMI é igual a zero. Quanto maior o índice, mais afastado o conjunto se encontra da meta do seu cluster.

Para comparar conjuntos, o índice mais adequado é o IDMI. Os valores de IDMI das distribuidoras analisadas são apresentados no Anexo I.

O IDMM, por ser a soma da média dos índices individuais dentro de cada cluster, é usado para comparar diferentes distribuidoras.

O IDMC é indicado para comparar os casos simulados de uma mesma distribuidora.

A Tabela 5.3 mostra o IDMC e o IDMM das distribuidoras analisadas

Tabela 5.3 – Índices de proximidade

	CELG		ELETROPAULO		COELCE	
	IDMC	IDMM	IDMC	IDMM	IDMC	IDMM
CASO 1	4949	313	320	115	607	70
CASO 2	4699	236	329	114	667	52
CASO 3	4409	305	336	111	609	32
CASO 4	4086	201	342	97	684	55
CASO 5	4208	219	338	83	601	25
CASO 6	3545	146	327	81	708	32
CASO 7	3919	205	320	95	617	32
CASO 8	3666	121	351	68	565	27

Além dos índices, pode-se analisar o número de conjuntos da distribuidora que atingiram a meta de DEC e de FEC do seu cluster. Ressalta-se que, dentro de um cluster, um conjunto pode atingir a meta dos dois índices, apenas de um índice ou não atingir nenhuma meta. A Tabela 5.4 mostra o número de conjuntos das distribuidoras que atingiram as metas.

Tabela 5.4 – Número de conjuntos abaixo das metas

	CELG		ELETROPAULO		COELCE	
	Abaixo da meta DEC	Abaixo da meta FEC	Abaixo da meta DEC	Abaixo da meta FEC	Abaixo da meta DEC	Abaixo da meta FEC
CASO 1	14	10	17	23	39	16
CASO 2	12	10	18	21	28	19
CASO 3	21	14	17	21	36	12
CASO 4	20	17	16	21	29	12
CASO 5	14	13	15	21	38	13
CASO 6	23	23	15	18	26	10
CASO 7	21	20	13	18	34	8
CASO 8	22	24	14	20	43	13

Pode-se notar que a inclusão dos atributos tem efeitos diferentes sobre as distribuidoras, sendo que o número de conjuntos acima da meta varia de acordo com os casos para todas as distribuidoras.

5.3 Análise das Multas Aplicadas

Quando os conjuntos não atingem a meta estabelecida para um determinado período, é aplicada uma multa com o intuito de orientar a distribuidora na direção do desempenho desejado. Atualmente a ANEEL adota duas formulações para o cálculo do valor das multas por violação dos padrões apresentadas abaixo [7].

$$Valor = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv(i)}{DECp(i)} - 1 \right) \cdot DECp(i) \cdot \left(\frac{nc(i)}{NC} \right) \cdot \frac{Fat}{8760} \cdot k1 \cdot k2 \cdot k3 \right] \quad \text{Eq. 5.4}$$

$$Valor = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{FECv(i)}{FECp(i)} - 1 \right) \cdot FECp(i) \cdot \left(\frac{nc(i)}{NC} \right) \cdot \frac{Fat}{8760} \cdot k1 \cdot k2 \cdot k3 \right] \quad \text{Eq. 5.5}$$

onde,

n: é o total de conjuntos da concessionária que transgrediram o padrão de continuidade do DEC ou do FEC;

nc: é o número de consumidores no conjunto i

NC: é o número de consumidores na concessionária;

F_{at}: é o faturamento líquido anual da concessionária;

DECv e FECv: são os indicadores coletivos verificados;

DECp e FECp: são os padrões destes indicadores;

k1: é um coeficiente de majoração entre 5 e 50;

k2: é um coeficiente de reincidência de violação do padrão do conjunto e pode ser 1 ou 1,5; e

k3: é o coeficiente que penaliza qualquer sanção anterior nos últimos quatro anos.

A comparação dos resultados foi feita através da análise da influência dos novos atributos nas multas de DEC e FEC. Analisando as Equações 5.4 e 5.5, não é possível chegar ao valor absoluto das multas, pois as variáveis Fat, k1, k2 e k3 não estão disponíveis. Porém, é possível chegar ao percentual de redução ou aumento delas, da seguinte maneira:

$$MultaDEC^0 = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv^0(i)}{DECp^0(i)} - 1 \right) \cdot DECp^0(i) \cdot \left(\frac{nc^0(i)}{NC^0} \right) \cdot \frac{Fat^0}{8760} \cdot k1^0 \cdot k2^0 \cdot k3^0 \right] \quad \text{Eq. 5.6}$$

$$MultaDEC^j = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv^j(i)}{DECp^j(i)} - 1 \right) \cdot DECp^j(i) \cdot \left(\frac{nc^j(i)}{NC^j} \right) \cdot \frac{Fat^j}{8760} \cdot k1^j \cdot k2^j \cdot k3^j \right] \quad \text{Eq. 5.7}$$

MultaDEC⁰ é a multa paga pela concessionária no Caso 1 e MultaDEC^j é a multa nos Casos seguintes.

Para todos os conjuntos, os valores de NC, Fat, k1, k2 e k3 são constantes, chegando-se à seguinte expressão:

$$\frac{MultaDEC^0 - MultaDEC^j}{MultaDEC^0} = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv^0(i)}{DECp^0(i)} - 1 \right) \cdot DECp^0(i) \cdot nc^0(i) \right] - \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv^j(i)}{DECp^j(i)} - 1 \right) \cdot DECp^j(i) \cdot nc^j(i) \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{DECv^0(i)}{DECp^0(i)} - 1 \right) \cdot DECp^0(i) \cdot nc^0(i) \right]} \quad \text{Eq. 5.8}$$

Esse mesmo procedimento é utilizado para analisar as metas de FEC. Assim, pode-se conhecer a influência dos novos atributos nas multas, mesmo sem saber o valor absoluto destas.

A Tabela 5.5 mostra a redução das multas para as diversas simulações. Nota-se que onde existe um sinal negativo houve aumento das multas.

Tabela 5.5 – Redução percentual das multas aplicadas

	CELG		ELETROPAULO		COELCE	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
CASO 2	3,82%	5,53%	7,98%	-8,02%	25,25%	17,00%
CASO 3	5,67%	6,94%	-4,77%	-11,41%	41,00%	26,01%
CASO 4	11,78%	19,20%	-3,09%	-1,86%	-5,88%	-10,38%
CASO 5	18,13%	24,92%	-11,91%	-16,98%	43,80%	27,24%
CASO 6	30,84%	46,63%	-9,71%	-14,83%	28,84%	15,37%
CASO 7	8,87%	18,67%	-12,89%	-30,92%	8,29%	0,72%
CASO 8	31,90%	42,61%	-19,14%	-25,51%	47,22%	34,32%

É notável a diferença entre as distribuidoras. Enquanto CELG e COELCE tiveram suas multas menores, a ELETROPAULO sofreu um grande acréscimo percentual nas penalidades.

