

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA
DESCONTINUIDADE DO SERVIÇO ELÉTRICO
UTILIZANDO UM MODELO DE MERCADO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de *Mestre em Engenharia Elétrica*

Orientador: Prof. Héctor Arango, Dr.

Co-orientador: Prof. Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D.

Itajubá - MG

2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA
DESCONTINUIDADE DO SERVIÇO ELÉTRICO
UTILIZANDO UM MODELO DE MERCADO**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 05 de Julho de 2010, conferindo ao autor o título de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

Prof. Carlos Márcio Vieira Tahan, Dr.

Prof. Tiago Clé de Oliveira, Dr.

Prof. Hector Arango, Dr.

Prof. Benedito Donizeti Bonatto, Ph.D.

Itajubá - MG

2010

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Héctor Arango e Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto, meu orientador e co-orientador respectivamente, pelo apoio e pelas contribuições que foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus pais, Sergio e Angela, ao meu irmão, Leonardo, e a minha namorada, Ana Carolina, que me apoiaram e me incentivaram durante essa etapa da minha vida.

À CAPES pelo apoio financeiro durante o programa de mestrado.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

E, principalmente, ao nosso grande pai, Deus, que fez das minhas preces o instrumento único para conquistar este objetivo tão esperado.

RESUMO

Este estudo apresenta uma análise e proposta de processo para determinação de metas para os indicadores individuais de continuidade de fornecimento de energia elétrica. O método de cálculo é realizado a partir do tratamento estatístico dos indicadores de cada distribuidora baseado em um percentil definido pela ANEEL, para posteriormente reagrupar os valores limites e estabelecer a meta ou padrão de desempenho individual para todas as concessionárias brasileiras. Este trabalho também trata da determinação das tarifas regulatórias pela perspectiva microeconômica, utilizando um modelo de mercado denominado TAROT - Tarifa Otimizada, objetivando a otimização dos investimentos e a minimização dos custos. Propõe também, através de um modelo TAROT-Q, a determinação do valor de uma compensação ao cliente pela concessionária, por deficiências na qualidade de fornecimento da energia elétrica. Esta metodologia proposta foi aplicada em uma empresa de distribuição brasileira, resultando na comparação entre as tarifas e valores econômicos agregados.

Palavras-chave — Regulação Técnico-Econômica, Indicadores de Continuidade, Valor Econômico Agregado, Microeconomia, Tarifas, Otimização, Bem-estar Social.

ABSTRACT

This study presents an analysis and proposed process for determining targets for continuity individual indicators of electricity supply. The method of calculation is performed using the statistical indicators for each distribution company based on a percentile defined by ANEEL, then regrouping for the limits and setting a goal or standard of individual performance for all Brazilian utilities. This work also deals with the determination of regulatory tariffs by the microeconomic perspective, using a market model called TAROT - Tariff Optimization, aiming to optimize investments and minimizing costs. It also proposes, through a new model TAROT-Q, the valuation of compensation to the customer by the utility, due to the poor quality supply of electricity. This methodology was applied in a distribution company in Brazil, resulting in the comparison between tariffs and economic values added.

Keywords - Technical and Economic Adjustment, Indicators of Continuity, Economic Value Added, Microeconomics, Tariffs, Optimization, Social Welfare.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Obtenção da meta para um conjunto de Empresas em uma mesma classe, segundo metodologia atual da ANEEL.....	74
Figura 2 – Metodologia proposta para obtenção do valor meta para os índices de continuidade individual num conjunto.....	76
Figura 3 – Empresa concessionária simulada versus Empresa real.....	77
Figura 4 – Histograma dos Valores Meta – DIC das 60 empresas.....	78
Figura 5 – Histograma dos Valores Meta – FIC das 60 empresas.....	78
Figura 6 – Curva de Probabilidade Cumulativa para determinação da META DIC para as empresas do gênero.....	79
Figura 7 – Curva de Probabilidade Cumulativa para determinação da META FIC para as empresas do gênero.....	79
Figura 8 – Comparação entre a metodologia estatística empregada pela ANEEL e a proposta.....	81
Figura 9 – Distribuição dos conjuntos segundo as classes (faixas-DEC) da Concessionária X.....	83
Figura 10 – Unidades Consumidoras com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas – DIC Concessionária X.....	84
Figura 11 – Unidades Consumidoras com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas – FIC Concessionária X.....	84
Figura 12 – Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: $1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{ kV}$ – DIC Concessionária X.....	85
Figura 13 – Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: $1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{ kV}$ – FIC Concessionária X.....	85
Figura 14 – Ações características de uma transação entre Produtor e Consumidor.....	55
Figura 15 – Modelo de Produção e Consumo com a Inserção da Qualidade.....	70
Figura 16 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – dados da revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.....	94
Figura 17 – Diagrama de fluxos monetários otimizados da COELCE – dados da revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.....	95

Figura 18 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – dados da revisão tarifária levando em conta a continuidade do fornecimento de energia através do indicador DEC_{meta} 98

Figura 19 – Diagrama de fluxos monetários otimizados da COELCE – dados da revisão tarifária levando em conta a continuidade do fornecimento de energia através do indicador DEC_{meta} . 100

Figura 20 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – Subinvestimento na qualidade da energia ($DEC > DEC_{meta}$). Sem incluir a compensação ao consumidor..... 104

Figura 21 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – Subinvestimento na qualidade da energia ($DEC > DEC_{meta}$). Incluindo a compensação ao consumidor..... 105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC.....	23
Tabela 2 – Valores máximos anuais de DIC e FIC.....	23
Tabela 3 – Indicadores propostos pelo grupo composto na Portaria DNAEE nº 163.....	25
Tabela 4 – Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento entre 69 e 230 kV – Resolução 024/2000.....	30
Tabela 5 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV – Resolução 024/2000.....	30
Tabela 6 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 024/2000.....	30
Tabela 7 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 024/2000.....	31
Tabela 8 – Metas Anuais de Evolução dos Indicadores Individuais – Resolução 024/2000....	31
Tabela 9 – Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento entre 69 e 230 kV – Resolução 177/2005.....	32
Tabela 10 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 177/2005.....	33
Tabela 11 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 177/2005.....	33
Tabela 12 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 177/2005.....	33
Tabela 13 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 177/2005.....	34
Tabela 14 – Limites para Concessionárias com Índices Individuais Desvinculados dos Índices Globais.....	34
Tabela 15 – Índices meta DIC [h] simulados variando-se dois graus de liberdade.....	80
Tabela 16 – Conjuntos atendidos pela Empresa X.....	83

Tabela 17 – Valores financeiros da COELCE de acordo com a Revisão Tarifária de 2007 – modelo sem parâmetros de qualidade.....	92
Tabela 18 – Valores financeiros da COELCE de acordo com a Revisão Tarifária de 2007– atribuindo parâmetros de qualidade.....	97
Tabela 19 – Valores Otimizados com a inserção do modelo de qualidade.....	99

LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

a	Avidez pela compra da energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
b	Saciedade ou saturação do consumidor
C	Função custo
C*	Função Custo Mínimo
CAPM	Modelo de Precificação de Ativos de Capital
CM	Custo Marginal
C _O	Custos operacionais eficientes + encargos
C _p	Custos associados às perdas técnicas
C _q	Custos devido a falhas na qualidade
D	Depreciação
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua Por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
E	Energia distribuída
E*	Energia Ótima
EBIT	Lucro Tributável
ECA	Valor agregado do Consumidor
ENS	Energia não suprida
ER	Empresa de Referência
EVA	Valor Econômico Agregado à Empresa

EWA	Valor Social Agregado
FCF	Fluxo livre de caixa
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
LUL	Lucro Líquido
NOPAT	Lucro operacional líquido após imposto de renda
O&M	Operação e Manutenção
PRODIST	Procedimentos de Distribuição Do Setor Elétrico Brasileiro
R	Receita da concessionária
R*	Receita Otimizada
R_f	Taxa livre de risco
R_m	Taxa de retorno de mercado
ROE	Retorno sobre o Capital Próprio
t	Alíquota sobre a renda
T	Tarifa
Tu	Tarifa de indisponibilidade
TAROT	Tarifa Otimizada
TAROT-Q	Tarifa Otimizada levando em conta os investimentos em qualidade
U	Utilidade
UM	Utilidade Marginal
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital
WTP	Propensão a pagar do consumidor
β	Índice de correlação entre ações de concessionárias e o movimento do mercado acionário

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
2. HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO.....	16
2.1. Experiência Internacional.....	17
2.1.1. Argentina.....	17
2.1.2. Bolívia.....	18
2.1.3. Chile.....	18
2.1.4. Estados Unidos.....	19
2.1.5. França.....	19
2.1.6. Inglaterra e País de Gales.....	20
2.1.7. Noruega.....	21
2.2. Regulamentação Da Qualidade Dos Serviços De Distribuição No Brasil.....	22
2.2.1. Portaria DNAEE nº 046/78.....	22
2.2.2. Portaria DNAEE nº 163/93.....	24
2.2.3. Resolução ANEEL nº 024/2000.....	25
2.2.3.1. Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição.....	27
2.2.3.2. Indicadores Coletivos.....	27
2.2.3.3. Indicadores individuais – DIC, FIC e DMIC.....	28
2.2.4. Resolução ANEEL nº 177/2005.....	31
2.2.5. O Módulo 8 do PRODIST.....	34
2.2.6. Revisão do PRODIST.....	35
3. REGULAÇÃO ECONÔMICA.....	37
3.1. Indústrias de Rede.....	38
3.2. Antecedentes de Regulação Econômica: Modelos básicos Norte-Americano e Europeu.....	39
3.3. As Reformas dos Anos 80 e a Nova Fase da Regulação.....	41
3.4. A Regulação no Brasil.....	43
3.4.1. A Regulação do Setor Elétrico.....	44
3.4.1.1. O Papel do Estado.....	47
3.4.1.2. O Papel das Distribuidoras de Energia Elétrica.....	47
3.4.1.3. O Regime Tarifário nas Distribuidoras de Energia Elétrica.....	48
3.4.1.4. O Modelo da Empresa de Referência da ANEEL.....	51
4. O MERCADO ELÉTRICO E O MODELO TAROT.....	54
4.1. O Mercado Elétrico e o Modelo TAROT.....	54

4.2. As Funções de Consumo e Produção.....	57
4.3. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo TAROT.....	58
4.4. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo TAROT-Q.....	61
4.5. A Quantificação do Paradigma da ANEEL.....	65
4.6. O Modelo Produção-Consumo.....	69
5. OBTENÇÃO DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAL.....	73
5.1. A Questão das Metas dos Indicadores Individuais.....	74
5.2. Metodologia Proposta para a Obtenção das Metas dos Índices Individuais de Continuidade.....	75
5.2.1. Exemplo de Aplicação da Nova Metodologia.....	77
5.3. Estudos Conduzidos Utilizando-se a Metodologia Estatística.....	81
5.3.1. Estudo de Caso: Empresa Concessionária X.....	82
6. APLICAÇÃO DO MODELO TAROT-Q.....	87
6.1. Sobre o Software TAROT-Q.....	88
6.2. Como a ANEEL Calcula a Tarifa de Distribuição.....	89
6.2.1. Cálculo da Tarifa sem Tratar da Continuidade.....	91
6.3. Proposta para Cálculo da Tarifa Levando em Conta a Continuidade.....	96
6.4. Conceito de Compensação ao Consumidor.....	101
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	106
7.1. Conclusões.....	106
7.2. Recomendações para futuros trabalhos.....	109
APÊNDICE 1 – ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS DE AVIDEZ (a) E SACIEDADE (b) DO CONSUMIDOR.....	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	114

1. Introdução

A disponibilidade da energia elétrica representa um incremento na qualidade de vida das populações. Num primeiro momento em que se implanta um sistema de distribuição de energia elétrica, a população local imediatamente passa a constar com inúmeros benefícios, tanto do ponto de vista de maior conforto doméstico como de melhores possibilidades de emprego e produção. Logo, é natural que se inicie um processo de discussão quanto à qualidade daquele produto. Numa análise inicial, os estudos de qualidade preocupam-se com a continuidade do serviço, já que fica evidente que qualquer interrupção do fornecimento implicará em transtornos de toda ordem. Não obstante, reconhece-se que há também a questão da qualidade da energia elétrica como um produto comercial, mesmo que não ocorram interrupções.

Esta dissertação discorre sobre a evolução nos estudos referentes à observância da qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias, inserida dentro de um enfoque microeconômico. Apresenta também propostas para melhoria da obtenção dos índices individuais de qualidade e de compensação por deficiências de investimento na qualidade pelas distribuidoras, a fim de garantir um valor econômico agregado para o consumidor condizente com os índices-meta de investimento definidos pela agência reguladora.

O mercado elétrico também está sujeito aos princípios microeconômicos que governam as transações entre produtores e consumidores de um modo geral. Entretanto, os modelos empregados não tratam da qualidade do produto de forma explícita.

Os estudos desta dissertação se justificam na medida em que a Qualidade da Energia Elétrica assume relevância no setor da eletricidade em proporção a seu impacto econômico sobre as transações comerciais que se praticam no mercado elétrico. É, portanto, do maior interesse ter-se um modelo desse mercado onde seja possível inserir a qualidade como um fator mensurável em termos monetários e estudar sua influência econômica sobre a produção e o consumo.

Sendo assim, pode-se destacar um conjunto de circunstâncias relevantes que tem promovido mudanças fundamentais no planejamento elétrico tradicional: o ambiente regulado; a introdução da qualidade de energia; o papel dos riscos operacionais e corporativos; a gestão corporativa baseada no valor econômico.

Estes fatores causam uma nova interpretação do paradigma de planejamento que leve em conta também um estudo mais apurado de um modelo que os represente, integrando-os de maneira a obter um mercado elétrico mais eficiente e socialmente responsável.

O tema é abordado primeiramente a partir da realização do resgate histórico dos índices de continuidade. A identificação do arcabouço legal e técnico que culminou com o estabelecimento dos índices atuais, que ainda hoje são objetos de estudos pelo PRODIST, foi realizada no intuito de identificar as motivações políticas e técnicas que nortearam os legisladores em cada época, permitindo, assim, uma avaliação atual da aplicabilidade de tais práticas.

Posteriormente é realizada uma análise da metodologia de regulação econômica do setor elétrico aplicada no Brasil, resgatando-se os conceitos históricos aplicados nos modelos Norte-Americano e Europeu de regulação. Apresenta-se também de forma breve o modelo de Empresa de referência que a ANEEL se utiliza para simular as condições que enfrentaria um operador entrante no mercado no qual opera a empresa real responsável pelo serviço por redes de que se trata, e que deve prestar esse serviço cumprindo as condições estabelecidas no respectivo contrato de concessão.

Para que se tornasse viável a realização de simulações e validações quanto às práticas usuais empregadas para o cálculo das tarifas, vistas pelo prisma econômico-financeiro, foi desenvolvido em ambiente LabVIEW[®] um software de cálculo denominado de TAROT-Q (Tarifação Otimizada incluindo-se a Qualidade) utilizando-se explicitamente a demonstração baseada no valor. Este software possui ainda o caráter de obter um diagrama financeiro otimizado da empresa baseado nas estruturas de custos, já que a criação de valor dá-se tanto através do crescimento do mercado quanto através da otimização da empresa.

Finalmente é identificado um conjunto de modificações como proposta de revisão dos procedimentos de cálculo da tarifa média praticada por uma concessionária de energia elétrica. A tarifa resultante das modificações propostas utilizando-se a inserção da qualidade no modelo, referente à continuidade, é comparada com o valor da tarifa praticado por uma distribuidora de energia elétrica real. Apresenta-se também, para o modelo com qualidade, uma proposta de compensação para os casos onde os investimentos neste setor estão abaixo dos valores estabelecidos como meta pela agência reguladora

2. Histórico dos Indicadores de Continuidade do Sistema Elétrico

Este capítulo tem por objetivo expandir os conhecimentos sobre a evolução da continuidade nos serviços de distribuição de energia elétrica, acompanhando a visão internacional e o progresso regulamentar desenvolvido no Brasil para acompanhar esse tema.

A continuidade da energia elétrica é um fator fundamental para o desenvolvimento da economia. Ela representa o grau de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária e, em geral, está associada a indicadores que medem a descontinuidade de fornecimento, ou seja, a duração equivalente das interrupções e a frequência equivalente com que estas interrupções ocorrem no sistema. Em um mundo altamente competitivo e submetido à globalização dos mercados, a energia elétrica passa a ser uma variável estratégica de desenvolvimento sobre a qual os planejadores podem e devem atuar para o crescimento da economia e do sistema.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro caracteriza-se por um modelo funcional desverticalizado que implica na segregação das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Da mesma forma que em outros países, o segmento da distribuição continua a ser uma atividade econômica com característica de monopólio natural.

A característica de desverticalização implica grandes desafios, em se tratando de qualidade de energia, pois enquanto propicia uma maior competitividade no setor, e, portanto, um aumento da eficiência da indústria de energia elétrica como um todo, acarreta a busca de maior eficácia quanto à aplicação dos recursos [1]. No entanto, caso não se tenha uma regulamentação adequada, isto pode gerar uma tendência de deterioração da qualidade de energia entregue ao consumidor.

O valor econômico associado ao fornecimento de energia elétrica está correlacionado à qualidade deste produto entregue. A indústria de energia elétrica envolve a integração entre usuários, fabricantes de equipamentos, concessionárias e centros de pesquisas, buscando construir, operar e manter sistemas elétricos que atendam às exigências da sociedade. Uma

vez que a energia elétrica é um insumo básico nos processos de produção, cada vez mais parece razoável medir o custo econômico associado a baixos níveis de qualidade pelos seus efeitos sobre os vários segmentos da cadeia.

A evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos, atualmente utilizados em grande escala nos diversos segmentos de atividade industrial, comercial ou residencial, estabeleceu um crescente interesse pela qualidade de energia elétrica. No passado, os equipamentos não eram muito sensíveis às variações da qualidade de energia elétrica, porém, atualmente, com o desenvolvimento tecnológico crescente, percebe-se que modernos equipamentos começam a operar inadequadamente, o que vem produzindo transtornos e prejuízos para os diversos consumidores de energia elétrica.

Em função desta maior sensibilidade, manobras típicas no sistema elétrico podem ocasionar a parada de grandes unidades industriais automatizadas. Conseqüentemente, os tradicionais índices de continuidade de energia elétrica utilizados até hoje (DEC e FEC) não são eficientes para medir a qualidade da energia elétrica necessária aos consumidores. Adiciona-se a isto, o fato de serem indicadores médios.

Deve-se ressaltar que a experiência brasileira, considerando as ações já desenvolvidas pelo extinto órgão regulador Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e, mais recentemente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [2], no sentido de regulamentar as questões de qualidade de energia, foram principalmente baseadas num modelo verticalizado.

2.1. Experiência Internacional

A seguir apresentam-se os critérios adotados e os indicadores de continuidade utilizados na Argentina, Bolívia, Chile, Estados Unidos, França, Inglaterra, País de Gales e Noruega.

2.1.1. Argentina

A experiência desse país é particularmente interessante, porque atualmente possui a regulamentação de qualidade mais completa e exigente da América. A regulamentação considera continuidade, conformidade e atenção comercial.

A regulamentação da qualidade tem sido estabelecida de forma gradual por meio de duas etapas, sub-etapas e um período preliminar. No período preliminar de 12 meses não existem multas, porque é um período para que as distribuidoras e o órgão regulador estabeleçam os mecanismos de controle da qualidade [3].

Na primeira etapa (de 36 ou 48 meses, dependendo da concessionárias) o controle da continuidade é realizado mediante o uso de índices globais de sistema, sendo que a conformidade apenas considera o controle de tensão. Na segunda etapa são calculados índices individuais para o controle da continuidade. Em geral, os padrões de continuidade exigidos são bem superiores àqueles estabelecidos atualmente no Brasil.

2.1.2. Bolívia

O caso boliviano tem a particularidade de ser uma regulamentação recente que segue as diretrizes da normativa Argentina, mas baseado em um regulamento de qualidade da distribuição de aplicação geral a todas as distribuidoras.

Para quantificar a continuidade em BT (Baixa Tensão) são usados índices globais DEC e FEC, enquanto que em MT (Média Tensão) são usados índices individuais. Os limites fixados no regulamento para a última etapa (etapa de regime) tem controle semestral. Para fins de comparação com outras regulamentações incluem-se valores anuais. Caso sejam ultrapassados os valores limites, a distribuidora deve efetuar um pagamento ao cliente devido à energia não suprida (ENS) [4].