5.4 Conclusão

A mudança dos atributos que caracterizam os conjuntos tem forte influência na divisão dos clusters. Assim, o conjunto que possuía uma meta no CASO 1, passa a ter outra meta quando os atributos são alterados.

Analisando o comportamento de três distribuidoras distintas, os efeitos da mudança dos atributos podem beneficiar ou penalizar determinada empresa, dependendo de como os clusters forem rearranjados.

No caso das distribuidoras CELG e COELCE, seus conjuntos foram alocados em clusters com uma meta maior do que a do CASO 1, ao contrário da ELETROPAULO, que teve seus conjuntos distribuídos em clusters com metas menores.

Como as multas estão atreladas às metas, houve diminuição das multas para CELG e COELCE e aumento das multas para a ELETROPAULO.

6 Conclusão Geral

6.1 Conclusão

A inclusão de novos atributos para definir o grau de semelhança entre os conjuntos das diversas concessionárias de distribuição já era um objetivo desde a promulgação da RN 024/00. Este trabalho vem a contribuir na busca de novos atributos que ajudem a retratar melhor as características de operação das redes de distribuição e com isso o estabelecimento de critérios e metas de qualidade compatíveis com o ambiente em que a distribuidora está inserida.

É intuitivo dizer que os fatores climatológicos e de envelhecimento dos ativos têm uma forte influência no desempenho da rede de distribuição. Pode-se dizer que os fatores climáticos estão fora de controle da concessionária e que devem ser levados em consideração ao classificar os conjuntos. O envelhecimento, apesar de estar sob o controle da concessionária, é compensado na tarifa final do consumidor e que, por conseguinte deve ter tratamento diferenciado em função da confiabilidade exigida. Estes fatores já são utilizados em alguns países conforme mostrado no Capítulo 2.

A combinação desses atributos modifica a meta e conseqüentemente o valor a ser pago nas multas visto que o conjunto é deslocado para outro “cluster”. Cabe ressaltar que essa mudança não busca um relaxamento das metas, mas torná-las atingíveis. Nos exemplos apresentados, observa-se que para algumas empresas há um aperto nas metas dos seus conjuntos provocando um aumento nas multas aplicadas, enquanto que para outras há uma diminuição das multas.

Quanto ao método de agrupamento usado, este trabalho pautou-se na adoção de um método clássico e matematicamente simples, visto que o estudo é voltado para aspectos

regulatórios do setor elétrico e quanto mais simples for o método de comparação, maiores serão as chances de assimilação por todos os agentes. Em função destas características, o método de Ward mostrou-se mais adequado na medida em que o processo se torna mais claro, não havendo aleatoriedade na formação dos clusters e definição das metas.

Com referência aos atributos sugeridos neste trabalho, é importante destacar a dificuldade para aquisição de dados precisos e confiáveis relativos à densidade de raios e média de precipitação quando se busca analisar todo o país. Diante disso, os resultados deste estudo podem ser considerados mais qualitativos que quantitativos, mas certamente já apontam na direção da necessidade de aprimoramento na coleta e análise destes dados visto que influenciam significativamente nos resultados das empresas.

6.2 Trabalhos Futuros

A regulação do setor elétrico no Brasil é um processo dinâmico, formado pela interação de vários agentes, que possuem interesses distintos, sendo que as alternativas devem ser estudadas e baseadas em critérios técnicos. Buscando uma melhor regulamentação da qualidade do fornecimento e a partir dos resultados obtidos neste trabalho são propostos os seguintes aprimoramentos:

- Análise de outros atributos, como nível de salinidade, poluição, proximidade de florestas e existência de áreas alagadiças;
- Análise e proposta de critérios claros para definição dos conjuntos de consumidores. Atualmente, os agentes definem os conjuntos utilizando metodologias diferentes.

- Buscar métodos de agrupamento que tornem os clusters mais homogêneos, aumentando a transparência no processo de obtenção das metas a partir de resultados mais estáveis.

6.3 Trabalho Publicado

As propostas deste trabalho foram apresentadas no XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica em março de 2009. O artigo apresentado foi o seguinte:

ROSA, F. A. F.; QUEIROZ, A. R.; J.W.M. LIMA. Aprimoramento da Regulamentação da Qualidade Utilizando Atributos de Clima e Envelhecimento da Rede. In: XI SEPOPE, 2009, Belém.

7 Referências Bibliográficas

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Índices Anuais de Qualidade – Brasil. Disponível em:

<<http://cfx.aneel.gov.br/indqual/VisualizarGraficos.asp?Empresa=Brasil&Periodo=Anual:Anual&Ano=2000>>. Acesso em: 22 de março de 2009.

[2] Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica 25 de 23 de maio de 2006. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Investimentos_X_Qualidade.pdf>. Acesso em: 22 de agosto de 2007.

[3] Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em:

< <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 31 de março de 2009.

[4] Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 024 de 27 de janeiro de 2000. Disponível em:

< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000024.pdf>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2009.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Resultados – Revisão Tarifária Periódica. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/182.htm>>. Acesso em: 01 de novembro de 2007.

[6] Ajodhia, V., Schiavo, L.L., Malaman R. Quality regulation of electricity distribution in Italy: an evaluation study. *Energy Policy* 34 (2006) 1478–1486.

[7] Barbosa, A.S., Carvalho, P.L., Silva, J.O.F., Lopes, P.H.S. Procedimento para aplicação de penalidade por violação dos padrões dos indicadores de continuidade DEC e FEC. In: XVI SENDI, 2004, Brasília.

[8] Bowman, D. Review of International experience with incentive regulation – for application in Mongolia’s electricity transmission and distribution sectors. Novembro de 2006.

[9] Council of European Energy Regulators. 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008. Disponível em:

<http://www.ceer-eu.org/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/C08-EQS-24-04_4th%20Benchmarking%20Report%20EQS_10-Dec-2008_co.pdf>. Acesso em: 30 de março de 2009.

[10] Edison Electric Institute. State of Reliability Distribution Regulation in The United States. Setembro de 2005.

[11] Gonzalez, J.A.A., Melgoza, J.J.R., Madrigal, M., Madrigal, M. Total quality management indicators and DEA for Benchmarking the Mexican Electrical Industry. In: IEEE Engineering Management Conference, 2006. Bahia

[12] Honkapuro S., Lassila J., Viljainen S., Tahvanainen K., Partanen J. Effects of Benchmarking of Electricity Distribution Companies In Nordic Countries – Comparison Between Different Benchmarking Methods. Nordic Distribution and Asset Management Conference 2004.

[13] Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Ranking de Incidência de Descargas por Município no Brasil. Disponível em:

<<http://www.inpe.br/ranking>>. Acesso em: 19 de setembro de 2007.

[14] Instituto Nacional de Meteorologia. Dados solicitados através do site <<http://www.inmet.gov.br>>.

[15] Jamasb, T., Pollitt, M. Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience. University of Cambridge. 2000.

[16] Jamasb, T., Pollitt, M. Reference Models and Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: An Evaluation of Sweden's Network Performance Assessment Model (NPAM). Energy Policy 36 (2008) 1788–1801.

[17] MATLAB® R2007a – The Language of Technical Computing. The MathWorks.

[18] Matsumoto, E.Y. MATLAB 6.5: fundamentos de programação. São Paulo: Érica, 2002. 342 p.

[19] Mingoti, S.A. Análise de dados através de métodos de estatística multivariada: uma abordagem aplicada. Belo Horizonte: Editora da UFMG, 2005. 295 p.

[20] Pessanha, J.F.M., Castellani, V.L.O., Hassin, E.S., Cheberle, L.A.D. ANABENCH – Sistema computacional para estabelecimento das metas de continuidade. In: XVI SENDI, 2004, Brasília.

[21] Pessanha, J.F.M. Um Modelo de Análise Envoltória de Dados para Estabelecimento das Metas de Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 2006. 161p. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

[22] Smith, G., Wood, B. Performance Benchmarks for Electricity Distribution Companies in South Asia. Novembro de 2004.

[23] Sperandio, M. Classificação de Conjuntos Consumidores de Energia Elétrica Via Mapas Auto-Organizáveis e Estatística Multivariada. Florianópolis, 2004. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina.

[24] Tahvanainen, K., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Partanen, J., Jarventausta, P., Kivikko, K., Antila, S., Sand, K., Nordgard, D.E. Regulatory Environments In Relation to the Obligations and Rights of Electricity Distribution Companies - Examples of Nordic Experiences. In: 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Torino.

[25] Tanure, J.E.P.S. Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para os indicadores de continuidade de serviços de distribuição. Itajubá, 2000. 103p. Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

[26] Tanure, J.E.P.S. Equilíbrio Econômico Financeiro de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, 2004. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.

ANEXOS

Anexo I – IDMI das Distribuidoras

Tabela A-1.1 – IDMI - CELG

CONJUNTO	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8
ABADIÂNIA URBANO	26,32	28,00	23,80	17,02	23,51	16,32	16,64	16,46
ACREUNA REGIÃO	26,36	36,80	25,53	29,60	34,05	30,19	30,09	30,14
ACREUNA URBANO	41,56	39,40	40,16	30,04	34,84	27,28	29,95	27,65
ALEXANIA URBANO	14,28	7,16	16,79	14,07	4,41	1,70	13,24	1,65
ALEXANIA/PIRENÓPOLIS REGIÃO	34,38	33,12	33,51	36,54	31,77	23,37	36,38	30,87
ALTO PARAISO DE GOIÁS REGIÃO	27,84	27,63	28,63	18,37	23,28	16,22	18,28	16,49
ALTO PARAÍSO DE GOIÁS URBANO	25,94	18,70	7,57	25,30	15,92	12,31	12,26	12,26
ALVORADA DO NORTE REGIÃO	20,64	31,12	19,84	23,93	28,37	24,53	24,44	24,48
ALVORADA DO NORTE URBANO	60,70	47,93	58,19	51,40	47,93	50,68	51,01	50,81
AMERICANO DO BRASIL URBANO	66,40	76,49	65,40	69,29	73,81	69,87	69,74	69,82
ANICUNS REGIÃO	94,67	80,86	91,70	85,15	80,86	84,34	84,73	84,35
ANICUNS URBANO	37,21	25,24	34,88	28,16	25,24	27,50	27,80	27,68
ANÁPOLIS REGIÃO	11,09	7,72	13,04	9,35	6,21	3,04	7,75	3,01
ANÁPOLIS URBANO	12,05	11,50	12,91	11,56	7,01	7,36	11,28	5,83
AP. DE GOIÂNIA AGÊNCIA URBANO	34,68	32,05	16,50	24,98	29,27	25,57	25,51	25,52
ARAGARÇAS REGIÃO	34,01	33,93	34,46	24,75	29,28	22,01	24,67	22,03
ARAGARÇAS URBANO	9,69	14,83	13,06	3,16	12,48	7,64	19,23	0,00
ARAGUAPAZ URBANO	13,94	21,93	12,34	15,18	19,53	15,68	15,50	15,64
ARUANÃ URBANO	24,64	24,61	24,94	15,89	19,97	13,00	15,82	12,93
ARUANÃ/ARAGUAPAZ/MOZAR REGIÃO	44,90	34,07	42,91	36,42	34,07	35,84	36,09	36,07
BARRO ALTO URBANO	37,36	23,59	33,14	26,44	23,59	25,79	26,08	25,97
BELA VISTA DE GOIAS REGIÃO	7,64	17,88	6,63	10,68	15,14	11,28	11,19	11,23
BELA VISTA DE GOIAS URBANO	33,84	24,53	32,14	26,03	24,53	25,57	25,75	25,85
BOM JARDIM DE GOIÁS URBANO	56,54	53,82	43,34	47,38	51,12	47,94	47,93	47,89
BOM JESUS DE GOIÁS REGIÃO	25,68	23,26	24,26	14,01	18,93	12,01	13,93	12,24
BOM JESUS DE GOIÁS URBANO	11,63	0,00	8,54	2,83	0,00	2,04	2,45	1,88
BURITI ALEGRE REGIÃO	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BURITI ALEGRE URBANO	6,11	6,26	6,02	0,00	2,09	0,00	0,00	0,00
CABECEIRAS URBANO	0,00	2,88	0,00	0,00	1,52	0,00	0,00	0,00
CABECEIRAS/FORMOSA REGIÃO	4,22	5,34	1,02	0,00	1,15	0,00	0,00	0,00
CACHOEIRA ALTA REGIÃO	44,34	32,56	42,09	35,42	32,56	34,77	35,06	34,96
CACHOEIRA ALTA URBANO	50,28	60,96	49,73	53,88	58,18	54,48	54,41	54,42
CACHOEIRA DOURADA URBANO	0,00	4,36	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00	0,00
CAIAPONIA REGIÃO	13,23	14,15	10,03	4,95	11,09	4,16	4,57	4,00
CAIAPONIA URBANO	9,32	10,64	7,16	1,75	8,33	1,52	1,58	1,87
CALDAS NOVAS REGIÃO	23,15	24,77	20,36	13,61	21,63	12,84	13,21	12,90