2.1.3. Chile

Foi o primeiro país a reestruturar o seu setor elétrico, em 1982, introduzindo um mercado competitivo na geração. Também resulta interessante o mecanismo de remuneração das concessionárias distribuidoras baseado em custos padrões e concessionárias-modelo. A

qualidade dos serviços atualmente é controlada pelo regulamento da lei geral de serviços elétricos que considera a qualidade uma característica inerente da atividade de distribuição.

A continuidade considera interrupções imprevistas e programadas maiores do que 3 (três) minutos e é controlada usando índices globais baseados em potência (FEP, DEP) e transformadores (FET, DET) e índices individuais de duração (DIC) e número de interrupções (FIC) por consumidor. As exigências de continuidade são diferentes para os distintos setores tarifários (áreas típicas) considerados na lei [3].

2.1.4. Estados Unidos

Uma proposta feita pela concessionária distribuidora de Nova Iorque tem por objetivo o controle da continuidade e atenção comercial aos clientes [5].

O controle de diversos índices de qualidade e relacionamento é realizado com pontos que atuam sobre a remuneração da distribuidora. Tais pontos representam uma porcentagem da rentabilidade da concessionária. Pontos positivos são incentivos e pontos negativos representam multas e compensações, sendo que a continuidade afeta a rentabilidade da concessionária através de pontuação em até $\pm 5\%$.

Os índices SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) e CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) são usados para o controle da continuidade, sendo que esta é discriminada por 12 áreas, dando, a cada uma, um valor limite e um valor objetivo. Caso a área tenha índices de continuidade piores que o limite, implica ponto negativo; áreas com índices entre o limite e o objetivo implica zero ponto, áreas com índices melhores que o valor objetivo implica ponto positivo. Os valores limites são estabelecidos por pesquisas de opinião que possibilitam conhecer o percentual de clientes satisfeitos com os serviços da distribuidora.

2.1.5. França

A particularidade do caso francês é que o serviço elétrico é um monopólio da empresa estatal Electricité de France - EDF, mas existe um contrato chamado "Contrato Emeraude" que regula as condições de suprimento para determinados clientes em MT e AT [3]. Os

limites estabelecidos são fixados de acordo com recomendações e normas internacionais (principalmente normas IEC). A empresa Electricité de France obriga-se a efetuar o pagamento de uma indenização caso os níveis de qualidade dos serviços estabelecidos no contrato sejam violados.

O contrato típico discrimina entre interrupções imprevistas e programadas. As interrupções programadas devem ser negociadas entre as partes, entretanto as imprevistas ficam claramente estabelecidas no contrato. Para as interrupções imprevistas, discrimina-se entre curtas (duração menor do que 1 minuto) e longas (duração igual ou maior do que 1 minuto). Além disso, para clientes atendidos em tensões menores do que 63kV consideram-se duas áreas [6].

As áreas classe A são áreas com população maior do que 100.000 ou mais de 10MW de potência instalada; as áreas B são as demais áreas. Os limites estabelecidos para as interrupções longas nas áreas A são 5 interrupções ao ano, enquanto para as áreas B são 8 interrupções ao ano. Já para clientes em tensões maiores do que 63kV o contrato estabelece um limite de 2 interrupções imprevistas longas ao ano. Contudo, os limites estabelecidos para as interrupções imprevistas de curta e longa duração têm mudado, passando de ano em ano a valores mais exigentes.

2.1.6. Inglaterra e País de Gales

Este é um caso particularmente interessante porque a regulamentação está orientada basicamente aos aspectos comerciais, sendo os aspectos técnicos regulamentados por normas de projeto e construção, e também porque o mecanismo de remuneração das distribuidoras é o modelo de limitação de preços RPI-X o qual, em teoria, gera pouco incentivo para investir.

O padrão Recomendações de Engenharia P.2/5 (*Engineering Recommendation P.2/5*) foi desenvolvido em 1978, quando as concessionárias eram de propriedade estatal. O objetivo das recomendações do P.2/5 é o de estabelecer níveis normais de segurança do suprimento em redes de transmissão e distribuição [6].

As P.2/5 foram incluídas nas licenças de operação das concessionárias distribuidoras visando critérios adequados de planejamento e confiabilidade das redes de transmissão e

distribuição. Por outro lado nas P.2/5 estabelecem-se a obrigatoriedade de informar os valores apurados dos índices de continuidade SAIFI e SAIDI (semelhantes ao FEC e DEC no Brasil) ao regulador. O regulador publica os índices de continuidade das concessionárias gerando competição entre as distribuidoras (*ranking*).

Os padrões de desempenho (*Standards of Performance*) foram introduzidos em 1991 e visam garantir um determinado nível de qualidade dos serviços. Há duas classes de padrões: os padrões garantidos (*Guaranteed Standard*) que garantem o desempenho da distribuidora com cada cliente individual e os padrões globais (*Overall Standard*) que especificam valores mínimos globais de serviço da distribuidora.

2.1.7. Noruega

A Noruega iniciou o processo de reestruturação do seu setor elétrico em 1991, mas as concessionárias de energia elétrica não foram vendidas ao setor privado.

As principais características da regulamentação do setor elétrico na Noruega são a existência de mercado concorrente em geração, liberdade para escolher fornecedor até o nível residencial e garantia de acesso ao sistema de transmissão e distribuição com pedágios regulados.

Até pouco tempo, a qualidade do serviço elétrico não tinha uma regulamentação explícita, sendo apenas limitada à regulação de tensão ($\pm 10\%$) e de frequência ($\pm 2\%$). Contudo, as concessionárias tinham obrigação de informar aos seus clientes sobre a continuidade e conformidade esperada na sua área de concessão [6].

A qualidade do serviço elétrico na Noruega é considerada parte do produto eletricidade e, portanto, existe liberdade para negociar as condições qualidade e preço do suprimento, especialmente porque todo consumidor tem o direito de escolher de quem comprar sua energia.

2.2. Regulamentação da Qualidade dos Serviços de Distribuição no Brasil

A primeira norma a tratar dos indicadores de qualidade no Brasil foi editada em 1978: a Portaria DNAEE nº 046. Com ela o setor elétrico brasileiro inicia o processo de quantificação do desempenho das distribuidoras, sob o aspecto de continuidade. Essa Portaria estabeleceu o primeiro conjunto de indicadores e padrões a serem cumpridos pelas concessionárias e não foi plenamente implantada em todo o país. Algumas concessionárias sequer a utilizavam.

2.2.1. Portaria DNAEE nº 046/78

Editada em 17 de abril de 1978, esta Portaria, como dito anteriormente, estabelece os valores máximos de DEC e FEC, para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estes indicadores deveriam ser calculados de acordo com as seguintes expressões:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cs} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2)$$

Onde:

- Ca(i) Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i).
- t(i) Duração de cada evento (i), no período de apuração.
- i Número de interrupções com duração superior a 3 minutos, variando de 1 a n.
- Cs Número total de consumidores do conjunto considerado.

As Tabelas 1 e 2 a seguir, apresentam os limites a serem adotados pelas distribuidoras em relação aos indicadores de grupo (DEC e FEC) e individuais (DIC e FIC). Adicionalmente aos indicadores, a Portaria introduz o conceito de apuração por conjunto de consumidores vinculados a uma área física específica, o que na prática corresponde a um subconjunto da

área de concessão, determinando que estes conjuntos apresentem áreas contíguas e englobem toda a área de concessão da concessionária [8].

Apenas para o caso dos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, a Portaria considera a possibilidade de tratá-los como um único conjunto, desvinculando-os dos conjuntos definidos anteriormente. Esta é a única exceção ao controle com base geográfica feita na Portaria, que estabelece ainda conjuntos específicos para áreas atendidas por sistemas subterrâneos.

Tabela 1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC.

Conjunto de Consumidores	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
Consumidores em tensão de transmissão ou subtransmissão.	15	25
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado.	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial.	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores.	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000.	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000.	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000.	70	70
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores.	120	90

Fonte: Portaria DNAEE nº 046/78.

Tabela 2 – Valores máximos anuais de DIC e FIC

Unidades Consumidoras	DIC (Horas)	FIC (Interrupções)
Consumidores atendidos por sistema subterrâneo.	30	35
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV.	30	40
Consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural.	80	70
Consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição e pertencentes a conjuntos com mais de 1000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural.	100	80
Consumidores localizados em zona rural, atendidos por sistema de distribuição, ou pertencentes a qualquer conjunto com menos de 1000 (mil) consumidores.	150	120

Fonte: Portaria DNAEE nº 046/78.

A Portaria DNAEE nº 046/78 não estabeleceu nenhum tipo de punição pelo não cumprimento dos padrões propostos. A única obrigação imposta à concessionária foi a determinação de que a empresa adequasse o padrão de atendimento nas áreas onde os indicadores fossem violados, em um prazo de 180 dias.

Adicionalmente, as concessionárias não utilizavam procedimentos isentos de erros para a coleta e tratamento dos indicadores de continuidade, resultando em índices apurados com baixa confiabilidade. Constatou-se a existência de conjuntos com elevado número de unidades consumidoras, que apresentavam valores nulos para os indicadores DEC e FEC para um período de três meses, significando fornecimento ininterrupto em conjuntos improváveis de se verificar tal fato [7].

Outra inconsistência observada era a existência de conjuntos atendidos por sistemas de distribuição deficientes, radiais e longos, apresentando valores apurados dos indicadores de continuidade melhores que conjuntos formados por grandes cidades que, em geral, são atendidas por sistemas elétricos com maior grau de confiabilidade, por serem supridas a partir de sistemas malhados, e conseqüentemente com maior flexibilidade operativa.

Por outro lado, os consumidores não conheciam e não reivindicavam seus direitos com relação ao padrão de qualidade do suprimento de energia elétrica. Neste cenário, os indicadores de qualidade apurados pouco contribuíam para uma sistemática melhoria nos padrões de atendimento.

2.2.2. Portaria DNAEE nº 163/93

Em 22 de março de 1993 o DNAEE edita a Portaria nº 163 constituindo um grupo de trabalho com o objetivo de ampliar a abrangência dos indicadores de qualidade, bem como ampliar o escopo destes indicadores. O grupo criado elaborou uma proposta de Modelo de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica. Neste modelo foram introduzidos grandes avanços conceituais, sendo pela primeira vez estabelecido um vínculo entre os indicadores propostos para empresas do setor elétrico com a expectativa de atendimento por parte do consumidor. Neste trabalho propunha-se um índice de satisfação do consumidor com base em pesquisas de opinião [9].

Os indicadores propostos pelo grupo de trabalho para monitoração da continuidade das empresas distribuidoras foram os dados pela Tabela 3:

Tabela 3 – Indicadores propostos pelo grupo composto na Portaria DNAEE nº 163.

Indicadores	Fórmula	Descrição
Duração Equivalente de Interrupção por consumidor. – DEC	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times t_i)}{C_c}$	Tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.
Frequência Equivalente De Interrupção Por Consumidor – FEC	$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C_c}$	Número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação.
Duração Equivalente De Interrupção Por Potência – DEP	$DEP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \times t_i)}{P_c}$	Tempo que, em média, a potência do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.
Frequência Equivalente De Interrupção Por Potência – FEP	$FEP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P_c}$	Número de interrupções que, em média, a potência do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

Fonte: Portaria DNAEE nº 163/93.

O grupo responsável pela implantação da Portaria nº 163 previa implantá-la em três etapas, mas, com a privatização que ocorreu no setor elétrico, sua implantação foi suspensa e sua conceituação revista.

2.2.3. Resolução ANEEL nº 024/2000

Visando padronizar a forma de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade do serviço, em 27 de janeiro de 2000, a ANEEL editou a Resolução nº 024 que incorporou todos os avanços dos regulamentos e contratos assinados anteriormente. A partir desta resolução ficam estabelecidas também as condições para aplicação de análises comparativas entre as empresas distribuidoras, uma vez que os indicadores passam a ser apurados uniformemente por todas as concessionárias.

Esta Resolução estabeleceu um conjunto de determinações quanto à coleta dos dados e apuração dos indicadores visando à formação de uma base de dados confiável, cujos

procedimentos homogêneos permitiram um tratamento mais uniforme para todas as concessionárias brasileiras.

O estabelecimento de metas de desempenho a serem cumpridas pelas concessionárias, a cada período de revisão tarifária, representou a introdução de um novo parâmetro regulatório que contribuiu para a evolução do desempenho das concessionárias de distribuição.

Para o estabelecimento das metas de desempenho, a Resolução propôs três parâmetros a serem considerados: as metas já estabelecidas em alguns contratos de concessão, o histórico de desempenho das empresas e os padrões de continuidade resultantes da análise comparativa entre as empresas.

A Resolução introduziu ainda um novo indicador: a Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora – DMIC, para estimular a empresa distribuidora a alocar de forma mais eficaz as equipes de manutenção em sua área de concessão. A adoção de estratégias gerenciais para minimizar os tempos de interrupções impactou nos valores dos demais indicadores, que foram reduzidos em decorrência desta nova obrigação .

Entendendo que a responsabilidade pelo adequado atendimento ao consumidor é da concessionária distribuidora, os indicadores apurados não seriam mais segregados por origem da falha (geradores, transmissores ou distribuidores). Desta forma, a Resolução estabeleceu a obrigatoriedade de apuração dos indicadores independente da causa, e determinou a obrigatoriedade da compatibilização de indicadores de mesma natureza para as transmissoras e distribuidoras, ou seja, o ONS passou a apurar os indicadores de continuidade para a Rede Básica.

Um grande avanço nesta resolução foi a maior transparência quanto ao controle do desempenho das empresas, uma vez que os valores apurados dos indicadores de continuidade passaram a constar nas faturas de energia elétrica, juntamente com os padrões a serem atendidos. O não atendimento aos padrões implicaria em multa que seria revertida na forma de crédito em favor do consumidor na própria fatura de energia do mês posterior à apuração.

2.2.3.1. Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição

A Resolução ANEEL nº 024/2000 trata de indicadores de caráter coletivo e individual. Os indicadores coletivos foram utilizados pela ANEEL para análise do desempenho das diversas concessionárias, enquanto que os indicadores individuais apontam diretamente aos consumidores o padrão de desempenho da concessionária quanto à prestação do serviço adequado, uma vez que esses indicadores são aqueles efetivamente percebidos pelos mesmos. A resolução estabelece a obrigatoriedade das concessionárias informarem os dados relativos aos indicadores nas contas de energia dos seus consumidores, bem como o pagamento de multa aos usuários em caso de violação destes indicadores.

2.2.3.2. Indicadores Coletivos

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto [10].

“A duração das interrupções está relacionada aos meios humanos e materiais empregados para a recomposição e reparo da rede, bem como às facilidades existentes para se recuperar um sistema após cada interrupção (veículos, comunicação, qualificação do pessoal, possibilidade de recomposição/ automação, etc.)” [7].

A Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC exprime o número de interrupções que, em média, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

“A frequência das interrupções caracteriza a fragilidade do sistema frente ao meio ambiente (causas externas) e a degradação do sistema por envelhecimento ou falta de manutenção adequada (causas internas), geralmente causas vinculadas ao nível de investimento no sistema elétrico da empresa” [7].

Com a Resolução nº 024/2000 introduz-se o termo “unidade consumidora”, dando à mesma a abrangência necessária para contemplar a existência de consumidores livres, conforme previsto no artigo 15, da Lei nº 9074, de 7 de junho de 1995.

As expressões abaixo se diferem das descritas na portaria DNAEE nº 046/78 apenas no denominador, visto que a formulação matemática utilizada para apurar os indicadores contempla apurações individualizadas das ocorrências e não mais por blocos de consumidores afetados por desligamentos [10]:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cc} \quad (4)$$

Onde:

Cc Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

2.2.3.3. Indicadores individuais – DIC, FIC e DMIC

A Duração de Interrupção por Unidade Consumidora – DIC exprime o intervalo de tempo que cada unidade consumidora, individualmente considerada, ficou sem o fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

A Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora – FIC representa o número de interrupções que cada unidade consumidora, individualmente considerada, foi submetida no período de observação, considerando-se as interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto.

As expressões que apresentam as formulações para apuração destes indicadores são:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5)$$

$$FIC = n \quad (6)$$

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.

Adicionalmente a estes indicadores, a Resolução mencionada cria um novo indicador com o objetivo de controlar a máxima duração de interrupção contínua a uma unidade consumidora, o qual é denominado de Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora – DMIC.

Antes da vigência da Resolução ANEEL nº 024/00, não existia o conceito de metas evolutivas, previamente definidas, para toda a área de concessão, que estabelecessem obrigatoriedade de melhoria nos padrões de atendimento, para todas as distribuidoras, cabendo excetuar os contratos das empresas paulistas que incorporavam algumas metas de evolução para os indicadores de continuidade. De forma geral, as empresas deveriam apenas cumprir os padrões propostos pela Portaria DNAEE no 046/78 transcritas nas Tabelas 1 e 2 ou as médias de desempenho dos anos anteriores. Com este novo conceito de metas de evolução, a resolução introduziu uma mecânica de duplo controle dos indicadores. As metas dos indicadores coletivos foram definidas com base em uma comparação de resultados entre empresas, enquanto os indicadores individuais foram definidos a partir de uma curva de distribuição de frequência acumulada de DIC e FIC, construída com base em parâmetros médios de diversos conjuntos diferentes, dentro da mesma área de concessão [7]. Estes dois parâmetros foram relacionados por meio das Tabelas 4 a 7. Estas tabelas vinculam DIC, FIC e DMIC máximo de cada consumidor aos DEC e FEC de cada conjunto.

Tabela 4 – Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento entre 69 e 230 kV – Resolução 024/2000.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento : 69 kV ≤ Tensão < 230 kV						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	8	4	3	2	8	4	3
> 20 – 40	12	6	4	3	12	6	4
> 40	16	8	6	3	16	8	6

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 5 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV – Resolução 024/2000.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento : 1 kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	25	13	8	6	18	9	6
> 5 – 10	30	15	10	6	20	10	7
> 10 – 20	35	18	12	6	25	13	8
> 20 – 30	40	20	13	6	30	15	10
> 30 – 45	45	23	15	8	35	18	12
> 45 – 60	52	26	17	8	45	23	15
> 60	64	26	21	10	56	23	19

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 6 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 024/2000.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada igual ou superior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 5	40	20	13	6	25	13	8
> 5 – 10	50	25	17	6	30	15	10
> 10 – 20	55	28	19	8	35	18	12
> 20 – 30	65	32	22	8	40	20	13
> 30 – 45	75	32	25	10	50	25	17
> 45 – 60	80	32	27	10	56	26	19
> 60	80	32	27	12	64	26	22

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Tabela 7 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 024/2000.

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas fora do perímetro urbano com potência disponibilizada Inferior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	12	40	20	13
> 10 – 20	85	43	29	12	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	12	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	14	75	38	25
> 45 – 60	110	48	37	14	90	38	30
> 60 – 80	120	48	40	16	90	38	30
> 80	120	48	40	18	96	38	32

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

Considerando que as concessionárias não dispunham ainda dos dados necessários para a construção das curvas de distribuição de frequência acumulada das interrupções, a resolução propôs uma redução gradual dos indicadores até 2003 quando seria exigida a formação destas curvas. A Tabela 8 apresenta os valores propostos na resolução:

Tabela 8 – Metas Anuais de Evolução dos Indicadores Individuais – Resolução 024/2000

Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais						
Descrição do Sistema de Atendimento às Unidades Consumidoras	2000		2001		2002	
	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC
Tensão \leq 1kV situadas em zona rural	150	120	135	108	120	96
Tensão \leq 1kV situadas em zona urbana	100	80	90	72	80	64
Sistema Aéreo com 1 kV < Tensão < 69 kV	80	70	72	63	64	56
Sistema Aéreo com 69 kV \leq Tensão < 230 kV	30	40	24	32	24	24
Sistema Subterrâneo	16	8	14	6	12	4

Fonte: Resolução ANEEL nº 024/2000.