CALDAS NOVAS URBANO	0,72	7,65	0,00	1,05	5,12	1,40	1,18	1,37
CAMPINORTE URBANO	27,60	27,50	28,09	18,28	22,86	15,19	18,20	15,60
CAMPOS BELOS REGIÃO	20,56	14,03	3,38	19,95	11,36	7,41	7,28	7,36
CAMPOS BELOS URBANO	19,62	18,83	19,15	21,17	21,48	7,87	20,88	15,58
CATALÃO REGIÃO	15,91	2,27	12,97	6,44	2,27	5,63	6,03	5,60
CATALÃO URBANO	3,87	10,79	2,22	4,22	8,38	4,63	4,43	4,60
CAÇU URBANO	67,30	52,97	68,06	57,80	52,97	55,56	57,72	55,71
CEZARINA URBANO	36,64	29,32	18,50	36,14	26,57	23,18	23,15	23,12
CIDADE OCIDENTAL URBANO	25,40	25,00	25,40	28,42	23,67	15,75	28,26	22,78
COCALZINHO DE GOIÁS URBANO	26,33	17,69	24,66	18,69	17,69	18,29	18,44	18,59
CRISTALINA REGIÃO	24,07	25,38	24,46	28,82	20,94	15,30	28,64	22,98
CRISTALINA URBANO	26,11	15,17	23,93	17,36	15,17	16,77	17,02	17,00
CRIXAS URBANO	66,02	76,42	66,02	83,43	73,74	70,61	70,61	70,56
CRIXÁS REGIÃO	46,35	43,65	44,97	35,10	39,86	33,75	35,02	33,92
EDEIA REGIÃO	24,46	35,14	19,58	28,07	32,36	28,67	28,60	28,61
EDÉIA URBANO	24,51	13,71	22,33	15,78	13,71	15,20	15,45	15,43
ESTRELA DO NORTE REGIÃO	23,93	22,05	11,41	15,64	19,80	16,09	15,89	16,05
ESTRELA DO NORTE URBANO	35,82	37,44	33,02	26,29	32,82	25,51	25,88	25,57
FAZENDA NOVA REGIÃO	39,37	50,08	38,97	43,14	47,30	43,73	43,67	43,67
FAZENDA NOVA URBANO	25,55	14,15	23,25	16,60	14,15	15,98	16,25	16,18
FIRMINÓPOLIS URBANO	5,57	11,16	3,92	5,90	9,42	6,25	6,03	6,22
FLORES DE GOIÁS REGIÃO	35,06	22,47	32,55	25,76	22,47	25,05	25,38	25,19
FLORES DE GOIÁS URBANO	7,92	0,00	5,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FORMOSA URBANO	0,00	8,09	0,00	0,97	5,35	1,55	1,52	1,49
FORMOSO URBANO	80,03	81,32	81,28	80,97	81,28	71,44	81,28	81,28
GOIANDIRA REGIÃO	16,63	16,02	16,57	19,13	14,18	14,78	18,86	12,96
GOIANDIRA URBANO	32,02	18,49	29,20	22,48	18,49	21,70	22,07	21,75
GOIANIRA URBANO	16,73	3,08	13,63	7,69	3,08	6,90	7,31	6,75
GOIANÁPOLIS URBANO	38,56	31,49	20,48	24,62	28,72	25,21	25,17	25,16
GOIANÉSIA REGIÃO	22,03	23,31	20,66	15,29	21,69	15,03	15,10	15,38
GOIANÉSIA URBANO	11,19	21,83	10,61	14,77	19,06	15,37	15,30	15,31
GOIATUBA REGIÃO	31,77	29,80	30,36	20,17	25,02	17,59	20,08	17,92
GOIATUBA URBANO	8,45	7,26	8,73	7,44	2,59	3,09	7,18	1,39
GOIÁS REGIÃO	13,07	11,87	13,37	12,20	7,14	7,93	11,97	6,02
GOIÁS URBANO	16,33	15,14	16,63	15,51	10,46	11,29	15,29	9,38
GOIÂNIA AG. CENTRO URBANO	11,17	9,97	11,46	10,27	5,20	5,98	10,04	4,06
GOIÂNIA AG. LESTE URBANO	7,06	2,84	7,36	6,26	1,42	2,38	6,06	0,87
GOIÂNIA AG. OESTE URBANO	12,77	18,16	11,85	18,97	19,87	17,00	13,18	3,97
GOIÂNIA AG. SUDOESTE URBANO	19,89	17,55	18,48	8,23	13,13	6,23	8,14	6,42
GOIÂNIA AG. SUL URBANO	22,05	15,00	3,75	21,25	12,25	8,40	8,31	8,34
GOIÂNIA/AP. DE GOIÂNIA REGIÃO	23,92	21,97	22,55	12,81	17,33	9,65	12,73	10,07
GOUVELANDIA URBANO	22,45	16,04	6,43	9,14	13,55	9,66	9,48	9,61

GUAPÓ REGIÃO	18,69	16,73	17,28	7,19	11,95	4,54	7,11	13,79
GUAPÓ URBANO	34,20	35,51	31,65	24,86	32,91	24,14	24,47	24,27
HIDROLÂNDIA URBANO	45,36	42,70	44,25	35,70	39,92	36,29	36,23	36,23
HIDROLÂNDIA REGIÃO	9,75	11,44	7,75	2,48	7,32	2,25	2,31	2,60
IACIARA URBANO	19,69	13,63	4,46	18,94	11,16	7,29	7,11	7,25
IACIARA/POSSE REGIÃO	21,95	23,64	19,92	13,57	19,53	13,08	13,28	13,35
INACIOLÂNDIA URBANO	31,12	17,43	27,97	22,03	17,43	21,23	21,64	21,12
INDIARA URBANO	4,97	12,14	3,32	5,43	9,70	5,89	5,70	5,85
INHUMAS URBANO	31,08	32,38	28,46	21,67	29,73	20,94	21,28	21,05
INHUMAS/ITAUCU REGIÃO	27,00	28,67	24,43	17,64	24,16	16,93	17,26	17,06
IPAMERI REGIÃO	17,73	15,95	16,40	7,62	11,41	4,11	7,56	4,59
IPAMERI URBANO	32,48	26,93	17,13	31,53	24,52	20,66	30,04	20,61
IPIORA URBANO	36,98	57,37	42,25	50,70	54,63	51,28	51,25	51,22
IPIORÁ REGIÃO	15,65	13,50	14,25	4,23	8,92	1,74	4,15	1,90
ITABERAÍ URBANO	5,92	14,86	4,33	7,69	12,22	8,26	8,12	8,21
ITABERAÍ/ITAGUARÍ REGIÃO	15,09	13,72	13,83	6,07	9,25	2,56	6,01	3,04
ITAGUARI URBANO	33,33	31,34	31,95	22,08	26,71	19,05	22,00	19,45
ITAGUARU URBANO	22,13	16,60	8,66	20,68	14,51	11,01	10,80	10,99
ITAJÁ URBANO	16,38	3,16	13,21	7,77	3,16	6,98	7,39	6,82
ITAPACI URBANO	20,33	6,57	17,38	10,84	6,57	10,03	10,43	10,02
ITAPIRAPUÃ URBANO	7,51	8,83	5,88	1,22	6,90	0,99	1,05	1,34
ITAPURANGA REGIÃO	29,62	29,38	30,47	20,27	25,17	18,42	20,19	18,65
ITAPURANGA URBANO	27,22	14,97	24,75	17,98	14,97	17,30	17,61	17,46
ITARUMÃ URBANO	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ITARUMÃ/ITAJÁ REGIÃO	13,73	13,64	14,23	4,72	8,99	1,83	4,65	1,76
ITAUCU URBANO	14,17	15,39	11,24	4,71	12,51	3,89	4,30	3,86
ITUMBIARA REGIÃO	18,46	28,91	17,63	21,71	26,15	22,31	22,21	22,25
ITUMBIARA URBANO	23,24	9,61	20,10	14,23	9,61	13,43	13,84	13,30
JANDAIA URBANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JARAGUA URBANO	5,83	5,19	5,73	7,91	3,41	0,00	7,63	2,29
JARAGUÁ/PETROLINA REGIÃO	26,43	19,01	25,06	19,52	19,01	19,22	19,32	19,55
JATAI REGIÃO	33,79	31,88	32,40	22,43	27,13	19,49	22,35	19,88
JATAI URBANO	19,51	13,69	5,68	18,18	11,53	8,02	7,81	7,99
JOVIÂNIA URBANO	89,51	100,17	89,23	93,38	97,42	93,96	93,92	93,91
JUSSARA REGIÃO	16,35	15,76	16,29	18,99	13,96	3,40	18,74	12,76
JUSSARA URBANO	5,87	6,73	2,67	0,00	3,70	0,00	0,00	0,00
LUZIÂNIA REGIÃO	7,00	15,82	5,42	8,69	13,21	9,25	9,10	9,20
LUZIÂNIA URBANO	22,74	20,90	21,39	11,90	16,24	8,59	11,83	9,04
MARA ROSA REGIÃO	22,56	27,50	26,82	22,13	12,50	9,30	21,22	9,25
MARA ROSA URBANO	26,65	25,38	25,78	28,81	24,01	15,86	28,64	23,10
MAURILÂNDIA URBANO	33,24	43,49	33,39	37,32	40,85	37,86	37,87	37,81
MINAÇU REGIÃO	17,92	5,74	15,30	8,51	5,74	7,80	8,13	7,95

MINAÇU URBANO	36,76	38,44	34,22	27,42	33,94	26,71	27,04	26,83
MINEIROS REGIÃO	21,09	31,29	17,34	25,17	28,64	25,71	25,73	25,65
MINEIROS URBANO	25,35	22,70	23,96	14,08	18,82	13,13	14,00	13,21
MONTES CLAROS GOIÁS REGIÃO	48,21	41,09	29,81	47,38	38,32	34,54	34,46	34,49
MONTES CLAROS GOIÁS URBANO	25,39	24,83	25,41	28,17	20,06	12,72	27,93	21,94
MONTIVIDIU URBANO	39,14	59,39	43,86	52,35	56,61	52,95	52,88	52,89
MORRINHOS REGIÃO	32,59	19,30	29,85	23,08	19,30	22,32	22,68	22,40
MORRINHOS URBANO	21,77	7,92	18,72	12,45	7,92	11,64	12,05	11,57
MOZARLANDIA URBANO	5,08	15,73	5,20	9,10	12,97	9,65	9,65	9,60
NAZÁRIO URBANO	20,73	19,03	19,44	10,98	14,62	7,47	10,92	15,95
NAZÁRIO/PALMEIRAS REGIÃO	29,91	18,96	27,78	21,23	18,96	20,65	20,90	20,87
NEROPOLIS URBANO	26,73	13,06	23,60	17,67	13,06	16,87	17,28	16,75
NERÓPOLIS/GOIANIRA REGIÃO	22,28	14,97	5,38	22,00	12,30	9,53	9,58	9,48
NIQUELÂNDIA REGIÃO	17,04	14,83	15,64	5,48	10,29	3,18	5,40	3,37
NIQUELÂNDIA URBANO	43,01	37,87	37,85	41,96	35,56	31,74	40,40	31,70
NOVA CRIXÁS REGIÃO	42,22	52,77	42,10	46,19	50,05	46,76	46,74	46,70
NOVA CRIXÁS URBANO	65,43	63,19	64,03	53,84	58,69	51,19	53,75	51,54
NOVO GAMA URBANO	20,39	30,85	20,44	24,43	28,14	24,99	24,98	24,93
ORIZONA URBANO	84,44	74,67	82,83	76,66	74,67	76,15	76,36	76,41
PADRE BERNARDO REGIÃO	30,64	27,90	29,27	19,71	24,30	18,96	19,63	19,02
PADRE BERNARDO URBANO	20,36	22,02	17,77	10,98	17,50	10,27	10,59	10,41
PALMEIRAS DE GOIAS URBANO	1,62	10,90	2,04	5,70	8,55	6,19	6,24	6,14
PARANAIGUARA URBANO	45,04	34,05	43,01	36,48	34,05	35,90	36,15	36,12
PARAUNA URBANO	18,44	15,90	17,03	6,96	11,78	6,23	6,87	6,24
PARAÚNA REGIÃO	16,18	17,13	12,98	7,88	14,06	7,09	7,50	6,93
PIRACANJUBA REGIÃO	15,64	26,06	14,79	18,87	23,31	19,46	19,37	19,41
PIRACANJUBA URBANO	28,54	28,42	24,03	17,27	23,81	16,50	16,86	16,57
PIRANHAS REGIÃO	28,80	23,26	14,62	16,94	21,06	17,38	17,18	17,34
PIRANHAS URBANO	52,68	51,63	51,55	43,69	47,19	40,19	43,63	40,67
PIRENOPOLIS URBANO	24,93	42,78	27,81	35,57	40,09	36,15	36,03	36,10
PIRES DO RIO URBANO	44,93	31,12	41,96	35,43	31,12	34,62	35,01	34,62
PIRES DO RIO/ORIZONA REGIÃO	19,08	17,42	17,76	8,94	12,79	5,43	8,88	5,91
PLANALTINA REGIÃO	15,45	13,49	14,05	4,03	8,72	1,63	3,95	10,56
PLANALTINA URBANO	30,74	24,48	14,30	29,46	21,98	18,06	17,90	18,02
PONTALINA REGIÃO	17,08	27,66	16,38	20,52	24,89	21,12	21,04	21,06
PONTALINA URBANO	21,90	20,88	22,02	26,32	21,25	22,03	26,09	20,12
PORANGATU REGIÃO	6,01	4,90	0,00	0,00	3,39	0,22	0,00	0,19
PORANGATU URBANO	25,45	25,35	25,97	16,09	20,72	13,06	16,01	13,46
POSSE URBANO	14,30	24,94	9,92	18,25	22,19	18,82	18,80	18,77
QUIRINOPOLIS REGIÃO	20,80	19,23	19,50	10,87	14,62	7,36	10,81	7,84
QUIRINOPOLIS URBANO	67,52	65,71	66,19	56,55	61,06	53,39	56,47	53,82
RIO VERDE URBANO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anexo I – IDMI das Distribuidoras