2.2.4. Resolução ANEEL nº 177/2005

Em 2005, a Resolução nº 177, de 28 de novembro, alterou a de nº 024/00, para que o processo de acompanhamento e fiscalização fosse aperfeiçoado. Ficou estabelecido que até 31 de dezembro de 2006 as distribuidoras deveriam certificar o processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores de qualidade (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC) para garantir a confiabilidade e tornar mais transparente a apuração dos indicadores. O ato estabeleceu

também que as concessionárias deveriam informar nas contas de luz de todos os consumidores residenciais, de forma clara e autoexplicativa, sobre o direito à compensação de valores caso ocorresse violação dos padrões de continuidade. Pelas regras anteriores, as metas de DEC e de FEC somente poderiam ser revisadas no ano correspondente à revisão tarifária de cada distribuidora.

Outro ponto inserido na regulamentação é o que atribuiu às transmissoras que detinham instalações na fronteira entre a rede básica do Sistema Interligado e a rede das distribuidoras (as chamadas Demais Instalações de Transmissão) a responsabilidade pela apuração dos indicadores individuais nos pontos de conexão. As novas metas de continuidade estabelecidas representaram um sinal de melhoria constante dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição, em suas unidades consumidoras, com ganho tanto para o consumidor como para a própria concessionária que, ao investir no seu sistema e buscar novas tecnologias para atender aos requisitos mínimos de qualidade definidos pela ANEEL, alcançassem, além da satisfação dos consumidores, maiores lucros pela prestação de um serviço de melhor qualidade.

A partir de janeiro de 2005, o padrão mensal do indicador DMIC passou a corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador DIC, estabelecido nas Tabelas 9 a 13 ou em resolução específica, adequando-se o resultado obtido, caso seja fracionário, ao primeiro inteiro superior [11].

Tabela 9 – Limites de Continuidade por Unidade Consumidora com Tensão de Atendimento entre 69 e 230 kV – Resolução 177/2005

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Faixa de Tensão Nominal: $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão} < 230 \text{ kV}$					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	12	6	4	12	6	4
> 20 – 40	16	8	6	16	8	6
> 40	22	11	8	22	11	8

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

Tabela 10 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 177/2005

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	25	13	8	18	9	6
> 10 – 20	30	15	10	20	10	7
> 20 – 30	35	18	12	25	13	8
> 30 – 45	40	20	13	30	15	10
> 45	45	23	15	35	18	12

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

Tabela 11 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão entre 1 e 69 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 177/2005

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	50	25	11	30	15	10
> 10 – 20	55	28	19	35	18	12
> 20 – 30	65	33	22	40	20	14
> 30 – 45	72	36	24	50	25	17
> 45	90	45	30	72	36	24

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

Tabela 12 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas no Perímetro Urbano – Resolução 177/2005

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal \leq 1 kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	40	20	13	25	13	8
> 10 – 20	50	25	17	30	15	10
> 20 – 30	55	28	19	35	18	12
> 30 – 45	65	32	22	40	20	13
> 45	72	36	24	58	29	20

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

Tabela 13 – Limites de Continuidade para Unidades Consumidoras com Tensão Inferior a 1 kV Situadas fora do Perímetro Urbano – Resolução 177/2005

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal ≤ 1 kV situadas em áreas não-urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	40	20	13
> 10 – 20	85	43	29	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	75	38	25
> 45	108	54	36	87	44	29

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

As concessionárias de distribuição que não possuíssem padrões de DIC e FIC vinculados às metas de DEC e FEC deveriam observar os padrões anuais dos indicadores DIC e FIC estabelecidos na Tabela 14 e os padrões mensais para o indicador DMIC deveriam obedecer à valores desvinculados do DIC. Os padrões mensais e trimestrais deverão corresponder a 30% e 40%, respectivamente, dos padrões anuais fixados na mesma tabela.

Tabela 14 – Limites para Concessionárias com Índices Individuais Desvinculados dos Índices Globais

Descrição do Sistema de Atendimento	DIC (Horas)	FIC (Interrupções)	DMIC (Horas)
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	30	35	16
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	30	40	9
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$	80	70	11
Unidades Consumidoras situadas em área não urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$ ou situadas em sistema isolado	100	80	14
Unidades Consumidoras com $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	150	120	4

Fonte: Resolução ANEEL nº 177/2005.

2.2.5. O Módulo 8 do PRODIST.

Com a publicação dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), através da Resolução ANEEL 345/2008, de 16/12/2008 [12], as concessionárias de distribuição de energia devem atuar na apuração sistemática dos indicadores apresentados no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, envolvendo, entre eles, tensão em regime permanente,

harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração.

O fato de o monitoramento da qualidade da energia elétrica estar agora integrada ao arcabouço jurídico do setor elétrico, através da citada Resolução da ANEEL, é um grande avanço para o país, caminhando no mesmo rumo de países mais desenvolvidos. Trata-se de um ato de grande relevância para o Setor Elétrico Brasileiro e para a qualidade da energia elétrica em particular. Além da importância do próprio documento, que institui procedimentos, metodologias e recomendações de valores limites para diversos eventos associados à qualidade da energia elétrica, há de se ressaltar o processo que culminou no texto definitivo. Por meio de audiência pública, permitiu-se uma ampla participação das partes interessadas, contribuindo para a geração de um documento que objetivou abranger tanto os anseios dos consumidores quanto as necessidades das concessionárias.

2.2.6. Revisão do PRODIST

Ficaram, porém, pendentes de maior aprofundamento duas questões importantes, sendo uma referente ao acesso de dupla contratação (Módulo 3) e outra à qualidade (Módulo 8), mais especificamente quanto aos indicadores de continuidade e penalidades associadas. A ANEEL fará então uma Audiência Pública para discutir suas novas propostas para estas questões e além destes, outros módulos também serão objetos de algumas modificações.

Na ocasião ficou decidido adiar de 2009 para 2010 a extinção das penalidades (mantendo em vigor por mais um ano a Resolução ANEEL nº 024/2000) por violações de indicadores de continuidade coletivos e em 2009 redimensionar os indicadores de continuidade individuais. Havia penalidades para indicadores coletivos e individuais e a partir de 2010, somente descumprimentos de metas de duração e frequência de interrupções individuais (por consumidor) sofrerão penalidades e, portanto, houve necessidade de estudos mais aprofundados para definição dos novos níveis, notadamente no que se refere aos impactos financeiros decorrentes para as distribuidoras.

A ANEEL imporá padrões a serem aplicados igualmente a todas as concessionárias, em função de metas para os indicadores coletivos dos conjuntos (que continuarão a existir

para servir de instrumento de performance). Paralelamente, restringiu a liberdade de definição dos conjuntos, impondo um critério padrão baseado na configuração elétrica das redes para formação dos grupamentos, voltado para as áreas de atuação de subestações de alta tensão, com o prazo para esta nova reformulação sendo estabelecido para 2011.

Para harmonizar os impactos econômicos das atuais com as futuras penalidades foram dimensionados novos valores para os coeficientes de majoração, agora estipulados em: para consumidores atendidos em Baixa Tensão = 12, Média Tensão = 15 e Alta Tensão = 21. Será ainda estabelecida uma compensação mínima de R\$ 0,01 para violações que resultem pela aplicação da fórmula em montante inferior.

Para algumas concessionárias, entretanto, poderá haver significativos aumentos de penalidades com a nova sistemática. A diferença é que a partir de 2010 toda penalidade reverterá integralmente e diretamente aos consumidores afetados. Esta era uma medida almejada há muito tempo, pois como estava, a maior parte das multas eram apropriadas pela União e acabavam diluídos na arrecadação, sujeitos aos conhecidos contingenciamentos fiscais ditados pelas decisões do governo.

Será então publicada uma nova resolução e revogadas as Resoluções Normativas 024/2000 (continuidade), 505/2001 (tensão), 520/2002 (apuração dos indicadores) e a 345/2008 (Prodinst), bem como todas as resoluções específicas relativas à continuidade do serviço por concessionária, ficando os documentos do PRODIST revisados como única referência.

3. Regulação Econômica

Este capítulo trata sobre a regulação econômica e seus antecedentes no exterior e no Brasil, bem como caracteriza-se a regulação econômica do setor elétrico brasileiro

Define-se regulação como qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Dessa forma, quando um agente regulador (uma agência responsável por algum setor da economia, como eletricidade telecomunicações) fixa uma tarifa para um determinado serviço, está restringindo a liberdade que uma empresa tem de estabelecer o preço pela sua atividade.

Porém, é possível perceber que o campo da regulação é muito mais extenso do que apenas a regulação de preços (tarifária). Ele se estende também à regulação de quantidades (através de limites mínimos de produção ou da limitação do número de empresas que podem atuar no mesmo setor), regulação de qualidade (garantia da presença de determinadas características no serviço ou produto a ser ofertado), regulação de segurança no trabalho (quando a legislação obriga as empresas do setor elétrico ou civil a equipar seus trabalhadores com determinados equipamentos de segurança, está da mesma forma limitando a liberdade que as empresas possuem de decidir qual equipamento elas devem fornecer aos seus trabalhadores), entre outros [16].

Nas abordagens mais convencionais não se espera que haja qualquer necessidade do governo interferir na liberdade de decisão econômica das empresas, uma vez que se supõe a economia em uma situação de concorrência perfeita, quando o mercado oferece estímulos eficientes através do mecanismo de preços para a alocação de recursos. Contudo, a teoria econômica, mesmo em suas vertentes mais liberais, reconhece que existem algumas situações em que o mercado não consegue levar a uma alocação eficiente de recursos, entendida como aquela em que os custos de oportunidade são minimizados. Uma dessas situações seria representada pela presença de externalidades. Caso haja externalidades o benefício ou custos sociais superam o benefício ou custo para a empresa que produz o serviço ou bem. Assim há uma tendência a produzir em quantidade insuficiente o bem ou serviço no caso do benefício

social ser superior ao benefício do produtor, ou há uma tendência a produzir em quantidade excessiva o bem ou serviço cujo custo social é mais elevado do que o custo do produtor.

Mas externalidades não são o único caso em que o mercado não fornece estímulos adequados para a alocação eficiente dos recursos. Uma outra circunstância é a de monopólio natural ou ainda o caso onde o monopólio natural se apresenta em conjunto com a presença de fortes externalidades típicas das indústrias de rede [1].

3.1. Indústrias de Rede

Indústrias de rede são um caso especial de monopólio natural. As indústrias de rede exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial. As indústrias voltadas para a provisão de infraestrutura econômica (eletricidade, gás, telecomunicações, transportes, água e saneamento básico) são caracterizadas como indústrias de rede.

As indústrias de rede são marcadas por três elementos que contribuem para a formação de um modo de organização industrial particular [1]. São eles:

- A existência de externalidades;
- A importância das economias de escala;
- A articulação em torno da infraestrutura propriamente dita — a infraestrutura de base que comporta os serviços de transporte/transmissão do fluxo do produto — dos diferentes tipos de serviços finais e do serviço de coordenação da rede;

As indústrias de rede possuem como característica o fato de gerarem as externalidades de rede: o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede. O benefício de um consumidor de energia elétrica inserido dentro de um conjunto depende diretamente do número de consumidores deste mesmo conjunto.

Como acontece em todos os casos de externalidades, trata-se de um problema de falha de mercado: como não há forma do consumidor remunerar outro pelo benefício da adesão desse segundo à rede, há a possibilidade de não se alcançar uma expansão eficiente da rede. Essa necessidade de garantir um nível adequado de interconexão demanda a regulação do setor.

Além disso, o fato de que essas redes em geral apresentam economias de escala demanda regulação da entrada para se evitar duplicação ineficiente de infraestrutura, com conseqüente elevação de custos e perda de bem-estar social.

Por último, o fato de essas redes envolverem conexão direta com os consumidores gera um poder de mercado significativo para as empresas que administram essas redes, que associado com as vantagens derivadas de sua localização, que geram rendas extraordinárias, acaba por completar o conjunto de argumentos favoráveis à regulação.

As indústrias de rede são tradicionalmente consideradas como monopólios naturais, com pesadas barreiras à entrada e à saída, o que justifica a presença ativa do estado na regulação dessas atividades.

3.2. Antecedentes de Regulação Econômica: Modelos básicos Norte-Americano e Europeu

No início do século XX, com o surgimento das primeiras empresas de telefonia, água elétrica e gás, o processo efetivo de constituição de redes beneficiou-se da adoção de inovações tecnológicas, que permitiram às empresas trocarem de escala geográfica de operação. As inovações tecnológicas associadas à transmissão e distribuição permitiram a conexão de consumidores mais distantes, favorecendo a otimização da capacidade instalada e o aproveitamento dos ganhos de escala. Como resultado, monopólios territoriais e integração vertical das diferentes etapas da cadeia produtiva tornaram-se o modo básico de organização dessa indústria.

A importância da infraestrutura para o desenvolvimento econômico, pelo fato de ser portadora de externalidades positivas, associada às características básicas das indústrias de rede anteriormente descritas, justificou a necessidade da intervenção estatal nessas indústrias.

Em função da dimensão continental, um grande poder regulatório foi acordado às comissões públicas estaduais a partir dos anos 30, através da promulgação do PUHCA (*Public Utility Holding Act Commission*). Vale observar que na tradição da legislação americana de regulação da concorrência baseada nas leis antitruste, o monopólio é a exceção; concorrência é a norma.

Nos EUA, a necessidade de supervisionar a concentração (política antitruste) é que fornece o fundamento básico da intervenção estatal para garantir o interesse público nos setores onde o abuso de posições dominantes demanda uma vigilância particular. Esta abordagem do serviço público está fortemente vinculada à concepção de liberalismo político, que através da instrumentalização da esfera do direito público busca proteger os consumidores do poder de monopólio da operadora das indústrias de rede [13].

O modelo Norte-Americano não objetiva, como em vários países europeus, atribuir uma legitimidade ao Estado para que este seja o agente promotor. Do ponto de vista econômico, essas indústrias comportavam as características de rendimentos crescentes e externalidades que justificavam as situações de monopólio natural e a estrutura verticalizada das empresas operadoras. Porém, é indispensável notar que grande parte das empresas de utilidade pública (*utilities*) americanas são privadas.

A definição de interesse público, nos EUA, está na ideia de arbitragem de conflitos, isto é, o interesse público é resultante do processo de confrontação de interesses individuais. Por esta razão, as instituições de direito público ocupam um lugar de destaque para a regulação de diferentes indústrias de rede, estruturando-se a nível estadual, através de diferentes comissões públicas estaduais, que funcionam com elevado grau de autonomia com relação à administração federal. Os instrumentos de regulação, em particular os mecanismos tarifários, garantiam a operação das indústrias de rede articuladas em torno da estrutura monopolista e limitavam a extensão geográfica das suas atividades.

Na Europa, a partir da década de 1940, o Estado assumiu a responsabilidade, na maioria dos países europeus, de planejamento, operação, coordenação e gestão da infraestrutura econômica. Do ponto de vista jurídico-institucional, a atenção foi voltada para a definição das propriedades de serviço público (continuidade, neutralidade e capacidade de adaptação) [1].

Do ponto de vista da estrutura industrial, o modelo das indústrias de redes europeias caracterizou-se pela constituição de grandes empresas estatais, dispondo de monopólios territoriais e integradas verticalmente.

O principal modo de organização das indústrias de rede dos países em desenvolvimento foi fundamentado em duas razões principais. A primeira está ligada à percepção da infraestrutura econômica como vetor das transformações estruturais necessárias (passagem de uma economia de base agrícola para uma economia de base industrial) e, conseqüentemente, como fonte de externalidades positivas para a economia como um todo. A segunda razão está relacionada com os fluxos de financiamento necessários para a expansão acelerada das redes. Dada a limitação da capacidade de investimento, os créditos provenientes dos bancos internacionais e os aportes do Banco Mundial foram de extrema importância nesse período. Conclui-se que as condições de financiamento induziram os países em desenvolvimento a adotarem o modo de organização industrial já definido em outros países.

3.3. As Reformas dos Anos 80 e a Nova Fase da Regulação

Os traços gerais das reformas, muito embora sejam subordinados ao ambiente institucional de cada país, podem ser descritos pela implementação total ou parcial das seguintes medidas [14]:

- Desverticalização dos diferentes segmentos de atividade da cadeia produtiva dos serviços de infraestrutura;
- Introdução da concorrência em diferentes segmentos de atividade das indústrias de rede;
- Abertura do acesso de terceiros às redes;
- Estabelecimento de novas formas contratuais;

- Privatização das empresas públicas;
- Implementação de novos mecanismos de regulação e criação de novos órgãos reguladores.

O processo de reestruturação das indústrias de rede vem modificando profundamente o modo de organização industrial e as formas de regulação que governam as atividades econômicas e os serviços prestados pelas empresas operadoras. Esse processo gera novas oportunidades de negócio e uma redefinição das estratégias tradicionais das empresas, além de reservar ao Estado novas atribuições especialmente em matéria de regulação e defesa da concorrência.

Esse processo, referido como desregulamentação, reúne um conjunto de medidas de política econômica, visando à introdução da concorrência, à desintegração vertical e, em muitos casos, à privatização das empresas públicas.

Note-se que com a entrada de novas empresas operadoras, desloca-se sensivelmente o foco central da regulação, antes fundado na supervisão de empresas estatais. A nova forma de regulação setorial implica uma maior complexidade institucional e uma nova forma de intervenção do Estado.

Ao contrário do que o termo sugere, a desregulamentação não significa ausência de regulamentação. Ao contrário, esse processo tem reservado um papel central para as tarefas de regulamentação. Desse modo, a desregulamentação deve ser entendida como uma política econômica, conduzida pelos governos, visando à remoção de barreiras à entrada. Dessa forma, objetiva-se introduzir pressões competitivas nas indústrias de infraestrutura com o intuito de incrementar a eficiência econômica [15].

Sob esta ótica, vários países criaram novas agências de regulação econômica responsáveis pela transição para novos modelos de organização, contemplando maior grau de concorrência em determinados segmentos da atividade.

No passado, a firma gozava de condições monopolísticas em todos os segmentos das indústrias de rede. Atualmente, as possibilidades oferecidas pelas inovações tecnológicas e as pressões competitivas que favorecem a entrada de novos atores fazem com que diversas

indústrias de rede passem a combinar atividades e serviços concorrenciais e não-concorrenciais.

As firmas presentes nessas indústrias podem efetivamente competir com outros concorrentes em um determinado segmento das indústrias de rede e, ao mesmo tempo, dispor de um monopólio em segmento diferente. A própria tarefa de regulamentação assume também outra dimensão: sem abrir mão da necessidade de coordenação sistêmica, a tarefa de regulação das indústrias de rede requer instrumentos que permitam regular, simultaneamente, segmentos dessas indústrias onde algum grau de concorrência é possível de ser observado e outros que preservam características de monopólio natural [16].

O papel dos novos órgãos de regulação setorial torna-se muito mais complexo. No passado, regular a indústria era sinônimo de regular tanto a conduta como o desempenho de uma única empresa monopolista e verticalizada. A complexidade de mudanças simultâneas no modo de organização industrial, das formas de regulação e nos direitos de propriedade numa indústria de rede requer a construção de um novo ambiente institucional, no qual as ações dos órgãos reguladores reúnem um leque de missões de regulação, entre as quais se destacam [1]:

- Supervisionar o poder de mercado dos operadores e evitar práticas anticompetitivas;
- Organizar a entrada de novos operadores e promover a competição;
- Zelar pela implementação de um novo modo de organização industrial;
- Defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre os agentes;
- Complementar o processo de regulamentação;
- Estimular a eficiência e a inovação, incentivando a repartição dos ganhos de produtividade registrados na indústria com os consumidores;
- Zelar pelas condições de operação coordenada das redes;
- Assegurar o cumprimento das missões de serviço público a níveis de qualidade condizentes com a expectativa dos consumidores.

3.4. A Regulação no Brasil

No Brasil, as experiências internacionais influenciaram a reestruturação dos setores de infraestrutura, sustentada pelos mesmos princípios. O argumento central estava articulado

com a falta de capacidade de financiamento das empresas estatais. Assim, caberia aos capitais privados dos novos operadores a missão de recuperar o nível de investimentos em infraestrutura, eliminando os gargalos de crescimento dos demais setores da economia.

A condução das políticas e do planejamento setoriais residia essencialmente no âmbito dos ministérios, instrumentalizados pelos quadros técnicos das empresas estatais.

Com a entrada de novos operadores, o que se deve esperar nos setores de infraestrutura é uma agenda de reformas institucionais que permita criar um regime de incentivos que incremente o nível dos investimentos de forma mais efetiva. Esta agenda sequencial deveria estar centrada na eliminação progressiva dos focos de incerteza [1]:

- Definir o modo de organização da indústria com objetivo de suprimir as barreiras institucionais e fixar os espaços de atuação dos capitais privados e públicos;
- Redefinir os mecanismos de regulação;
- Analisar as questões dos direitos de propriedade. Sendo um dos objetivos a ampliação do capital privado nesses setores, o cumprimento dessa agenda de reformas permitiria valorizar as empresas selecionadas para o programa de privatização, eliminando diversas incertezas quanto às formas de comercialização dos serviços.

Essa agenda revela que as estratégias e os desempenhos das empresas dependem muito mais da eficiência da regulação e do grau de concorrência do que da estrutura de capital da empresa pública ou privada.

No Brasil, a face mais visível desse processo de reformas é a criação das agências de eletricidade (ANEEL), telecomunicações (ANATEL) e de petróleo e gás (ANP).

3.4.1. A Regulação do Setor Elétrico

A Constituição de 1988 passou a ser vista como um marco legal da democratização e desestatização dos setores de infra-estrutura do país, mas ainda não pode ser considerado como marco inicial do modelo de institucionalização do ambiente regulatório no setor elétrico brasileiro. Não se pode negar que, apesar da regulação do setor ter sido implementada anos

adiante, a Constituição de 1988 foi capaz de introduzir o embrião do futuro desmembramento dessas competências nos ordenamentos setoriais regulatórios, uma vez que delegou o poder-dever fiscalizatório, normativo, planejador e sancionador, às agências reguladoras [17].

Também a Constituição de 1988 foi responsável por assegurar às distribuidoras de energia elétrica a natureza de serviço público, cuja exploração é possível pela iniciativa privada, através dos institutos da concessão.

Sendo assim, somente alguns anos após a promulgação da nova Constituição, foi desencadeado o modelo de privatização das primeiras empresas de distribuição de energia. Este processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem como marco fundamental a Lei de Concessões (fevereiro/1995) que estabelece regras para tarifas, licitação, autorização e permissão para concessão, bem como determina as cláusulas presentes nos contratos de concessão. A Lei de Concessões, que abrange todos os serviços públicos, representa um marco importante para o setor elétrico. Ela viabiliza a abertura industrial ao capital privado, sinalizando o setor com o fim da integração vertical, dividindo-o nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Um dos dispositivos institucionais mais importantes no processo de reestruturação da indústria elétrica consiste na promulgação da Lei 9427 (dezembro/1996). Essa institui a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), substituindo o DNAE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) e disciplinando o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, onde são estabelecidos princípios básicos para o processo de descentralização e delegação de atividades para os estados da federação.

Enquanto agência federal de regulação do setor, a ANEEL é vista como o órgão expeditor das normas regulatórias, responsável por manter o equilíbrio entre a justa remuneração do capital dos investidores nas empresas que atuam no setor e por proporcionar o abastecimento, de maneira eficiente, de energia elétrica. Tem como função a regulação e a fiscalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Na qualidade de autarquia, a agência tem autonomia financeira e decisória, sendo dirigida por um diretor-geral e mais quatro diretores, sendo o processo decisório caracterizado pela forma de colegiado [1]. Os mandatos dos diretores são de quatro anos, sendo autorizada uma recondução. Dentre as várias atribuições da ANEEL destacam-se:

- Resolver conflitos e divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- Assegurar a entrada de novos agentes no mercado. Nesse sentido, através da homologação das regras de mercado atacadista de energia, pretende-se estimular a concorrência na geração de energia elétrica;
- Definição e aplicação dos novos princípios de regulação de tarifas substituindo a tarifação ao custo de serviço pelo regime preço-teto (segmento de distribuição);
- Defesa das condições de concorrência, estabelecendo regras que limitam o poder de mercado das empresas concessionárias;
- Definição dos padrões técnicos e normativos de qualidade e de desempenho das empresas.

Além disso, foi estabelecida, à imagem do que foi observado nos EUA, a garantia do livre acesso à rede básica de transmissão através da criação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), ao qual é delegado o direito de coordenar o uso das redes de transmissão. O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, estruturada sob a forma de associação civil, da qual participam geradores, empresas de transmissão e distribuição, consumidores livres, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica.

A atividade de comercialização da energia elétrica surge como um negócio em si: empresas desprovidas de ativos de geração, transmissão ou distribuição podem operar como compradores e vendedores de grandes blocos de energia. As principais tarefas do ONS são [18]:

- Despacho das centrais, visando o menor custo para o sistema;
- Garantia da qualidade do suprimento elétrico na rede de transmissão;
- Garantia de acesso equitativo à rede de transmissão para todos os agentes do mercado elétrico, evitando o uso do controle dos ativos de transmissão para exercer poder de mercado. Neste contexto, a ANEEL estabelece as condições gerais do acesso ao sistema de transmissão e de distribuição e regula as tarifas correspondentes.

3.4.1.1. O Papel do Estado

O Estado, representado pelo Ministério de Minas e Energia - MME exerce a função de ser o responsável pela criação de políticas de planejamento e principais diretrizes para o setor elétrico brasileiro. Conforme definido anteriormente neste estudo, dado que o setor elétrico está sendo regido por regime regulatório, imputa-se ao Estado uma atuação apenas indireta, uma vez que, através da Constituição de 1988, ele delegou seus poderes de normatização e fiscalização para a agência reguladora.

Quando atuando em políticas de planejamento, o Estado repassa através do MME, as principais diretrizes de expansão da demanda e oferta do setor, cabendo à ANEEL buscar implementá-las através das licitações de oferta de energia que proporciona, regulando os montantes anuais de investimentos das distribuidoras, entre outras práticas. Em vista desta atuação indireta no campo organizacional, estava prevista para o Estado, no modelo regulatório proposto, a função de agente externo, ou fator ambiental.

Em linha com a visão de uma entidade que atua de forma indireta sobre o campo organizacional do setor elétrico brasileiro, o Estado deve ser considerado uma organização que interage com as demais organizações sendo que, a distinção que deve ser feita entre as ações do Estado e as ações de outras organizações num dado campo organizacional é que o Estado pode impor as regras do jogo para qualquer campo organizacional, mesmo não sendo um participante direto dele [17].

3.4.1.2. O Papel das Distribuidoras de Energia Elétrica

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm como principal função a entrega de energia aos consumidores em área pré-definida nas concessões e, são representadas por empresas que apresentam tanto participação estatal quanto privada. Devido à prestação de serviço público, as distribuidoras têm sua atuação e o retorno de seus investimentos restritos, principalmente através das imposições do ator principal, a ANEEL.

O sistema elétrico brasileiro, no que tange à distribuição de energia, é composto por empresas estatais, privadas e cooperativas regionais, onde a sofisticação do mercado

consumidor e a importância do setor como vetor de geração de riqueza do país, tem levado cada vez mais estas empresas a se tornarem o centro das discussões quanto ao seu papel no setor elétrico brasileiro. A distribuidora terá sempre o incentivo a se apoderar de todo excesso de lucro gerado pelo monopólio, cabendo à agência reguladora estabelecer, na revisão e reajuste tarifário, formas de redistribuir estes ganhos [18].

Hoje, grande parte das distribuidoras de energia elétrica atua sobre regime de concessão regulado pela ANEEL, que por sua vez estabeleceu diversos padrões de produtividade. Internamente, o que se pode observar é que estas organizações conseguem absorver grande parte das medidas regulatórias impostas, através de área específica que calcula e acompanha a evolução dos riscos regulatórios e se associando à ABRADDEE, ABCE, etc.

3.4.1.3. O Regime Tarifário nas Distribuidoras de Energia Elétrica

Os dois regimes tarifários mais populares na determinação de preços de monopólios naturais são a tarifação pelo custo de serviço (regulação das taxas internas de retorno) e a regulação por preços-teto (*price-cap*).

Na tarifação pelo custo de serviço (ou regulação pela taxa interna de retorno), o preço estipulado deve ser suficiente para cobrir todos os custos de produção. A fim de evitar o excesso de lucros e garantir para a firma regulada uma taxa de retorno considerada adequada ao prosseguimento de suas atividades, este modelo pressupõe uma negociação da taxa de retorno entre o regulador e a concessionária. Na prática, a aplicação deste regime tarifário é complexa, pois requer cálculo apurado das taxas de retorno das firmas e um monitoramento contábil em um ambiente de assimetria de informação entre regulador e gestores das empresas [15].

No modelo *price-cap* os componentes de custos são separados em dois grupos: gerenciáveis e não gerenciáveis pela empresa. Este modelo deve ser visto como um modelo tarifário que pode proporcionar maior grau de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores [15]. Neste modelo tarifário, para estimular a busca de eficiência produtiva,

entre os períodos de revisão tarifária, os preços são reajustados de forma a repassar para os consumidores a variação dos custos gerenciáveis, apurada com base em um índice de preços, descontado um índice de produtividade, e a variação dos custos não gerenciáveis.

A regulação econômica exige que se escolha a taxa de retorno adequada sobre o capital investido nas instalações do setor elétrico. Segundo a teoria econômica padrão, essa taxa de retorno deve compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos ao empenharem capital para a concessionária. Esse capital, tipicamente, toma a forma de uma composição de dívida e capital acionário.

O retorno que os investidores obtêm sobre seu investimento deve ser igual ao retorno sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. O retorno deve gerar recursos suficientes para cobrir os pagamentos de dívida e do capital acionário aos investidores e permitir que a concessionária atraia o capital novo necessário [16].

Sendo assim, é utilizada, para obtenção da taxa de retorno sobre a base de remuneração das concessionárias de distribuição, uma composição entre o custo do capital próprio e de terceiros ponderado por suas participações na estrutura de capital atribuída à concessionária, ou seja, é utilizada a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda [17].

O método WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e dívida) disponíveis para a concessionária, sendo que no Brasil, a estrutura de capital gira em torno de 45% para o capital próprio e 55% para o capital de terceiros [18].

A determinação da taxa de retorno sobre o capital próprio (ROE - *Return On Equity*) é feita com base em um modelo de preço global, conhecido como Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM - *Capital Asset Pricing Model*).

O modelo CAPM usa o desempenho das ações de uma concessionária em relação ao mercado para estimar sua taxa de retorno sobre capital acionário. A premissa subjacente ao CAPM é que o ágio de risco esperado de uma concessionária varia em proporção direta com a volatilidade do preço da ação da concessionária (“Beta”). Na medida em que a ação de

qualquer concessionária tem um grau de risco maior do que o do mercado, os investidores exigirão retornos mais altos para compensá-los por assumirem tal risco.

O estágio inicial de desenvolvimento do mercado de capital brasileiro e, em particular, a volatilidade experimentada pelo índice Bovespa ao longo dos anos, favorecem a idéia do uso do modelo CAPM "global", utilizando informações do mercado internacional. Destaca-se ainda o fato da maioria das concessionárias brasileiras do segmento de distribuição de energia elétrica não possuírem seu capital aberto.

O uso do CAPM “global” permite diminuir a exposição a essa volatilidade do mercado brasileiro. Esta abordagem é coerente com a contínua globalização da economia nacional, dado que os investidores examinam a oportunidade de investimento no Brasil e no exterior e enfrentam barreiras cada vez menores para a transferência internacional de capitais.

Ao obter Beta para uso no modelo CAPM, também é relevante, a título de informação, obter Betas referentes a um grupo de concessionárias comparáveis ou a um índice setorial específico.

A fórmula do CAPM “global” [19], a seguir é:

$$CAPM = R_f^{EUA} + \beta(R_m^{EUA} - R_f^{EUA}) + Risco\ Brasil \quad (7)$$

Onde:

- R_f^{EUA} é a taxa livre de risco relacionada com o Bônus do Tesouro Americano ou taxa de retorno americana livre de risco;
- R_m^{EUA} é a taxa de retorno do mercado de ações americano;
- *Risco Brasil* determinado em função do melhor rating Brasil disponível no período da revisão;
- β é o Beta, que correlaciona movimentos de ações de concessionárias do segmento de distribuição ou de atividades comparáveis com movimentos do mercado acionário.

A expressão em (7) é uma simplificação, não leva em conta o processo de alavancagem do β derivado das estruturas de capital no Brasil e EUA.

3.4.1.4. O Modelo da Empresa de Referência da ANEEL

A ação do Regulador de um serviço monopolista deve estar orientada para a obtenção simultânea de dois objetivos fundamentais. Por um lado, trata-se de estabelecer níveis de tarifas que sejam justos para os consumidores, o que significa evitar que paguem encargos indevidos, assim como valores insuficientes que conduzam à deterioração na qualidade do serviço que recebem [20]. Por outro lado, os níveis tarifários devem prover, às empresas prestadoras que atuam com eficiência, ganhos suficientes para cobrir seus custos operacionais e obter um retorno razoável sobre o capital investido.

A determinação do nível tarifário que permite obter esses dois objetivos implica na realização, de forma coordenada e harmoniosa, de um conjunto de temas regulatórios. Estes incluem a estrutura e o custo de capital, a base de remuneração regulatória e os custos operacionais requeridos para que o serviço seja prestado com os níveis de qualidade exigidos pela legislação aplicável. A definição de cada um desses temas não pode ser encarada de forma isolada dos demais elementos do conjunto que constitui a revisão tarifária periódica. A inconsistência regulatória que representa um tratamento fragmentado teria conseqüências negativas muito significativas, podendo conduzir a resultados (níveis tarifários) totalmente diferentes dos objetivos fundamentais que se procura obter.

Em particular, deve-se assegurar a total coerência entre o enfoque que se adote para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se considera “custos operacionais eficientes” associados a essa prestação [20]. Não se pode falar de “custos operacionais eficientes” se não se vincula esse tema a uma determinada definição regulatória da remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica com o nível de qualidade requerido. Se o procedimento definido para a remuneração dos ativos permite ao prestador a reposição dos mesmos ao fim de sua vida útil, assim como um adequado retorno sobre o capital investido, nos “custos operacionais eficientes” se devem incluir todos os itens (manutenção preventiva, substituição de componentes, etc) necessários para assegurar que esses ativos mantenham inalterada sua capacidade para cumprir o serviço que se requer deles durante toda essa vida útil.

Entre os diferentes enfoques metodológicos utilizados para determinar o nível de custos operacionais eficientes associados à empresa regulada, que se apóiam na premissa fundamental exposta no parágrafo antecedente, inclui-se o denominado de “Empresa de Referência”. Trata-se de uma metodologia que permite determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária distribuidora poderá atingir os níveis de qualidade de serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

A “Empresa de Referência” (ER) se define como uma companhia responsável pelo fornecimento do serviço (neste caso, a distribuição e comercialização de energia elétrica) na área geográfica do caso específico sob análise, que presta esse serviço em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade [20]. O enfoque da ER pretende simular as condições que enfrentaria um operador entrante no mercado no qual opera a empresa real responsável pelo serviço por redes de que se trata, e que deve prestar esse serviço cumprindo as condições estabelecidas no respectivo contrato de concessão. Esse operador deverá cumprir todos os processos e atividades necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, que compreende a operação e a manutenção (O&M) das instalações de infra-estrutura, a gestão técnico-comercial dos clientes e as atividades de direção e administração inerentes a toda empresa. Com essa finalidade, deverá obter os serviços, recursos materiais e humanos que se necessitam para cumprir com eficiência esses processos e atividades, acessando aos diferentes mercados representativos das condições reais existentes na área geográfica de concessão de que se trata.

A partir dos valores de custos que o operador entrante ou ER pode obter para esses serviços e recursos, se fixam os custos operacionais eficientes da concessionária distribuidora que se consideram nas tarifas reguladas que pagam os clientes do serviço monopolista. Dessa forma, a empresa real “compete” com a ER desenhada e tem como incentivo conseguir que os seus valores de custos não excedam os reconhecidos na ER, de forma a obter a rentabilidade esperada ou até superá-la.

A ER está diretamente associada a três aspectos fundamentais:

- eficiência de gestão;
- consistência no tratamento regulatório dos conceitos de “custos operacionais eficientes” e de avaliação e remuneração dos ativos (determinação da base de remuneração regulatória e do custo de capital);
- condições específicas de cada área de concessão.

Sendo assim, há uma ER associada a cada uma das 64 concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil. No desenho de cada ER deve-se considerar todas as condições (demanda e sua localização, geográficas, ambientais, de ordenamento territorial e outras) específicas da área de concessão a que se refere.

Por outro lado, o conceito de ER assim desenvolvido permite concluir que o processo de construção dessa empresa não se realiza como uma “reengenharia” dos processos e atividades que compõem a “empresa real” que presta os serviços em pauta. Trata-se de um enfoque metodológico não “invasivo ou intrusivo”, já que não considera a forma com que está sendo administrada a empresa real. Esse gerenciamento é de responsabilidade exclusiva da concessionária distribuidora. “A regulação econômica não deve se ocupar do controle da execução das atividades empresariais, mas sim monitorar os resultados dessa gestão, ou seja, a qualidade do serviço que recebem os clientes cativos” [20]. O enfoque não invasivo da regulação econômica de serviços que apresentam características de monopólio natural tenta minimizar os efeitos negativos de um dos fenômenos mais importantes do processo regulatório, presente na interação entre o Regulador e as empresas prestadoras: a assimetria de informação.

4. Obtenção dos Índices de Continuidade Individual

Este presente capítulo tem por objetivo tratar sobre os aspectos regulatórios relativos aos indicadores de continuidade individuais do sistema elétrico brasileiro, apresentando a maneira como são obtidos atualmente e apresentando uma proposta complementar à existente, baseada nos estudos realizados pelo prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan e sua equipe.

A questão da continuidade do serviço continua sendo uma das mais críticas em função dos impactos tanto nos consumidores como nas concessionárias. A decisão da ANEEL estabelecendo um ressarcimento automático e compulsório aos clientes das concessionárias quando estas violarem os indicadores individuais FIC, DIC e DMIC [10] estimula uma maior atenção dos agentes ao tema.

Este é um critério novo cuja aplicação foi adiada até meados de 2009. A ANEEL tem divulgado que os indicadores coletivos continuarão a serem apurados, porém sem penalidades associadas. Outro ponto crítico está na própria definição de conjuntos, pois é previsto pela ANEEL que as metas individuais serão definidas em função das metas coletivas. O cálculo das metas dos indicadores individuais, aplicáveis aos conjuntos de consumidores, assim como a determinação de tais conjuntos são questões que estão sendo bastante debatidas. Dentre os vários critérios para a formação de conjuntos sugere-se que os consumidores de um conjunto devam ser todos aqueles associados a uma subestação ou a um grupo de subestações nas quais alguns dos clientes possam ser remanejados de uma subestação para outra. O conjunto é formado pensando na rede, mais precisamente, com o propósito de que as obras de melhoria da qualidade influam essencialmente na correção das imperfeições que afetam os usuários do conjunto. Sendo assim, garante-se a correspondência entre as obras e o conjunto.

Em cada conjunto são considerados certos atributos, vinculados à sua rede e ao consumo que esta última supre. Os atributos devem explicar a atitude dos clientes perante a qualidade. Assim, admitida esta homogeneidade entre os consumidores de um conjunto, ao se agrupar conjuntos com valores semelhantes nos atributos, tem-se entre todos os consumidores desse grupo de conjuntos, uma homogeneidade maior do que entre um número semelhante de consumidores pertencendo a conjuntos cuja escolha foi aleatória. Isto garante, em tese, a

eficiência na representação de todos os conjuntos do grupo pelo conjunto que exprime os atributos médios.

4.1. A Questão das Metas dos Indicadores Individuais

A regulação da qualidade no tocante à continuidade passa pela questão do estabelecimento das metas dos indicadores globais e individuais. A metodologia da ANEEL consiste em efetuar um agrupamento de todos os conjuntos do Brasil em aproximadamente 30 “Famílias” (ou *clusters*). Os conjuntos pertencentes a uma mesma família exibem um grau de homogeneidade quanto aos custos da qualidade na rede e à preferência de qualidade pelos consumidores. Admite-se, portanto, que as metas de qualidade coletiva dos conjuntos possam ser as mesmas da respectiva família.