RIO VERDE/MONTIVIDIU REGIÃO	18,11	16,35	16,79	8,09	11,84	4,58	8,03	13,26
RUBIATABA REGIÃO	12,56	8,51	12,84	11,54	6,66	7,20	11,27	5,43
RUBIATABA URBANO	34,32	27,23	15,94	33,49	24,46	20,66	20,57	20,60
SANCLERLÂNDIA REGIÃO	47,24	44,58	29,07	37,58	41,81	38,18	38,12	38,12
SANCLERLÂNDIA URBANO	24,00	23,82	24,72	14,48	19,37	12,25	14,39	12,42
SANTA BÁRBARA GOIÁS URBANO	49,41	52,43	48,10	39,67	44,08	40,27	40,18	40,22
SANTA HELENA GOIÁS REGIÃO	29,59	16,93	27,03	20,24	16,93	19,52	19,85	19,65
SANTA HELENA GOIÁS URBANO	9,98	3,30	8,45	3,65	3,30	3,42	3,48	3,77
SANTA TEREZA DE GOIAS URBANO	21,03	18,48	7,20	11,29	15,72	11,89	11,80	11,83
SANTA TEREZINHA GO REGIÃO	14,50	12,54	13,10	3,06	7,76	1,13	2,98	9,62
SANTA TEREZINHA GO URBANO	60,15	47,37	57,64	50,85	47,37	50,13	50,46	50,26
SANTO ANT. DESCOBERTO URBANO	23,21	33,81	22,53	26,67	31,04	27,27	27,19	27,21
SENADOR CANEDO REGIÃO	20,95	11,45	18,95	12,65	11,45	12,18	12,37	12,46
SENADOR CANEDO URBANO	38,89	36,84	37,48	27,39	32,25	25,74	27,30	34,27
SILVANIA URBANO	11,77	9,46	10,36	0,10	5,02	0,02	0,02	0,03
SILVÂNIA/VIANÓPOLIS REGIÃO	4,26	13,33	2,64	6,12	10,64	6,70	6,58	6,65
SÃO LUIS MONTES BELOS URBANO	11,59	21,46	8,07	15,67	18,86	16,16	16,21	16,11
SÃO LUIZ MONTES BELOS REGIÃO	28,61	26,40	27,20	17,04	21,86	14,39	16,96	14,73
SÃO MIGUEL DO ARAGUAIA REGIÃO	24,05	23,98	24,49	14,89	19,32	11,65	14,81	12,09
SÃO MIGUEL DO ARAGUAIA URBANO	37,45	30,51	40,06	36,99	27,73	24,04	35,85	23,99
SÃO SIMÃO URBANO	43,56	43,08	43,72	46,52	38,47	31,84	46,32	40,48
TRINDADE REGIÃO	34,77	34,58	35,50	25,25	30,15	22,83	25,17	23,14
TRINDADE URBANO	49,77	42,74	31,46	48,85	39,99	36,15	36,05	36,09
TURVÂNIA URBANO	17,79	15,50	16,20	23,54	12,94	9,00	16,64	8,95
URUAÇU URBANO	15,98	15,47	15,95	18,89	13,87	14,72	18,68	12,81
URUAÇU/CAMPINORTE REGIÃO	11,07	2,09	8,69	2,44	2,09	2,21	2,27	2,56
VALPARAÍSO URBANO	24,61	22,15	23,20	12,97	17,88	11,19	12,89	11,39
VILA BOA URBANO	0,00	5,41	0,00	0,23	3,08	0,72	0,77	0,67
ÁGUAS LINDAS DE GOIÁS REGIÃO	44,60	44,17	44,59	47,61	42,71	33,48	47,43	41,72
ÁGUAS LINDAS DE GOIÁS URBANO	50,84	52,16	52,11	51,77	52,11	42,73	52,11	52,11
IDMC	4949	4699	4409	4086	4208	3545	3919	3666