Há ainda uma política de agrupamento das famílias em “classes” definidas por nove faixas dos DEC_{meta} inerentes às classes. Famílias com 12, 15, 19 [horas] de DEC_{meta} fazem parte da classe 10-20.

Os indicadores individuais constantes nas cinco tabelas da Resolução ANEEL nº 024 [10], referidas no seu Art. 17, são obtidos através de todos os dados envolvendo as concessionárias brasileiras agrupadas de acordo com suas respectivas famílias. Neste conjunto de dados é obtido como meta individual o valor que é excedido em apenas 2% das amostras (percentil 98%). Este conceito é mostrado, genericamente, na Figura 1.

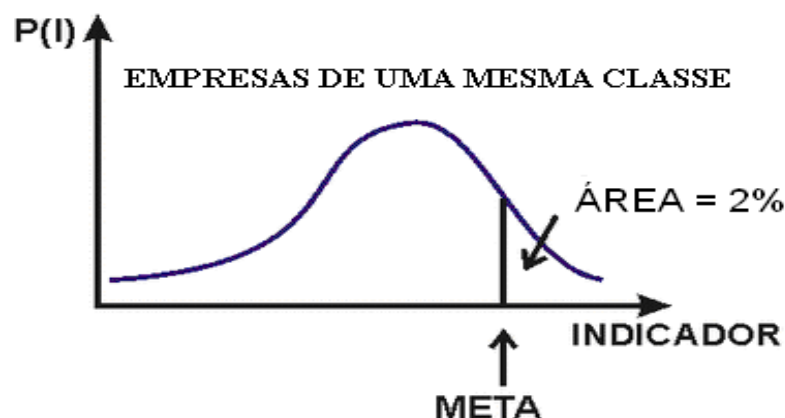


Figura 1 – Obtenção da meta para um conjunto de Empresas em uma mesma classe, segundo metodologia atual da ANEEL.

Esta metodologia se mostrou bastante eficaz na época de sua implantação, ou seja, quando da assinatura dos novos contratos de concessão de empresas privatizadas ou que tiveram sua concessão prorrogada. Muitas empresas tinham problemas com relação aos índices de continuidade e as metas obtidas pela metodologia empregada pela ANEEL proporcionaram um incentivo à melhoria de todo o setor.

Alguns anos após as privatizações ficou evidente que houve uma maior variação nos indicadores de empresa para empresa, o que se faz questionar a atual eficácia de se extrair as metas de dados aglomerados de várias concessionárias. Algumas empresas estariam sendo desestimuladas a investir em qualidade por estarem acobertadas por outras cujos índices de continuidade estivessem ruins.

4.2. Metodologia Proposta para a Obtenção das Metas dos Índices Individuais de Continuidade

Como já discutido, o intuito dessa nova metodologia é tornar o setor elétrico mais isonômico, onde isto for possível, tanto do ponto de vista dos consumidores como das concessionárias.

A idéia consiste em se obter metas individuais de cada empresa do setor de acordo com as faixas de DEC-FEC já constantes na resolução normativa. Sendo assim, busca-se o valor de meta individual por empresa, que é excedido em apenas 2% das amostras (percentil 98%). Com os dados de cada concessionária, para uma faixa específica, monta-se o histograma de ocorrências para cada índice-meta individual.

Para se garantir um estímulo justo para todas as empresas do setor, seria interessante se definir um valor índice de meta de continuidade individual para o gênero, onde somente X% das amostras (metas individuais por empresa) estão abaixo deste valor. Esse será o índice meta para todos os gêneros inclusos dentro da família já estipulada na Resolução ANEEL nº. 24 [8].

Com isso estimula-se um melhoramento contínuo dos indicadores em praticamente todas as empresas. Outro benefício é o fato dessa metodologia também poder ser adotada ano a ano, fazendo com que não houvesse adiamentos de investimentos por parte de empresas que estivessem numa situação mais confortável perante outras. A Figura 2 resume esta abordagem a ser empregada com X%.

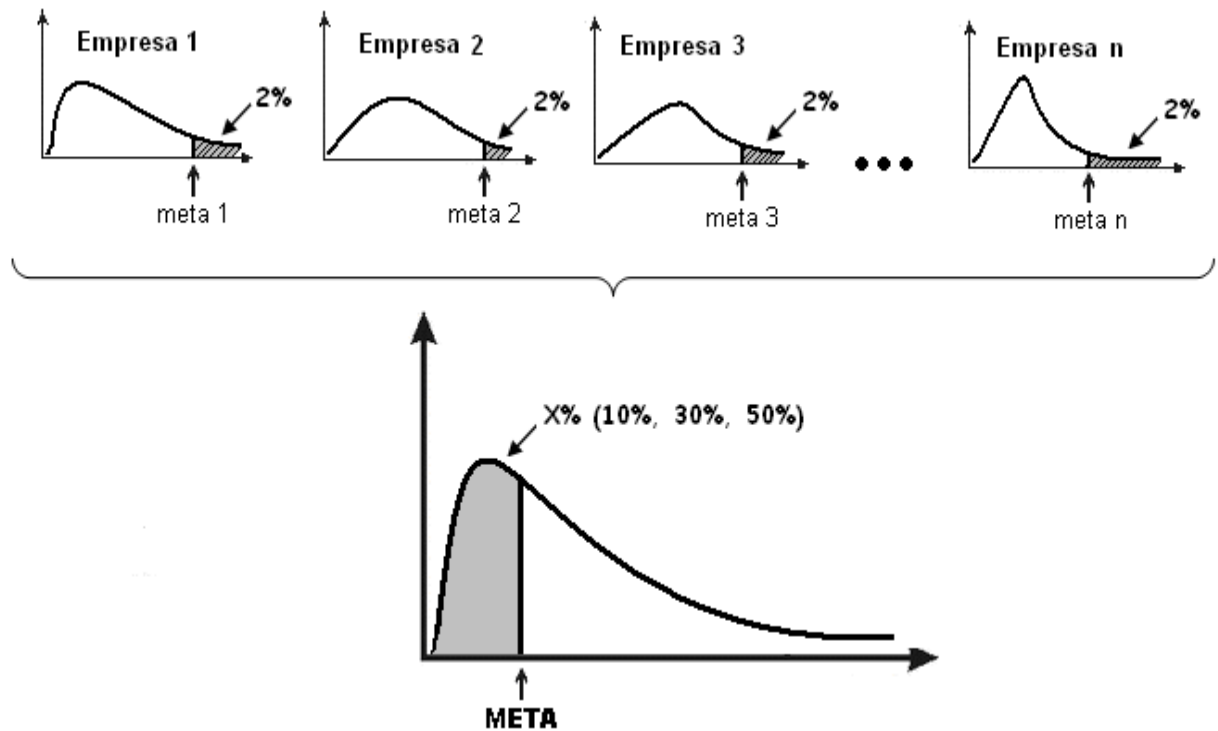


Figura 2 – Metodologia proposta para obtenção do valor meta para os índices de continuidade individual num conjunto.

Entretanto deve ser comentado que pelo fato de não haver penalidade para os indicadores coletivos poderia haver algum relaxamento na manutenção ou melhoria destes indicadores. Sugere-se então que sejam definidas metas coletivas de forma que os indicadores individuais para uma determinada Unidade Consumidora não possam piorar. Um “incentivo” regulatório para isto poderia ser um aumento previsto no valor de *kei* (entre 10 e 50) proporcional à degradação do indicador coletivo. Um outro possível incentivo seria alterar temporariamente as metas conforme comentado no item 5.2.1 a seguir.

4.2.1. Exemplo de Aplicação da Nova Metodologia

Para exemplificar a metodologia apresentada utilizou-se um conjunto de 60 empresas fictícias situadas no gênero 10-20 DEC-FEC na Faixa de Tensão Nominal de 1 kV a 69 kV urbano, cujos dados de DIC e FIC foram simulados com base em valores mensais fornecidos por empresa concessionária do Sudeste de São Paulo.

Nesta faixa, a frequência de ocorrências tanto para as durações de interrupções individuais como para as frequências de interrupções individuais tende a ser maior no início do período, havendo um acentuado declínio posteriormente. Sendo assim, foi plausível e conveniente simular os dados das empresas com base em uma curva exponencial do tipo $a.e^{-bx}$. Os coeficientes a e b foram ajustados para se criar uma maior ou menor dispersão nos dados das empresas.

A cada ponto gerado pela exponencial negativa é aplicada uma distribuição normal. Sendo assim, cada empresa possui uma faixa de curvas representativas de seus índices de continuidade. Com isso, buscou-se garantir o caráter didático do exemplo, sem que houvesse prejuízo da qualidade dos resultados deste estudo. A Figura 3 mostra a semelhança entre os dados de uma empresa simulada e os cedidos pela empresa.

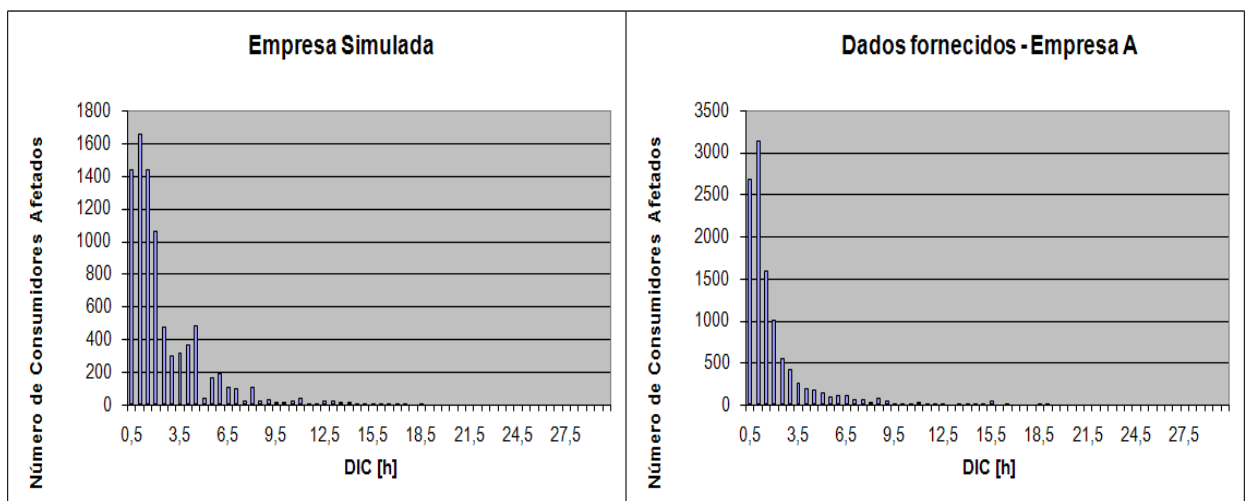


Figura 3 – Empresa concessionária simulada X Empresa real

Inicialmente, em cada uma das 60 empresas é obtida a meta dos índices de duração e frequência individual por unidade consumidora. Para os estudos que se seguem, utilizou-se o

correspondente ao valor que é excedido em apenas 2% das amostras (percentil 98%). Esses dados para as metas de DIC e FIC estão agrupados nos histogramas das Figuras 4 e 5, respectivamente.

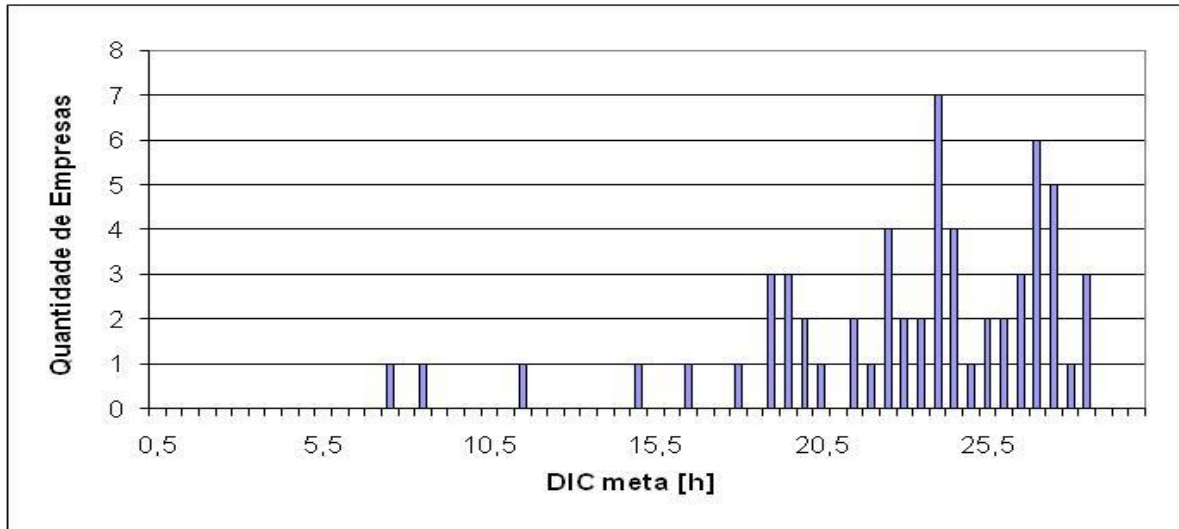


Figura 4 – Histograma dos Valores Meta – DIC das 60 empresas

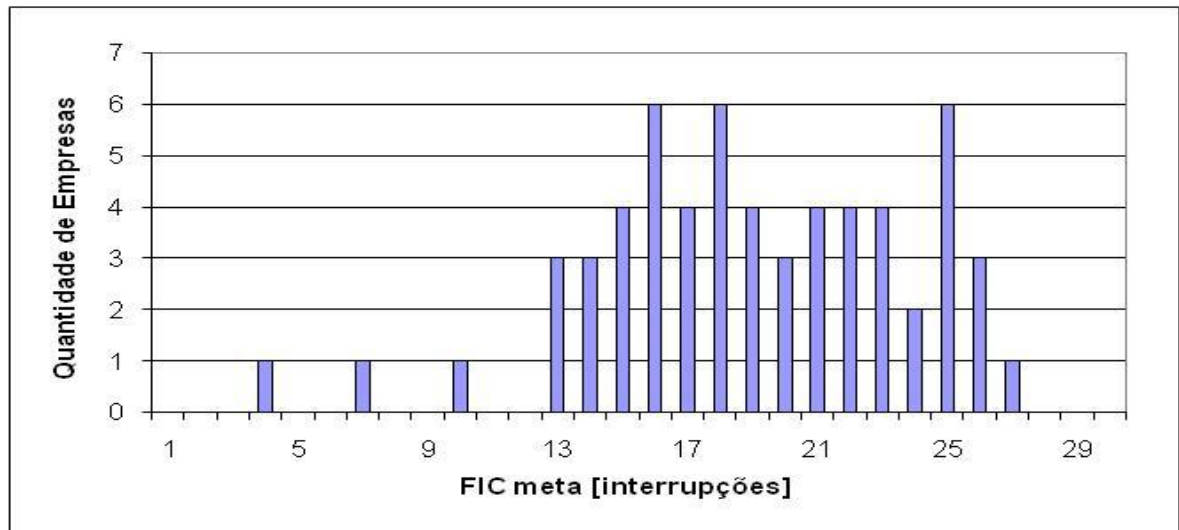


Figura 5 – Histograma dos Valores Meta – FIC das 60 empresas

Com base nestes histogramas é possível obter facilmente as curvas de probabilidade acumulada das metas das empresas. Como discutido anteriormente, **a meta é fixada no valor em que a probabilidade de ocorrência para metas menores que ela seja de 10%**. As Figuras 6 e 7 resumem este procedimento.

As metas para esta simulação devem então ser fixadas no valor de 19 horas para a duração individual e de 14 ocorrências para a frequência individual.

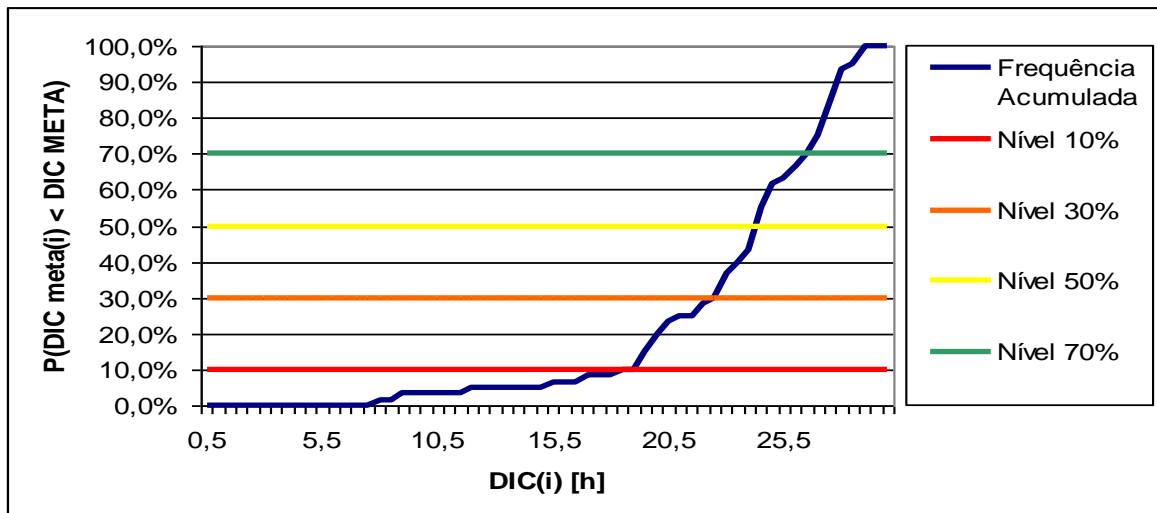


Figura 6 – Curva de Probabilidade Cumulativa para determinação da META DIC para as empresas do gênero

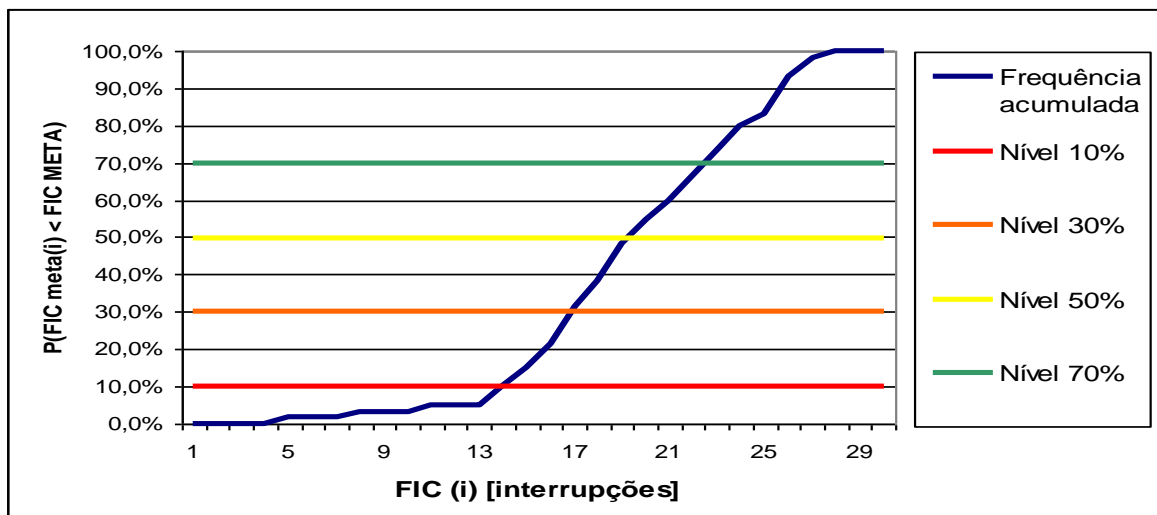


Figura 7 – Curva de Probabilidade Cumulativa para determinação da META FIC para as empresas do gênero.

Dependendo das dispersões as metas fixadas para $X=10\%$ podem ser muito severas para alguns dos conjuntos da mesma família. Deste modo poderiam ser definidas temporariamente metas menos arrojadas. Por este motivo poderiam ser definidas 3 (ou 4) metas individuais para cada histograma, por exemplo, uma com 10% e outras, por exemplo com 30%, 50% e 70%. As maiores metas seriam transitórias e os conjuntos com as piores metas teriam um prazo para passar das piores metas às intermediárias e posteriormente às melhores [29].