Tabela A-1.2 – IDMI - ELETROPAULO

CONJUNTO	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8
AEROPORTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,00
ARICANDUVA	2,94	3,15	3,23	3,36	2,88	3,80	2,49	3,23
BUTANTÃ	1,02	1,14	1,27	1,35	0,92	1,68	0,46	1,22
CAMPO LIMPO	0,00	0,00	0,00	0,00	1,57	1,56	2,48	8,05
CAPÃO REDONDO	4,07	4,24	4,34	4,45	3,99	4,84	3,56	4,32
CARAPICUÍBA	7,55	7,80	7,84	7,99	6,98	3,98	7,16	7,87
CASA VERDE	0,00	0,39	1,15	0,00	0,00	0,00	3,02	0,00
CENTRO JARDINS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CURSINO	2,38	2,60	2,67	2,80	2,33	3,26	1,94	2,68
DIADEMA	2,41	2,66	2,71	2,85	2,38	3,35	2,04	2,73
EMBU	13,06	13,29	13,35	13,49	12,54	9,54	12,63	13,37
EMBU GUAÇU	16,58	18,28	17,14	18,46	19,29	20,04	19,44	19,29
ERMELINO MATARAZZO	0,68	0,88	0,96	1,08	0,61	1,57	0,31	0,96
GUAIANAZES	2,76	3,06	3,06	3,23	2,79	3,78	2,56	3,13
INTERLAGOS	2,77	2,99	3,06	3,19	2,72	3,65	2,33	3,07
ITAIM PAULISTA	3,64	0,00	0,00	2,85	3,68	0,00	1,35	0,00
ITAPEÇERICA DA SERRA	27,87	29,50	28,32	29,73	30,63	31,29	30,69	30,51
ITAPEÇERICA DA SERRA – CENTRO	15,91	15,80	15,91	15,06	15,75	17,59	16,98	16,81
ITAPEVI	11,02	11,28	11,32	11,47	11,00	7,35	10,64	11,35
ITAQUERA – IGUATEMI	0,00	0,00	6,13	0,00	3,09	6,32	6,71	6,23
JABAQUARA	0,02	0,14	0,27	0,35	0,00	0,62	0,00	0,22
JAGUARÉ	2,05	2,20	2,31	2,41	1,96	2,80	1,51	2,28
JANDIRA	0,64	0,71	4,22	4,37	0,66	0,74	3,55	1,66
JARAGUÁ	7,83	3,86	0,00	4,13	13,25	7,14	4,01	7,13
JARDIM SÃO LUIS	12,49	12,74	12,79	12,93	12,46	13,41	12,09	12,82
JAÇANÃ	4,96	5,22	5,26	5,41	4,94	5,92	4,61	5,30
JUQUITIBA	32,03	34,72	34,46	33,80	31,12	30,03	31,95	35,07
LAPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,87	0,00
MAUÁ	1,01	1,29	1,31	1,47	1,01	2,00	0,83	1,36
MOÓCA	0,56	0,68	0,81	0,89	0,46	1,16	0,00	0,76
OESTE	27,68	28,50	27,43	27,88	28,22	29,16	26,07	28,57
OSASCO	0,00	0,09	1,10	0,00	0,00	0,00	3,98	1,23
PARELHEIROS	26,26	25,29	25,38	25,48	25,23	21,68	26,33	26,77
PARNAÍBA	14,06	14,13	14,13	13,89	14,25	14,30	14,42	14,61
PENHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
PLANALTO	5,91	4,83	6,21	6,35	5,37	4,31	5,52	6,23
RAPOSO TAVARES	0,04	3,46	3,51	3,66	3,18	4,15	2,83	3,54
RIBEIRÃO PIRES-RIO G. DA SERRA	3,49	3,76	3,79	3,95	3,48	4,45	3,15	3,83
RIO BONITO	7,28	7,52	7,58	7,72	7,25	8,19	6,87	7,60

SANTANA	0,04	0,35	0,21	0,38	0,18	0,87	0,25	0,37
SANTO AMARO	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	4,39	0,00
SANTO ANDRÉ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTO ANDRÉ – REPRESA	8,67	11,06	9,07	11,04	11,12	3,05	1,52	4,94
SAPOEMBA	2,82	3,05	3,11	3,25	2,78	3,73	2,41	3,13
SAÚDE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO BERNARDO DO CAMPO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO BERNARDO DO CAMPO - REPRESA	4,55	2,31	5,08	6,15	3,98	2,77	4,21	7,33
SÃO CAETANO DO SUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO MATEUS	4,08	4,32	4,37	4,52	4,05	5,01	3,69	4,40
SÃO MIGUEL PAULISTA	4,62	4,88	4,92	5,07	4,60	5,58	4,27	4,96
SÃO PAULO CENTRO	1,23	1,48	1,53	1,67	1,20	2,18	0,90	1,55
SÃO PAULO REPRESA SUL	23,21	23,88	23,44	22,48	22,75	22,19	13,48	18,93
TABOÃO DA SERRA	7,98	8,21	8,27	8,41	7,46	4,56	7,56	8,29
TATUAPÉ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TUCURUVI	0,00	0,00	0,00	0,00	2,01	0,00	0,00	0,17
VILA MARIANA	1,24	1,36	1,49	1,57	1,14	1,85	0,68	1,44
VILA MATILDE	1,00	1,12	1,25	1,33	0,90	1,69	0,44	1,20
VILA PRUDENTE	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,34	0,00	0,00
TOTAL	320	329	336	342	338	327	320	351

Tabela A-1.3 – IDMI - COELCE

CONJUNTO	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8
ACARAPE	10,90	8,07	10,00	9,34	9,11	11,25	6,99	8,14
ACARAU	12,57	15,11	12,79	15,64	12,25	14,86	12,78	11,78
ACOPIARA	1,32	2,46	0,97	1,02	0,98	1,76	1,84	1,01
AMANARI	3,36	4,26	6,72	5,77	6,01	7,85	4,40	5,33
APODI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00
AQUIRAZ	28,61	26,64	24,29	27,14	23,71	26,33	24,31	23,34
ARACATI	10,01	12,33	10,19	12,88	9,77	12,19	10,15	9,17
ARACOIABA	13,83	14,89	13,06	13,27	12,25	14,24	14,33	11,38
ARARIPE	0,00	0,96	0,11	1,12	1,70	2,02	1,29	1,73
ASSARE	1,11	2,80	1,19	3,35	1,05	2,75	1,09	0,38
AURORA	1,79	0,00	2,70	1,36	2,71	2,90	2,30	2,74
BANABUIU	4,28	5,08	3,61	4,57	5,62	4,89	4,79	5,33
BARBALHA	2,08	4,68	1,97	5,37	2,31	4,75	2,67	1,69
BARRA DO FIGUEIREDO	0,00	0,00	1,37	0,03	1,38	1,68	0,97	1,41
BARRO	0,00	0,00	0,53	0,00	0,54	0,73	0,13	0,57
BATURITE	13,20	15,77	13,43	16,27	12,84	15,46	13,45	12,48
BOA VIAGEM	0,67	4,18	2,42	2,60	3,04	3,50	3,59	2,61
BREJO SANTO	1,62	2,33	1,33	1,34	1,52	1,64	1,69	0,86
CAMOCIM	7,37	8,30	6,45	6,68	5,56	7,70	7,79	4,61
CANINDE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CARACARA	2,82	0,88	2,15	2,39	3,74	3,99	3,33	3,77
CARIDADE	0,00	1,94	1,15	1,16	1,16	1,35	1,38	1,19
CARIRE	1,70	0,00	2,82	1,55	2,62	3,67	2,21	2,65
CASCAVEL	27,60	30,16	27,82	30,67	27,24	29,86	27,83	26,86
CATARINA	5,03	6,69	8,96	8,13	8,16	10,15	6,22	7,30
CAUCAIA	22,31	20,34	18,00	20,85	17,42	20,05	18,01	17,03
CEDRO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COLUNA	23,41	23,54	19,96	24,17	20,66	23,26	21,29	20,34
CRATEUS	4,94	6,21	5,31	4,69	5,32	4,00	4,91	5,35
CRATO	7,10	5,17	2,94	5,71	2,53	4,98	2,91	1,92
DISTRITO I	8,76	7,81	7,88	9,49	7,76	4,30	9,32	8,78
DISTRITO II	3,74	2,80	2,86	2,04	5,87	4,79	1,60	0,79
FARIAS BRITO	1,72	0,05	2,88	1,62	2,65	3,75	2,23	2,67
FORTALEZA CENTRO	0,00	0,00	0,04	0,21	0,00	0,00	0,08	0,00
FORTALEZA LESTE	4,96	3,79	5,26	5,43	4,31	3,22	4,68	3,53
FORTALEZA OESTE	5,10	0,00	0,00	4,93	0,00	0,00	5,37	0,00
FORTALEZA SUL	10,33	0,05	0,00	10,17	0,00	0,00	10,61	0,00
GRANJA	1,18	5,80	3,95	4,18	4,65	5,18	5,27	4,35
GUARACIABA DO NORTE	10,96	11,75	10,18	10,31	10,70	11,03	11,11	10,12