A metodologia apresentada acima pode ainda ser estendida tomando-se como base diferentes percentis para a obtenção das frequências individuais das empresas concessionárias. Sendo assim, com base em argumentos técnicos e econômicos, é possível escolher a melhor meta para os índices individuais utilizando-se de dois graus de liberdade. A Tabela 15 apresenta diversos valores de metas mensais de DIC calculados com base numa variação de percentil de 0,5% a 10% e níveis de otimização (*Benchmark*) entre 10% e 70%, sendo o caso particular apresentado no início deste tópico de 19,0 horas para um percentil de 2% e nível de otimização de 10%.

Tabela 15 – Índices meta DIC [h] simulados variando-se dois graus de liberdade

Benchmark	Percentil 10%	Percentil 5%	Percentil 2%	Percentil 1%	Percentil 0,5%
10%	11,5	14,5	19,0	21,5	24,0
20%	12,0	15,5	20,0	22,5	25,0
30%	14,0	18,0	22,5	25,0	27,0
40%	14,5	19,0	23,5	26,0	27,5
50%	15,5	20,0	24,0	26,0	28,0
70%	18,5	22,5	26,5	28,0	28,5

Tem-se aqui a representação de um conceito importante: **quanto maior o percentil adotado para se calcular o índice individual menor será o valor meta resultante, dado que os valores de *benchmark* permaneçam constantes.** Ou seja, caminha-se para uma “forte restrição” das empresas concessionárias. **Logo, é de se esperar que as concessionárias se interessem em adotar valores reduzidos de percentil, cabendo à ANEEL, através de uma ponderação técnico-econômica, definir os valores meta adequados.** Outro ponto a ser destacado é que a escolha do valor de *benchmark* elevado possui caráter transitório, visando que as empresas se adequem progressivamente às novas exigências. A escolha deste valor deve estar relacionada com diversos fatores, como níveis de investimento e características físicas da rede.

Com o intuito de ampliar o entendimento entre as diferenças das duas metodologias, é conveniente expressar esses dados através do gráfico da Figura 8. Este apresenta em adição aos dados da Tabela 16, o valor de 25,5 horas para o DIC calculado através da metodologia empregada atualmente pela agência reguladora, onde toda a massa de dados da família em questão é aglomerada e seu valor meta obtido estatisticamente como já mostrado no item 5.2.

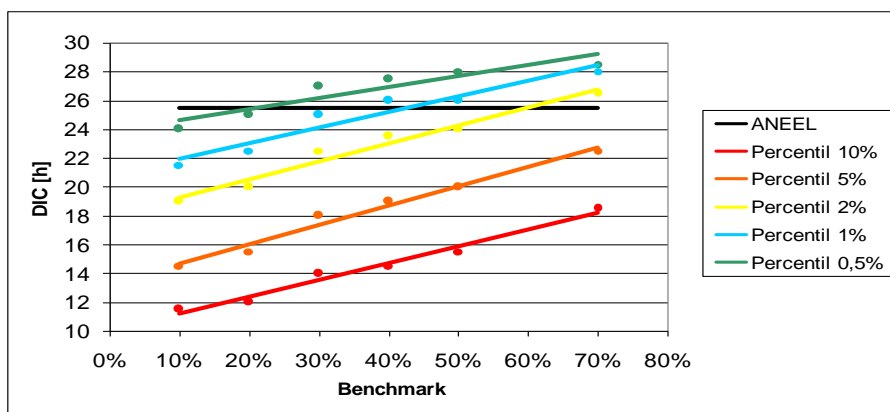


Figura 8 – Comparação entre a metodologia estatística empregada pela ANEEL e a proposta

Percebe-se aqui a grande flexibilidade que a nova metodologia possui: um procedimento estatístico mais completo, que leva em conta as disparidades existentes entre as diversas concessionárias brasileiras e que pode ser ajustado a um valor de meta que contemple e respeite o paradigma regulatório.

Outra vantagem perceptível é a possibilidade de utilizar equações representativas das possíveis metas com base nos pontos já obtidos. Para apenas 6 pontos obteve-se uma força de relação R-quadrado maior que 0,9 para os diversos percentis adotados utilizando-se uma regressão linear. Isso aumenta ainda mais a gama de valores meta possível sem a necessidade de um detalhamento muito grande das possíveis variações de níveis de otimização.

Sendo assim, fica evidente a simplicidade do modelo proposto para melhorar o processo de otimização, obtendo-se valores mais confiáveis para a meta sem alterar abruptamente o atual modelo empregado pela agência reguladora. Este novo modelo vem tão somente adequar o antigo modelo às novas exigências do setor de distribuição, garantindo o estímulo devido aos investimentos necessários para a preservação da qualidade dos índices de continuidade.

4.3. Estudos Conduzidos Utilizando-se a Metodologia Estatística

Com o objetivo de enfatizar a grande preocupação das empresas do setor elétrico frente à nova proposta discutida de controle da continuidade de fornecimento através dos

índices individuais (tendo-se os coletivos apenas como parâmetro de controle), foi conduzido um estudo utilizando-se dos dados fornecidos pela concessionária “Empresa X”.

O presente estudo foi desenvolvido de acordo com uma orientação crítica e permite analisar eficientemente uma situação complexa, sem perder de vista a riqueza das múltiplas relações e interações de seus componentes: uma averiguação do desempenho das duas empresas concessionárias frente aos índices de continuidade preestabelecidos na legislação vigente.

4.3.1. Estudo de Caso: Empresa Concessionária X

A Empresa X possui uma área de concessão concentrada e desenvolvida, cobrindo a maior parte da grande São Paulo, a maior região metropolitana do Estado mais desenvolvido e industrializado do Brasil. Possui ainda um PIB per capita altíssimo, uma densidade populacional grande, e um dos melhores consumos da América do Sul. Além disso, há uma base de clientes diversificada que não depende de um segmento particular da economia brasileira aliada à concentração da rede possibilitando a criação de uma economia de escala dos investimentos em rede.

A empresa concessionária em questão forneceu dados de continuidade referente aos índices DIC e FIC anuais constantes do período de 2007, retratados para cada um dos 58 conjuntos urbanos que constituem sua rede de distribuição. Estes dados são referentes às faixas de tensão $\leq 1\text{kV}$ e $1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{ kV}$. Assim sendo, o estudo possui por finalidade obter subsídios para eventuais medidas, a fim de evitar multas desnecessárias pela violação de tais índices de continuidade.

Devido à disposição dos dados cedidos pela empresa X, tornou-se necessária a agregação dos diversos conjuntos para que houvesse uma adequação aos parâmetros constantes nas cinco tabelas da Resolução ANEEL nº. 24 através de uma metodologia simples e confiável, já que diversos dados usados para a agregação de conjuntos não foram disponibilizados. Essa agregação levou em conta os conjuntos atendidos e suas durações equivalentes de interrupção (DEC). Assim sendo, a Tabela 16 e a Figura 11 mostram, respectivamente, os conjuntos atendidos pela concessionária e sua agregação correspondente.

Tabela 16 – Conjuntos atendidos pela Empresa X

Cod.	Descrição	Cod.	Descrição	Cod.	Descrição	Cod.	Descrição
1	Conjunto 1	16	Conjunto 16	31	Conjunto 31	46	Conjunto 46
2	Conjunto 2	17	Conjunto 17	32	Conjunto 32	47	Conjunto 47
3	Conjunto 3	18	Conjunto 18	33	Conjunto 33	48	Conjunto 48
4	Conjunto 4	19	Conjunto 19	34	Conjunto 34	49	Conjunto 49
5	Conjunto 5	20	Conjunto 20	35	Conjunto 35	50	Conjunto 50
6	Conjunto 6	21	Conjunto 21	36	Conjunto 36	51	Conjunto 51
7	Conjunto 7	22	Conjunto 22	37	Conjunto 37	52	Conjunto 52
8	Conjunto 8	23	Conjunto 23	38	Conjunto 38	53	Conjunto 53
9	Conjunto 9	24	Conjunto 24	39	Conjunto 39	54	Conjunto 54
10	Conjunto 10	25	Conjunto 25	40	Conjunto 40	55	Conjunto 55
11	Conjunto 11	26	Conjunto 26	41	Conjunto 41	56	Conjunto 56
12	Conjunto 12	27	Conjunto 27	42	Conjunto 42	57	Conjunto 57
13	Conjunto 13	28	Conjunto 28	43	Conjunto 43	58	Conjunto 58
14	Conjunto 14	29	Conjunto 29	44	Conjunto 44		
15	Conjunto 15	30	Conjunto 30	45	Conjunto 45		

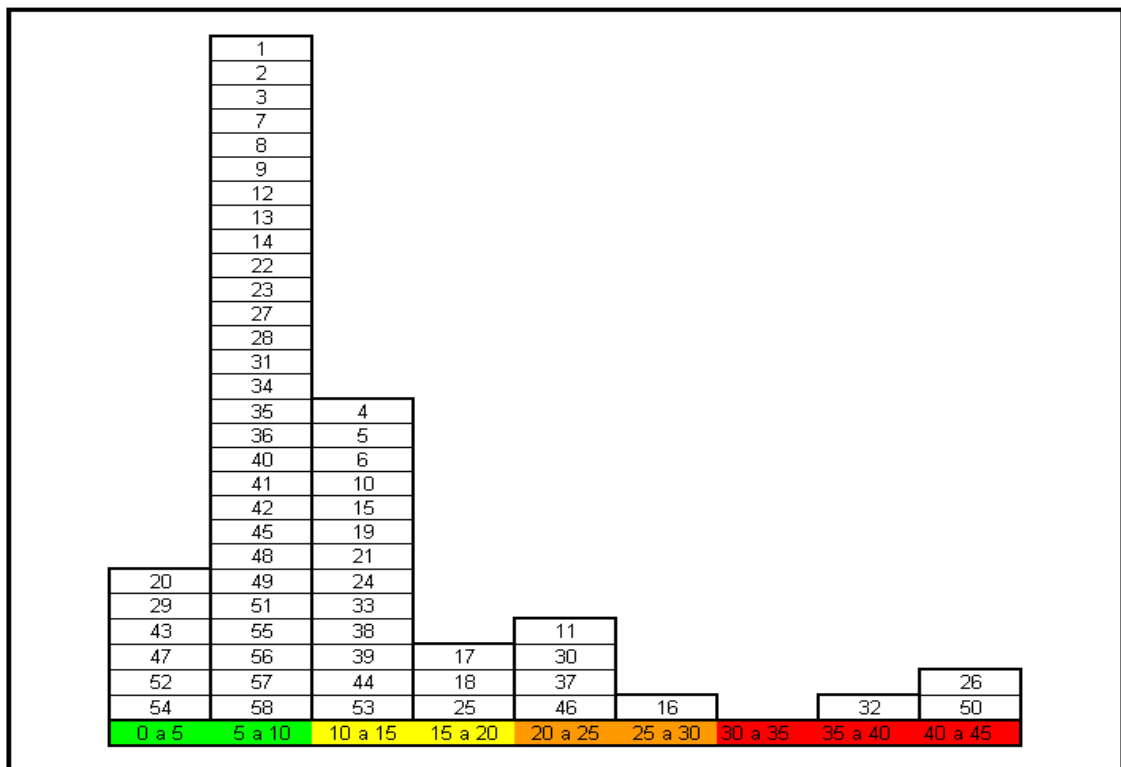


Figura 9 – Distribuição dos conjuntos segundo as classes (faixas-DEC) da Concessionária X.

A partir da formação dos conjuntos agregados foram utilizados os métodos estatísticos vigentes para verificação da conformidade dos índices individuais — isto é, tomou-se o valor referência da empresa como sendo o valor que é excedido em apenas 2% das amostras (percentil 98%). As Figuras 10 a 13 correlacionam os valores obtidos entre os dados fornecidos e pela Empresa X e os constantes na Resolução Normativa 024. Linhas de tendência foram obtidas meramente com o intuito de apresentar uma expectativa para os valores onde a duração equivalente (DEC) da empresa X não foi fornecida (> 45h).

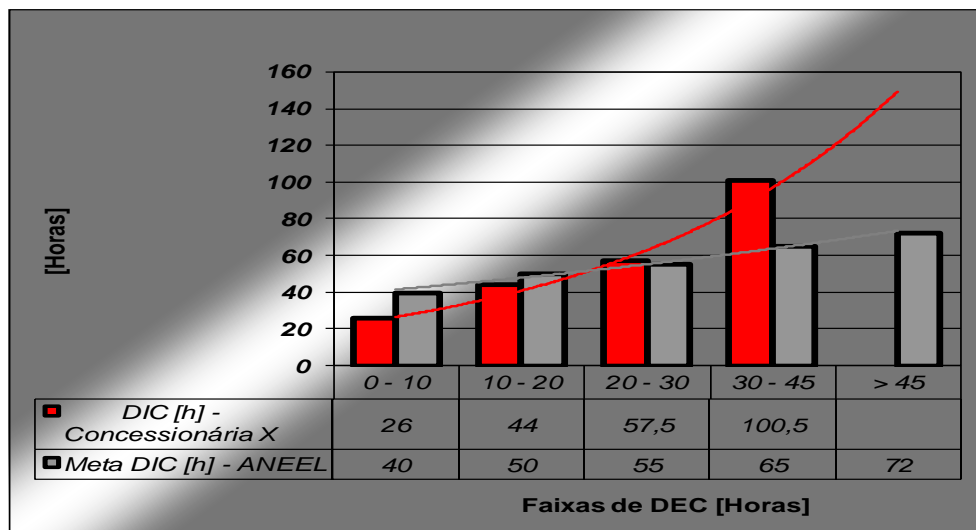


Figura 10 – Unidades Consumidoras com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas – DIC Concessionária X.

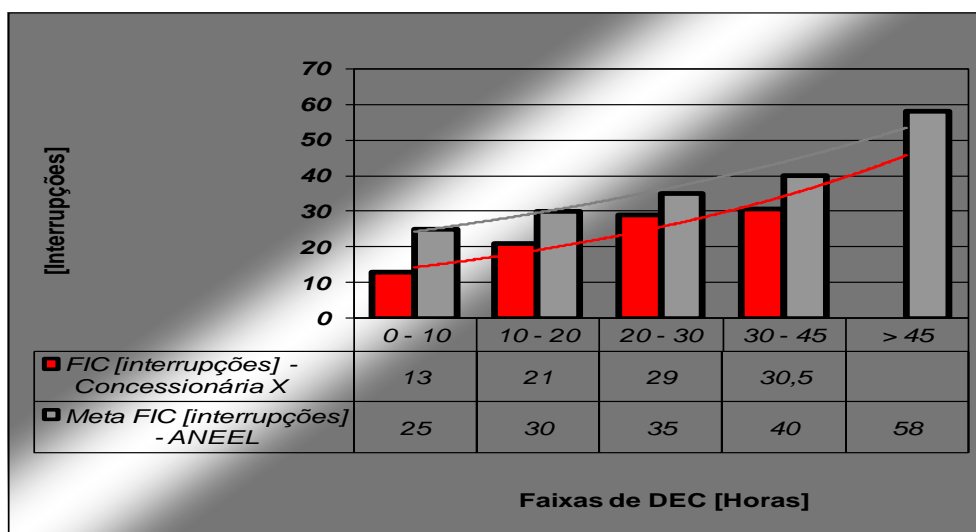


Figura 11 – Unidades Consumidoras com Tensão Nominal $\leq 1\text{kV}$ situadas em áreas urbanas – FIC Concessionária X.

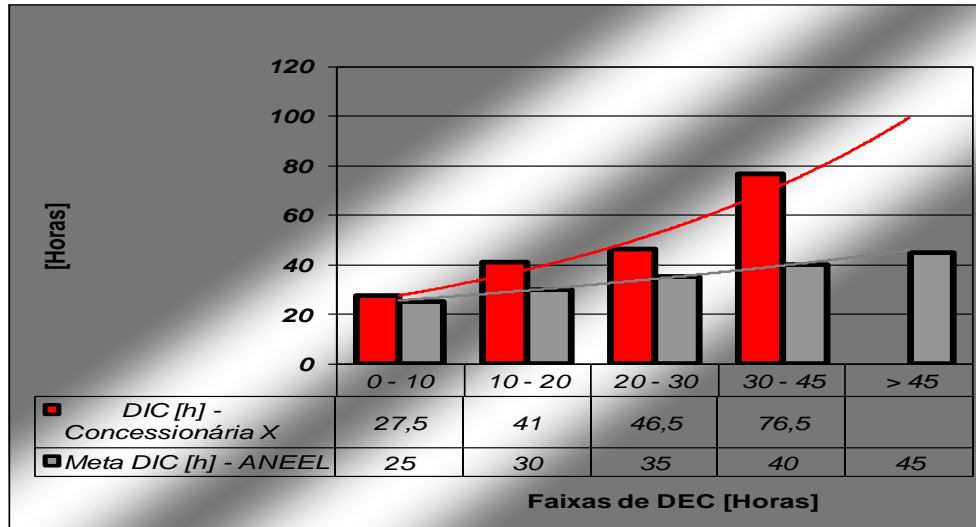


Figura 12 – Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1kV < Tensão < 69 kV – DIC Concessionária X.

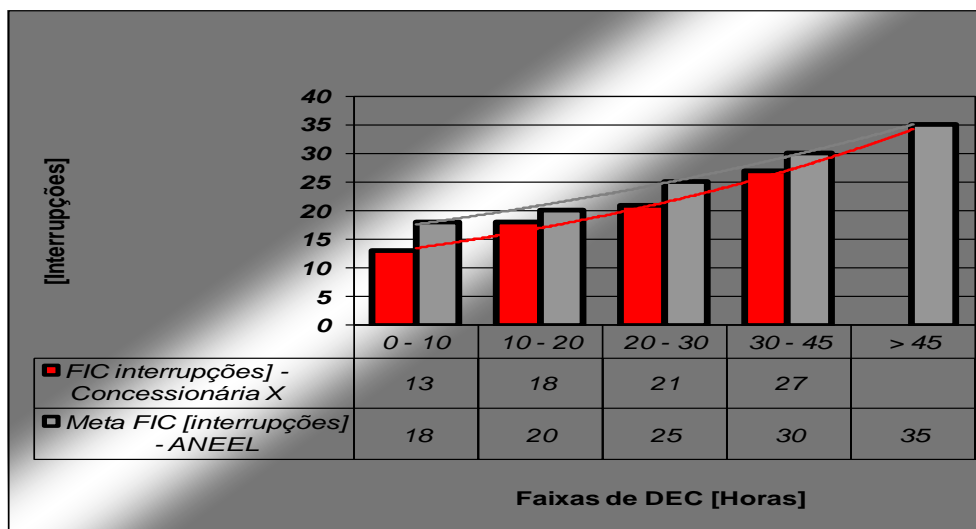


Figura 13 – Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Nominal: 1kV < Tensão < 69 kV – FIC Concessionária X.

Aqui se apresenta uma peculiaridade própria de grandes centros urbanos. Como visto acima, os índices mais preocupantes para a empresa X são os referentes à **duração individual**. Isso é devido à grande densidade populacional da região atendida pela concessionária, o que dificulta o acesso rápido às áreas onde ocorram interrupções do fornecimento de energia.

Sendo assim, o investimento em mais pontos de atendimento (ou em automação para a recomposição, reconfiguração e reenergização de redes) seria mais viável, haja vista os

valores relacionados à frequência individual se encontrarem abaixo da meta, o que indica que a falta de investimentos na rede não procede.

É importante frisar que as tarifas das concessionárias levam em conta, dentre vários quesitos, o custo que a empresa tem com a manutenção dos postos de atendimento ao cliente declarados pela empresa. Isso pode indicar que os consumidores pagam por um serviço que não é efetivamente posto à sua disposição, sendo a quantidade de agências insuficiente para prestar atendimento adequado a todos os usuários ou apenas que há a necessidade de mais postos devido a um crescimento no número de consumidores maior que o esperado (ou que o nível de automação de redes é ainda insuficiente).

Além destas agências, a Empresa X possui postos credenciados, em pontos de comércio. Porém, os postos credenciados podem não atender adequadamente já que os comerciantes não possuem o conhecimento técnico necessário para atender o cliente com a mesma eficácia dos pontos de atendimento.

5. O Mercado Elétrico e o Modelo TAROT

Este Capítulo tem como objetivo fundamental a compreensão do setor elétrico no seu aspecto econômico financeiro. Assim sendo, nosso objeto de estudo é o mercado de energia elétrica nos seus diversos segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Quando se trata de regulação é preciso levar em conta alguns perigos inerentes à ela: quando o controle dos agentes é efetuado na forma de comandos, existe o risco de uma perda de eficiência capaz de ameaçar a criação de valor social que é, justamente, o principal objetivo. Para evitar isso, a ANEEL usa a regulação por incentivos. Trata-se de um mecanismo fundamental surgido na chamada “economia da informação” [20]. A aplicação da teoria de incentivos à atividade regulatória é plausível justamente porque nesta última o principal problema é a assimetria de informação entre o regulador e a empresa elétrica.

A idéia básica é de que o contrato de incentivo é uma condição subótima. Ao pagar ao agente detentor da informação privilegiada a quantia exata para desestimulá-lo a fazer mal uso da energia, consegue-se o melhor mercado possível dentro das circunstâncias de incerteza que o caracteriza.

TAROT (acrônimo para Tarifa Otimizada) é um modelo do mercado de eletricidade que foi desenvolvido com um propósito eminentemente didático, contudo, ele tem se mostrado idôneo ao prever qualitativamente o comportamento dos agentes sob diversas circunstâncias relevantes, como é o caso dos ciclos de revisão tarifárias e a regulação da qualidade, aspectos estes intimamente ligados à missão da ANEEL.

5.1. Fundamentos Básicos do Modelo Microeconômico

O comportamento humano está governado por um princípio básico: a procura pelo melhor bem ou serviço por um valor que o exprima de forma justa. Esta variável pode ser elucidada em termos de benefício e prejuízo. Assim, a busca do melhor implica atitudes duais:

maximizar o benefício ou minimizar o prejuízo. Estas idéias podem ser quantificadas, auferindo benefícios e prejuízos mediante, por exemplo, quantias monetárias equivalentes. Tem-se assim uma variável monetária capaz de descrever esses conceitos. Ainda mais, ao se assumir que esta quantia monetária possa tomar valores tanto positivos como negativos, a mesma variável consegue quantificar tanto benefícios como prejuízos [21].

A ideia fundamental de transação exprime ações recíprocas que têm lugar entre dois indivíduos ou, em geral, duas entidades. Chamam-se estas últimas de agentes de mercado e estudam-se as transações que ocorrem em um âmbito que envolve muitos participantes.

Sendo assim, um dos agentes paga uma quantia monetária ao outro e recebe deste a quantidade de um produto ou serviço. Esse agente é batizado de consumidor enquanto o outro de produtor que recebe uma receita (R) e entrega a energia (E).

Assim sendo, a transação está definida pela dupla [E,R] e pode ser representada como um ponto no plano das duas variáveis (quantidade, Receita). Esta transação, mostrada na Figura 14, requer o consentimento dos dois agentes, selada através de um contrato.

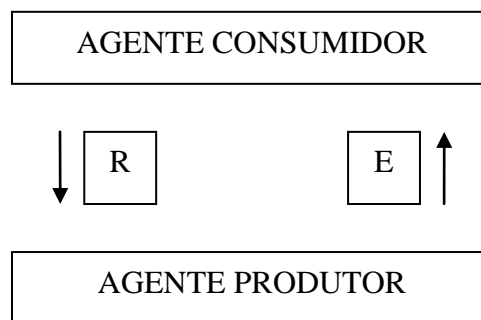


Figura 14 – Ações características de uma transação entre Produtor e Consumidor.

Um contrato significa uma transação em potencial: se as duas partes concordarem, assinam o contrato e as ações mencionadas serão concretizadas. É o que, juridicamente, entende-se por tradição. Assim, as tradições ocorrem de acordo com o comportamento dos agentes perante os contratos existentes no mercado, comportamento que derivará do princípio básico de que os agentes procuram o melhor para eles: seu máximo benefício [22].

A busca pelo valor ótimo dos consumidores se dá nos seguintes termos: A energia (E) é aferida em termos de benefício ou utilidade, que determina sua disposição a pagar pela energia, sob a forma de uma função utilidade $U(E)$. Deste modo, tem-se a função ECA (*Economic Consumer Added*) que exprime o benefício ou excedente do consumidor, destacando a idéia de que ao pagar por algo menos do que ele acha que vale, existe uma adição de valor ao pecúlio do agente.

$$ECA = U(E) - R \quad (8)$$

Já no caso dos produtores existe um raciocínio semelhante, porém em termos contrários: A entrega da energia implica na perda do valor necessário para produzi-la, ou seja, é o prejuízo ou custo exposto na função custo $C(E)$. Assim, obtém-se o excedente do produtor EVA[®] — marca registrada da Stern & Stewart Co. — para *Economic Value Added*.

$$EVA = R - C(E) \quad (9)$$

Na análise anterior quantifica-se a transação (E,R) pelos benefícios ou excedentes que causa para ambos os agentes, sendo que, valores negativos dos excedentes indicam prejuízo e, deste modo, pode-se concluir que um contrato que signifique prejuízo jamais seria aceito pelos agentes. Assim, as funções $U(E)$ e $C(E)$ dividem o plano em duas regiões: a região aceitável e a inaceitável. Esta divisão, no entanto, não revela o princípio otimizador que, como foi dito, governa as decisões humanas e está presente na escolha ou preferência do agente diante de vários contratos.

Nos mercados ditos perfeitos, existe um único preço de tarifa (T) de modo que os contratos possuem a forma $[E, T.E]$. Ao conjunto destes contratos para um E qualquer positivo e T fixo tem-se um menu de preços. Nestas condições, o agente escolhe o contrato tal que:

- O excedente é não negativo;
- O excedente é máximo dentro do menu.

Os excedentes neste caso são:

$$ECA = U(E) - T \times E \quad EVA = T \times E - C(E) \quad (10)$$

E a maximização implica anular as derivadas com respeito a (E), o que resulta em:

$$\frac{dU}{dE} = UM = T \quad \frac{dC}{dE} = CM = T \quad (11)$$

onde as funções derivada são indicadas como UM e CM, agregando a letra inicial do adjetivo “Marginal” seguindo o costume dos economistas que há séculos usam esta palavra como sinônimo de variação [19]. Sendo assim, a escolha do agente ocorre quando seu valor marginal (Utilidade, Custo) iguala o preço.

5.2. As Funções de Consumo e Produção

No que diz respeito à utilidade ou “disposição a pagar” do consumidor, a função $U(E)$ reflete o princípio de saciedade: quanto maior quantidade (E) possui, o consumidor sente-se menos disposto a pagar por mais ainda. Esta “saturação” se manifesta em uma utilidade marginal decrescente $\frac{dUM}{dE} < 0$. Já no caso do custo para o produtor, a função $C(E)$ reflete o princípio de esgotamento dos recursos, que se traduz em: custo marginal crescente $\frac{dCM}{dE} > 0$.

Essas características básicas das funções do consumo e de produção podem ser capturadas por dependências quadráticas. A saturação é expressa por um termo quadrático negativo enquanto a escassez por um positivo. Tem-se então, para o valor da Utilidade:

$$U = a \times E - \frac{b}{2} \times E^2 \quad (12)$$

O coeficiente (a) representa a avidez pela compra da energia e o (b) representa a saciedade ou saturação do consumidor. Estes coeficientes permitem o ajuste das curvas no intuito de aproximar-se a situações reais.

Os respectivo valor marginal fica:

$$UM = a - b \times E \quad (13)$$

Voltando às condições para o contrato preferido diante do único preço (T), tem-se:

$$T = a - b \times E \Rightarrow E = \frac{a - T}{b} \quad (14)$$

No contrato de convergência o que paga o consumidor iguala o que recebe o produtor, isto é, a receita. Logo, obtém-se a função receita:

$$R = T \times E = UM \times E = a \times E - b \times E^2 \quad (15)$$

Tratando-se de serviço público universalizado, todo indivíduo da sociedade recebe sua quota de ECA e o EVA reverte-se para os investidores da empresa, os quais fazem parte também da sociedade. Assim, a soma de ECA e EVA formam o valor social EWA (*Economic Wealth Added*) criado pelo serviço [23]. Escreve-se:

$$EWA = ECA + EVA = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (16)$$

5.3. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo TAROT.

Este é o modelo de custos mais simples, no intuito de representar o dispêndio da empresa concessionária. Seu desenvolvimento, apesar de estar embasado em cálculos dotados de simplicidade, possui uma base conceitual sólida, capaz de representar a estrutura de custos e apresentar resultados qualitativos condizentes com a filosofia empregada pela ANEEL.

O custo econômico do serviço de fornecimento elétrico (C), ou distribuição, envolve as várias componentes do dispêndio da firma, incluindo a remuneração do investimento (B)

no sistema físico ou rede. Esse custo depende da quantidade (E) fornecida e do mencionado investimento. Tem-se então a função custo $C(E,B)$

Para o cálculo dos custos deve-se partir da receita da empresa. Essa última provém dos consumidores, os quais agem segundo uma função pagamento ou receita $R(E)$ que atrela a receita com a quantidade de energia vendida.

Pela legislação tributária, o imposto (IMP) é uma parte proporcional definida pela alíquota (t), do chamado Lucro Tributável (EBIT). Esta alíquota, no Brasil, é de 0,34 (0,15 de imposto de renda, 0,1 de adicional de imposto de renda e 0,09 de contribuição social sobre o lucro) [24]. Sendo assim, tem-se:

$$IMP = t \times EBIT = t \times (R - PRE) \quad (17)$$

onde PRE simboliza aquelas componentes do custo que são pré-taxa, isto é, são isentas de taxaço. Esta parcela é composta de 3 itens: custos operacionais eE , perdas técnicas $p \times \frac{E^2}{B}$ e depreciação dB . Ou seja:

$$PRE = e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + d \times B \quad (18)$$

Após recolhidos os impostos, subtrai-se a remuneração do capital investido $r_w \times B$, onde r_w é o coeficiente de remuneração do capital investido. Assim sendo:

$$C = PRE + t \times (R - PRE) + r_w \times B \quad (19)$$

Ou também:

$$C = t \times R + (1 - t) \times \left(e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + \left(d + \frac{r_w}{1 - t} \right) \times B \right) \quad (20)$$

Tendo em vista a equação (20), nota-se que a dependência com respeito ao investimento B é representada por:

$$p \times \frac{E^2}{B} + k \times B \quad (21)$$

onde:

$$k = d + \frac{r_w}{1-t} \quad (22)$$

A parcela em (21) é mínima para todo B que anule a derivada parcial a respeito desta variável, o que implica em:

$$B^* = \left(\frac{p}{k} \right)^{\frac{1}{2}} \times E \quad (23)$$

Este valor, introduzindo no custo, produz a função custo minimizado ($C^*(E)$):

$$C^* = t \times R + (1-t) \times (c \times E) \quad (24)$$

Onde:

$$c = e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \quad (25)$$

E finalmente, substituindo a receita pelo modelo de consumo chega-se à função custo mínimo em termos da quantidade de energia fornecida [23]:

$$C^* = (t \times a + (1-t) \times c) \times E - t \times b \times E^2 \quad (26)$$

5.4. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo TAROT-Q.

É de fundamental importância aprofundar-se um pouco mais na estrutura da função custo para uma empresa prestadora do serviço de fornecimento de energia elétrica (concessionária de distribuição). Nessa tarefa, o esforço será concentrado sobre uma visão da empresa em termos do valor de mercado da mesma, que é, por outra parte, a visão adotada pela ANEEL.

“A responsabilidade para atingir o ótimo é compartilhada pelos diversos agentes (produtores, consumidores e fabricantes) sendo as obras pagas por uns ou outros.” [28]. O procedimento de otimização deve tratar as obras sem distinção de quem paga, porque o objetivo é maximizar um bem-estar público, dependente de todos os custos e da utilidade do uso final da energia elétrica, tal como exemplificado em (16).

Nesta visão, considera-se como custo a totalidade dos gastos, adicionada da remuneração do capital investido na rede elétrica a valores e taxas de equilíbrio de mercado. O gasto significa uma despesa qualquer relacionada ao negócio específico da empresa (no caso de distribuição). As componentes dos gastos seguem [25]:

- Custos operacionais eficientes;
- Encargos;
- Custos por perdas técnicas;
- Custos devido à falta de qualidade;
- Depreciação da rede e de investimentos em qualidade.

No que tange ao imposto, todas essas componentes são consideradas como isentas ou custos pré-taxa. Ou seja, o imposto se aplica sobre a diferença entre receita e dispêndio.

Um aspecto essencial do tratamento que será feito da empresa distribuidora e sua regulação é a modelagem baseada em uma estrutura de custos, isto é, uma hipótese sobre a dependência de cada componente do custo em função das variáveis básicas: quantidade fornecida (E), investimentos no sistema físico ou rede (B) e investimentos na qualidade do fornecimento (Q). Tem-se então a função custo $\hat{C}(E,B,Q)$:

$$\hat{C} = e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + d \times (B + Q) \quad (27)$$

onde:

- $C_o = e \times E$ são os custos operacionais eficientes + encargos
- $C_p = p \times \frac{E^2}{B}$ são os custos associados às perdas técnicas
- $C_q = q \times \frac{E}{Q}$ são os custos devido a falhas na qualidade
- $D = d \times (B + Q)$ é a depreciação da rede e de investimentos em qualidade
- e, p, q, d são coeficientes ajustáveis que visam aproximar os custos às situações reais

Esta suposição é obviamente uma aproximação simplificadora do que acontece na prática. Entretanto, permite um tratamento organizado e metódico do assunto e raramente se distancia exageradamente da realidade. Outra vantagem substancial deste modelo é a integração natural com o modelo do consumo, exprimido pela função receita [27].

Como mencionado anteriormente, uma componente chave no cômputo dos custos é o imposto (IMP). Pela legislação tributária, o imposto é uma parte proporcional definida pela alíquota (t), do chamado Lucro Tributável (EBIT). Ou seja:

$$IMP = t \times EBIT = t \times (R - \hat{C}) \quad (28)$$

Após recolhido o Imposto, deve-se subtrair a remuneração do capital (Y):

$$Y = r_w \times (B + Q) \quad (29)$$

onde r_w é o coeficiente de remuneração do capital investido. Assim sendo:

$$C = \hat{C} + t \times (R - \hat{C}) + r_w \times (B + Q) \quad (30)$$

ou também:

$$C = t \times R + (1-t) \times \left(\hat{C} + \frac{r_w \times B}{1-t} + \frac{r_w \times Q}{1-t} \right) \quad (31)$$

Isolando os termos referentes à depreciação e à remuneração do capital, tem-se:

$$C = t \times R + (1-t) \times \left[e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + (B+Q) \times \left(d + \frac{r_w}{1-t} \right) \right] \quad (32)$$

No intuito de simplificar os cálculos, faz-se a mudança de variável já mencionada pela equação (22):

Logo:

$$C = t \times R + (1-t) \times \left[e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + k \times (B+Q) \right] \quad (33)$$

Antes de prosseguir no cálculo dos Custos, é bom notar que a dependência com respeito aos investimentos na rede e na qualidade de fornecimento fica confinada ao termo:

$$p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + k \times (B+Q) \quad (34)$$

As parcelas que contém os investimentos B e Q são mínimas para todo B* e Q* que anulam as derivadas parciais a respeito destas variáveis, isto é:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = 0 \rightarrow p \times \frac{E^2}{B^2} = k \quad \text{e} \quad \frac{\partial C}{\partial Q} = 0 \rightarrow q \times \frac{E}{Q^2} = k \quad (35)$$

O que implica:

$$B^* = \left(\frac{p}{k}\right)^{\frac{1}{2}} \times E \quad \text{e} \quad Q^* = \left(\frac{q}{k}\right)^{\frac{1}{2}} \times E^{\frac{1}{2}} \quad (36)$$

Estes valores, introduzidos no modelo de custo, produzem a função custo minimizado:

$$C^* = t \times R + (1-t) \times \left[\left(e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \right) \times E + 2(qk)^{\frac{1}{2}} \times E^{\frac{1}{2}} \right] \quad (37)$$

De uma forma mais simplificada tem-se:

$$C^* = t \times R + (1-t) \left[c_1 \times E + c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right] \quad (38)$$

onde:

$$c_1 = e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \quad \text{e} \quad c_2 = 2(qk)^{\frac{1}{2}} \quad (39)$$

Agora, aplicando-se o modelo de receita, definido anteriormente, ao modelo de consumo vem:

$$C^* = t \times a \times E - t \times b \times E^2 + (1-t) \times c_1 \times E + (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \quad (40)$$

E, por fim, tem-se:

$$C^* = (1-t)c_2 \times E^{\frac{1}{2}} + [t \times a + (1-t) \times c_1] \times E - t \times b \times E^2 \quad (41)$$

Sendo-se assim, através da equação (41) obtém-se a função custo minimizado em termos da quantidade de energia elétrica fornecida.

5.5. A Quantificação do Paradigma da ANEEL.

Segundo o paradigma da ANEEL sobre regulação, as ações regulatórias devem procurar sempre “maximizar o valor social criado pelo serviço”. Este “valor social” (EWA), como já tratado, compõe-se de duas partes: o valor adicionado aos consumidores (ECA) e o valor adicionado aos investidores da firma (EVA). Verificada a relação entre os excedentes e a tarifa do consumidor, percebe-se que existem determinados pontos em que a função U-R é maior que zero, ou seja, nestes pontos os consumidores compram a energia por um preço inferior ao que eles estavam dispostos a pagar, gerando um excedente aos consumidores. Assim sendo, o ECA é um excedente que os consumidores obtêm porque a utilidade que auferem na compra de energia ultrapassa a receita que pagam [26].

Então, no modelo de valor econômico agregado do consumidor, tem-se:

$$ECA = U - R \quad (42)$$

Assim sendo, com base no modelo de utilidade receita, proposto nas equações (12) e (15), respectivamente, vem:

$$ECA = \frac{b}{2} \times E^2 \quad (43)$$

De forma análoga ao que foi expresso para o agente consumidor, para o agente produtor também existe uma relação que expressa o excedente ou perda (caso seja um valor negativo). Esta depende do valor da receita, paga para a distribuidora, diminuído da perda necessária para produzir a energia, ou melhor, os custos de produção, também dependentes da energia. O EVA difere profundamente do conceito de lucro líquido, que é a noção tradicional usada para avaliar o desempenho das empresas.

Sendo assim, com relação ao valor econômico agregado da empresa concessionária, tem-se:

$$EVA = R - C \quad (44)$$

Neste caso, adotando-se o modelo de custo minimizado $C^*(E)$, dado pela equação (41), vem:

$$EVA = R - t \times R - (1-t) \times c_1 \times E - (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \quad (45)$$

Desenvolvendo-se a equação (45) chega-se a:

$$EVA = (1-t) \times \left(R - c_1 \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right) \quad (46)$$

E por fim, utilizando-se novamente do modelo de receita, obtém-se:

$$EVA = (1-t) \times \left((a - c_1) \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - b \times E^2 \right) \quad (47)$$

Como, para a grande maioria dos clientes, a concessionária é considerada uma empresa que possui monopólio natural, ou seja, não possui concorrentes no setor de fornecimento, a sua tendência natural capitalista seria aumentar o EVA, e para isso é necessário aumentar o valor da tarifa, causando uma diminuição do ECA, gerando, desta forma, valor agregado apenas para o produtor ($EVA > 0$) [26].

Neste sentido, o agente regulador (ANEEL) desejando o melhor para todos os agentes envolvidos, deparou-se com o impasse: como impor limite à concessionária de energia elétrica de forma justa para com o consumidor e, ao mesmo tempo, garantir a sobrevivência da empresa. A ideia é fazer com que esta tenha capital para pagar todos os seus investimentos e também gerar remuneração de capital aos seus acionistas de forma suficiente para que estes continuem investindo neste setor.

A solução obtida foi que o importante não é o valor adicionado para cada agente de forma individual, mas sim o valor gerado para a sociedade como um todo, sendo este a soma dos valores adicionados aos agentes. Portanto:

$$EWA = \frac{b}{2} \times E^2 + (1-t) \times \left((a-c_1) \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - b \times E^2 \right) \quad (48)$$

Assim sendo, a equação final para o EWA fica:

$$EWA = (1-t) \times (a-c_1) \times E - (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{1-2t}{2} \right) \times b \times E^2 \quad (49)$$

Como explanado anteriormente, a prática de uma transação cria um excedente tanto para o consumidor quanto para o produtor. Para um serviço elétrico universalizado, a soma de ambos excedentes pode ser considerada como uma criação de valor social.