IBIAPINA	5,95	5,38	8,43	7,16	8,06	9,23	7,19	7,78
ICAPUI	15,45	12,07	14,95	13,82	14,35	15,94	12,78	13,72
ICO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGUATU	5,00	5,15	0,88	4,89	0,74	2,65	0,78	0,08
INDEPENDENCIA	13,04	15,35	13,22	15,90	12,80	15,22	13,17	12,20
IPAUMIRIM	0,00	0,00	0,84	0,00	0,85	1,04	0,44	0,88
IPU	4,05	5,20	4,38	4,39	4,39	4,59	4,62	4,42
IPUEIRAS	5,26	3,32	6,17	6,18	6,18	6,37	5,77	6,21
ITAITINGA	26,59	29,30	25,78	29,95	26,47	29,09	27,07	26,10
ITAIÇABA	11,96	12,71	15,37	14,37	14,65	16,48	12,83	13,88
ITAPAJÉ	3,06	5,39	3,23	5,94	2,86	5,23	3,18	2,22
ITAPIPOCA	11,51	14,04	11,72	14,57	11,20	13,80	11,72	10,71
ITATIRA	12,58	13,83	12,47	12,56	12,19	13,13	13,19	11,97
JAGUARIBE	8,75	11,32	8,98	11,82	8,39	11,01	9,00	8,05
JAGUARUANA	3,46	4,67	3,09	1,83	2,82	3,96	4,04	2,83
JARDIM	2,16	3,41	5,48	4,68	4,70	6,67	2,98	3,94
JUATAMA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUAZEIRO	3,71	4,15	4,16	3,90	3,71	4,33	0,00	4,13
LAVRAS DA MANGABEIRA	1,44	3,38	2,59	2,60	2,60	2,79	2,82	2,63
LIMOEIRO DO NORTE	1,74	3,65	1,82	4,20	1,68	3,56	1,72	1,02
M.NOVA	0,97	2,75	1,05	3,30	0,91	2,67	0,95	0,25
MADALENA	0,00	1,47	0,00	0,96	1,59	1,28	1,18	1,62
MARANGUAPE	19,54	17,58	15,25	18,06	14,65	17,24	15,28	14,35
MARCO	3,11	4,31	2,71	2,84	2,47	3,60	3,68	2,49
MASSAPE	1,88	2,98	1,30	1,43	1,17	2,30	2,39	1,20
MAURITI	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,14	0,18	0,00
MILAGRES	6,21	7,44	5,87	6,00	5,49	6,73	6,80	5,27
MIRAIMA	9,63	9,45	12,47	11,22	12,00	13,32	10,80	11,57
MOMBACA	4,95	7,42	5,15	7,96	4,67	7,22	5,13	4,12
MORRINHOS	1,86	2,44	4,93	3,93	4,29	6,02	3,09	3,78
NOVA OLINDA	0,00	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
NOVA RUSSAS	3,78	5,81	4,93	4,94	5,12	5,17	5,21	4,46
OROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PACAJUS	21,21	19,24	16,90	19,73	16,31	18,92	16,93	15,98
PARAIPABA	16,75	19,29	16,31	20,01	16,88	19,43	17,34	16,34
PECÉM	15,38	16,77	18,92	18,19	18,04	20,15	15,90	17,05
PORANGA	4,03	5,15	4,36	4,37	4,37	4,56	4,59	4,40
POTENGI	0,41	0,00	0,51	0,00	0,00	0,68	0,14	0,39
QUITERIANOPOLIS	1,76	0,00	2,72	1,37	2,68	3,40	2,27	2,71
QUIXADA	6,63	8,68	6,77	9,22	6,48	8,62	6,70	5,82
QUIXERAMOBIM	1,92	5,56	3,57	3,08	3,30	5,46	3,50	2,63
REDENCAO	11,41	12,47	10,63	10,85	9,83	11,82	11,91	8,97

RERIUTABA	1,15	0,03	2,93	2,26	2,89	3,08	2,48	2,92
RUSSAS	3,00	5,07	3,12	5,62	2,89	4,98	3,05	2,23
S.LUIZ CURU	2,86	5,36	2,79	2,85	3,14	5,51	3,46	2,51
SANTA QUITERIA	4,08	6,49	5,28	5,34	5,61	5,80	5,85	4,95
SAO BENEDITO	3,41	4,53	3,74	3,75	3,75	3,94	3,97	3,78
SAO JOAO DO JAGUARIBE	1,19	1,09	3,61	2,53	3,11	4,64	2,45	2,89
SENADOR POMPEU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SENADOR AS	1,53	1,48	3,57	2,65	2,94	4,70	2,04	2,53
SOBRAL	7,85	8,01	3,43	7,75	3,02	5,47	3,39	2,41
SOLONOPOLE	6,14	10,04	8,38	8,54	8,94	9,33	9,40	8,40
TAUA	1,97	3,29	2,05	3,76	1,91	3,44	1,95	1,25
TIANGUA	6,99	8,20	7,17	7,20	7,18	7,54	7,58	7,21
TRAIRI	9,55	10,78	9,20	9,33	8,74	10,07	10,14	8,36
UBAJARA	10,10	11,35	9,86	9,98	9,49	10,64	10,71	9,20
UMARITUBA	12,01	13,66	15,50	14,91	14,57	16,76	12,36	13,53
UMIRIM	2,77	6,62	4,91	5,08	5,50	5,92	6,00	4,99
VARZEA ALEGRE	6,18	7,29	5,49	5,68	6,14	6,61	6,70	5,71
VICOSA DO CEARA	5,14	6,38	5,26	5,30	5,54	5,69	5,75	4,88
TOTAL	607,42	667,13	609,46	684,20	601,49	708,05	617,46	565,19