No paradigma regulatório da ANEEL, o EWA deve ser maximizado. A condição de máximo implica anular a derivada de EWA com respeito à energia, a qual, levando em conta a equação (de EWA) significa:

$$UM = CM \quad (50)$$

Contudo, no intuito de encontrar uma solução de equilíbrio, o EVA resultante deverá manter-se não negativo. Doravante, é preciso ser cuidadoso a respeito da sua definição: quando se diz “maximizar EWA”, procura-se uma situação compatível com a sobrevivência da empresa, o que exige ter-se um $EVA \geq 0$. Portanto, o máximo visado no paradigma é um máximo condicionado. Na linguagem da otimização, escreve-se:

$$\begin{array}{ll} \text{Maximizar} & EWA(E) \\ \text{Sujeito a:} & EVA \geq 0 \end{array} \quad (51)$$

Como será visto mais adiante, adotar uma solução livre irá ocasionar perda de valor para a empresa concessionária ao se tentar maximizar o valor social. Esta perda de valor do EVA é mais facilmente demonstrada fazendo-se uma simplificação no modelo de custos, já discutido no item 4.4 sobre o modelo TAROT, onde foi omitida a parcela referente aos custos devidos a falhas na qualidade do fornecimento. Sendo assim, a chamada solução livre \hat{E} (sem restrição) surge da igualdade (49) para o caso otimizado simplificado, isto é, pela (24) tem-se:

$$a - b \times E = t \times RM + (1 - t) \times c \quad (52)$$

$$a - b \times E = t \times (a - 2 \times b \times E) + (1 - t) \times c \quad (53)$$

que conduz a

$$\hat{E} = \frac{1 - t}{1 - 2t} \times \frac{a - c}{b} \quad (54)$$

Por outro lado:

$$EVA(\hat{E}) = R(\hat{E}) - C^*(\hat{E}) \quad (55)$$

Ora, usando a (15) e a (26)

$$EVA(\hat{E}) = (1 - t) \times ((a - c) \times E - b \times E^2) = (1 - t) \times E \times (a - c - b \times E) \quad (56)$$

Assim, o sinal de EVA é dado pelo sinal do último parênteses, que para $E = \hat{E}$ vale:

$$EVA(\hat{E}) = a - c - b \times \frac{(1 - t)}{1 - 2t} \times \frac{a - c}{b} = (a - c) \times \left(1 - \frac{1 - t}{1 - 2t}\right) \quad (57)$$

$$EVA(\hat{E}) = -\frac{t}{1 - 2t} \times (a - c) \quad (58)$$

Conclui-se então que na solução livre a restrição é violada. Logo, a solução condicionada é dada no valor que verifica $EVA = 0$. Esta mesma condição se verifica para o caso onde os custos envolvendo a qualidade são adicionados já que a adição destes custos diminui o valor final do EVA.

Tendo em vista a dedução apresentada acima, é necessária a obtenção do valor otimizado da energia que garanta um EVA nulo. Sendo assim:

$$EVA = 0 \rightarrow (1-t) \times \left(R - c_1 \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right) = 0 \quad (59)$$

De imediato obtém-se a função otimizada para a receita da empresa. Esta é a receita que garantirá todos os custos e encargos para a concessionária que dispõe de investimentos ótimos na rede de distribuição.

$$R^* = c_1 \times E^* + c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} \quad (60)$$

Continuando com o desenvolvimento e utilizando-se novamente do modelo de receita definido anteriormente, chega-se a:

$$-b \times E^{*2} + (a - c_1) \times E^* - c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} = 0 \quad (61)$$

De uma forma mais simplificada, fazendo-se $f = (a - c_1)$, a função que descreve a energia ótima a ser vendida pela empresa finalmente é:

$$-b \times E^{*2} + f \times E^* - c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} = 0 \quad (62)$$

Através da utilização de um método numérico, a solução E^* pode ser obtida de uma maneira mais simples, visto que a obtenção da forma analítica para a energia torna-se inviável para o estudo em questão.

5.6. O Modelo Produção-Consumo

O modelo da produção pode ser acoplado com o modelo do consumo. A idéia central consiste no seguinte: O custo (ou dispêndio) permite que o sistema produtivo (Rede elétrica), gere o fornecimento da quantidade E de energia elétrica. Esta quantidade representa para os consumidores uma utilidade, da qual, subtraindo-se o excedente (ECA) resulta a propensão a pagar do consumidor (WTP). Por sua vez, desta se subtrai os custos de qualidade inerentes ao

nível de investimento adotado nesse setor, resultando na receita (R) que constitui a entrada no modelo da produção [28].

O diagrama ampliado da Figura 15 mostra como as saídas monetárias ECA, EVA e Impostos vão para os consumidores, produtores e governo, respectivamente. Este último, por sua vez, termina transferindo para os primeiros os impostos na forma de auxílios e produtos sociais e representam uma forma eficiente de transferência, pois essa quantia é aplicada nas camadas sociais mais pobres, contribuindo para a desconcentração da renda nacional. Nota-se também o efeito que os custos de qualidade causam sobre a receita bruta da empresa concessionária. Quanto menores forem esses custos, mais próxima a receita bruta estará da propensão a pagar dos consumidores (WTP).

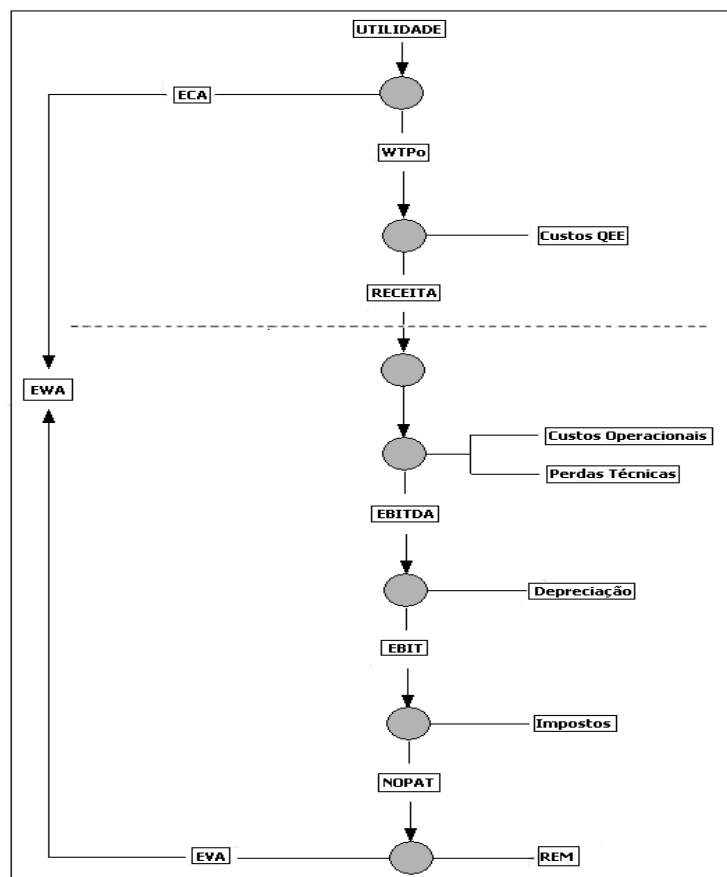


Figura 15 – Modelo de Produção e Consumo com a Inserção da Qualidade.

Em adição ao EVA, há outros dois conceitos usados para descrever a gestão corporativa: são eles o lucro líquido (LUL) e o fluxo livre de caixa (FCF). O lucro líquido é obtido a partir do (EBIT) subtraindo-se os juros da dívida (JUR) onde:

$$JUR = r_D \times D \quad (63)$$

O valor remanescente é o EBT:

$$EBT = EBIT - r_D \times D \quad (64)$$

O imposto é aqui aplicado sobre o (EBT), ou seja, os juros estão isentos de tributação. O resultado é o lucro líquido, ou seja:

$$LUL = (1-t) \times EBT = (1-t) \times EBIT - (1-t) \times r_D \times D \quad (65)$$

O custo de capital de uma empresa representa seu custo de oportunidade, ou seja, a remuneração mínima exigida pelos fornecedores de recursos financeiros (credores e acionistas). Por esse motivo, quando o retorno operacional obtido pela empresa for superior ao custo de capital da mesma, haverá agregação de riqueza ao capital total investido. Assim, a partir desses recursos, a empresa realiza investimentos, os quais deverão ser capazes de gerar retornos superiores àqueles produzidos aos investidores (credores e acionistas), agregando, dessa forma, valor econômico ao empreendimento [19].

Para empresas reguladas o custo de capital é um elemento essencial, constituindo-se na taxa mínima de atratividade para os investidores. Portanto, a estimativa dessa taxa de remuneração deve levar em consideração o risco do setor no qual a empresa se insere, de modo a proporcionar uma atratividade apropriada aos investidores, possibilitando, assim, investimentos em níveis suficientes à manutenção da qualidade e à expansão necessária do serviço de utilidade pública. Porém, essa atratividade de investimentos somente será mantida se a remuneração do capital for adequada ao custo de oportunidade requerido para o setor, garantindo, dessa forma, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão [24].

O custo de capital da empresa concessionária é obtido pelo cálculo da média ponderada pela participação do custo de oportunidade de cada uma das fontes de captação de recursos, e por isso, é conhecido por WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) ou custo médio ponderado de capital. Sendo assim, o retorno r_w do investimento total (I) é uma média ponderada do retorno r_s , capital próprio ou acionário (S) e do retorno r_D da dívida ou capital de terceiros (D) [28]. Então:

$$I = S + D \quad (66)$$

$$r_w = \frac{S}{I} \times r_s + (1-t) \times \frac{D}{I} \times r_D \quad (67)$$

Logo:

$$r_w \times I = S \times r_s + (1-t) \times D \times r_D \quad (68)$$

Ora, sabe-se que o (EVA) vale:

$$EVA = (1-t) \times EBIT - r_w \times I \quad (69)$$

Substituindo, obtém-se:

$$EVA = (1-t) \times EBIT - (1-t) \times r_D \times D - r_s \times S \quad (70)$$

Ou seja:

$$LUL = EVA + r_s \times S \quad (71)$$

Isto é, o lucro líquido é igual ao valor adicionado mais a remuneração do capital próprio. Por sua vez, o fluxo livre de caixa (*Free Cash Flow*) é obtido a partir do NOPAT subtraindo o reinvestimento (RIV). Temos então:

$$FCF = (1-t) \times EBIT - RIV \quad (72)$$

O reinvestimento pode ser expresso como uma fração (g) do capital (B), então:

$$FCF = (1-t) \times EBIT - g \times I \quad (73)$$

De tal modo:

$$FCF = EVA + (r_w - g) \times I \quad (74)$$

E finalmente:

$$FCF = LUL - r_s \times S - (r_w - g) \times I \quad (75)$$

6. Aplicação do Modelo TAROT-Q

A questão das tarifas vem, cada vez mais, assumindo uma posição de destaque nas discussões que envolvem serviços públicos, principalmente os relacionados à energia elétrica. Estes serviços representam necessidades básicas em qualquer país do mundo contemporâneo, dada a sua importância na qualidade de vida da população.

A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizados pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa, portanto, a soma de todos os componentes do processo industrial de distribuição acrescida ainda dos encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas.

A prestação de serviços de eletricidade requer uma tarifa que ao mesmo tempo promova o uso racional por parte do consumidor bem como a eficiência da empresa prestadora do serviço, com o nível adequado de qualidade e produtividade. A tarifa baseada nos custos marginais apresenta condições necessárias para que os princípios de eficiência e uso racional sejam desenvolvidos. Por isso, uma estrutura tarifária, com base nos custos marginais, pode proporcionar resultados interessantes do ponto de vista do consumidor, que tem sua tarifa baseada nos custos que ele gera no sistema, do ponto de vista da concessionária, que pode postergar investimentos, e também para a sociedade.

A tarifa com base nos custos marginais busca a eficácia na utilização racional da capacidade instalada e o melhor uso dos excedentes sociais, otimizando os investimentos no setor de distribuição de energia.

Otimizar significa a maximização de uma função objetivo que exprime o mérito do sistema. **No Brasil, o agente regulador estabeleceu para tal objetivo maximizar a criação de valor social pelo mercado elétrico. Este é o chamado paradigma regulatório.** Assim sendo, cada uma das ações da ANEEL deve alinhar-se à execução do paradigma. Trata-se de uma tarefa freqüentemente difícil que requer tanto a competência técnica quanto a econômica.

Sob a ótica do consumidor, o conhecimento de uma base tarifária justa associada ao consumo de energia que seja expressa por uma estrutura de preços baseada nos custos marginais, o ajudará a adotar o comportamento mais vantajoso para ele e, por conseguinte, para toda a sociedade, dada a possibilidade que ele tem de mensurar o benefício decorrente da redução ou deslocamento do respectivo consumo.

Assim sendo, estudam-se os mercados que estão em maior ou menor medida submetidos ao controle do poder público. Sabe-se que todo controle visa uma otimização do sistema a ser controlado e os mercados elétricos não são exceção.

Os custos marginais, utilizados para o cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição, são calculados a fim de atribuir os custos aos clientes que os impõem. Na previsão de expansão do sistema, são previstas obras para ampliar as redes e postos de transformação de modo a atender as demandas impostas pelos clientes nos horários de maior carregamento destas redes e postos de transformação.

6.1. Sobre o Software TAROT-Q

É básico para uma compreensão plena tanto do novo modelo quanto do novo software, que os passos e coeficientes calculados sejam demonstrados através de um exemplo realista, conforme a lógica de cálculo proposta no modelo TAROT-Q. Seguindo a lógica de cálculo do software, torna-se simples o entendimento do modelo e da estrutura do software.

A implementação computacional do problema foi realizada utilizando programação através do software LabVIEW[®], que permite criar um software independente e auto executável. Esta linguagem de programação fornece resultados matemáticos confiáveis e é fortemente reconhecida no meio acadêmico e profissional.

O LabVIEW[®] (acrônimo para *Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench*) é uma linguagem de programação gráfica originária da National Instruments. Os blocos de funções são designados por instrumentos virtuais. Isto é assim porque, em princípio,

cada programa pode ser usado como sub-programa por qualquer outro, ou pode, simplesmente, ser executado isoladamente.

O painel frontal do LabVIEW[®] é um meio prático para se construir programas com uma boa interface gráfica. Não há a necessidade de escrever qualquer linha de código. A apresentação gráfica dos processos aumenta a facilidade de leitura e de utilização. Uma grande vantagem em relação às linguagens baseadas em texto é a facilidade com que se criam componentes que são executados paralelamente. Assim como acontece nas outras linguagens de programação, em projetos de grande dimensão é muito importante planejar a sua estrutura desde o início.

O ponto de partida desta modelagem é o que se pode chamar demonstrativo regulatório de uma empresa. O mesmo consiste em uma árvore de fluxos econômicos construída, combinando informações da empresa para o regulador com valores arbitrados por este último, visando incentivar a eficiência da operação.

Através do software TAROT-Q incorporaram-se os custos de qualidade no diagrama de fluxos monetários como uma função semelhante à das perdas técnicas, quando a empresa distribuidora tem qualidade não satisfatória, obtendo-se assim os coeficientes otimizados relacionados à dinâmica do mercado, através dos resultados financeiros reais da empresa de distribuição. De posse desses dados é possível obterem-se os valores otimizados de investimentos com o objetivo de se alcançar as metas de continuidade.

6.2. Como a ANEEL Calcula a Tarifa de Distribuição

As empresas de energia elétrica prestam um serviço delegado pela União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de uma tarifa justa, como também garantir o

equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

Os processos de Reajuste Tarifário Anual e de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica suscitam dúvidas sobre conceitos e metodologias, que a ANEEL tem se esforçado, ao longo do tempo, em traduzir e tornar acessíveis à compreensão de todos.

As empresas concessionárias de energia elétrica brasileiras fazem parte hoje de um mercado bastante competitivo. Com isso busca-se cada vez mais fornecer um produto com qualidade e sempre com o maior retorno financeiro possível. Nestas distribuidoras o que causa uma considerável queda neste faturamento tão almejado são as perdas de energia.

As perdas são constituídas por dois tipos: perdas técnicas e perdas não-técnicas (ou comerciais). As perdas técnicas são próprias dos sistemas elétricos e podem ser otimizadas, mas nunca anuladas, enquanto que as perdas não-técnicas não são faturadas pela empresa, pois são causadas pelas fraudes de energia, erros de medição, etc.. Para essas busca-se a minimização.

Com relação às metodologias para determinação das perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, verifica-se uma grande variação nos processos adotados. Nos sistemas de distribuição, a grande maioria das empresas distribuidoras utiliza para a estimativa das perdas, procedimentos como gerência de redes, fluxo de potência, processos estatísticos, modelos geométricos, etc. [30].

A opção entre um processo mais elaborado e uma metodologia simplificada depende tanto dos dados disponíveis como do objetivo proposto. As metodologias simplificadas (processos estatísticos, modelos geométricos, etc.) requerem um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma rápida, no entanto tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global, que é o intuito na utilização do modelo TAROT-Q.

Quanto aos custos, A ANEEL divide-os, metodologicamente, em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A primeira representa os custos não gerenciáveis da empresa, ou seja,

aqueles que não dependem da sua operação. A segunda parcela representa os custos gerenciáveis da empresa e devem abranger os custos operacionais e a remuneração do capital do investidor.

Para se calcular a Parcela A, determinam-se os custos de compra de energia, os encargos tarifários e os custos de transmissão. Já a Parcela B é calculada pela definição de custos operacionais eficientes a partir da construção de uma empresa de referência e pela determinação da remuneração justa do capital investido a partir da definição da base de remuneração e do custo de capital.

Nesse ponto, é importante ressaltar que o processo de definição de cada componente da Parcela B é feito através de critérios técnicos desenvolvidos pelo ente regulador, com o intuito de garantir a solidez metodológica de todo o processo a partir de um cálculo aprofundado de cada um desses componentes (custos operacionais e custo de capital).

6.2.1. Cálculo da Tarifa sem Tratar da Continuidade.

Sabe-se que a regulação de um monopólio natural pode ser implementada segundo metodologias diversas. No Brasil, a ANEEL emprega uma técnica de *price-cap* que se assemelha à regulação por incentivos. Assim, a regulação baseia-se na demonstração financeira da empresa em função dos valores de mercado dos fluxos monetários, reais ou virtuais, que ocorrem ao longo do exercício. Trata-se de um enfoque que vem sendo preferido por um número crescente de corporações nos últimos tempos e que tem sido popularizado mundialmente pela empresa Stern & Stewart.

Atualmente a ANEEL não leva em conta a variação da qualidade de energia na demonstração financeira no que diz respeito à possível variação do bem-estar social. Sabe-se que a imperfeição no produto energia fornecida ao consumidor é manifestada por uma insatisfação refletida em uma menor propensão a pagar por um produto não perfeito. Assim, a agência reguladora do setor elétrico quantifica os distúrbios através de indicadores cujo valor aumenta com a perda na qualidade da energia experimentada pelo consumidor. Imperfeições,

consequentemente custos, são incorporados ao modelo através de um valor Custo de qualidade, representando a menor propensão a pagar (WTPo) do consumidor.

Com o intuito de exemplificar estes conceitos, serão utilizados os dados técnico-financeiros da Companhia Energética Do Ceará (COELCE) para obter a demonstração financeira de 2007 [31].

A COELCE distribui energia a todos os 184 municípios do Estado do Ceará, na Região Nordeste do Brasil, atendendo uma população de mais de 8 milhões de habitantes, em um território de 149 mil quilômetros quadrados. A concessão para distribuição de energia elétrica no Estado foi obtida pelo prazo de 30 anos, contados a partir de 1998, ano em que a empresa foi privatizada.

De posse dos parâmetros de consumo de energia distribuída aos clientes da empresa concessionária, a ANEEL obtém o valor total da energia a ser vendida através da solução onde a receita se iguala aos custos eficientes. Estes custos englobam os referentes às perdas técnicas e custos operacionais, bem como à depreciação, impostos e à remuneração do capital investido. Através da Tabela 17 apresentam-se estes valores:

Tabela 17 – Valores financeiros da COELCE de acordo com a Revisão Tarifária de 2007 – modelo sem parâmetros de qualidade.

Dados Econômicos	
Propensão a pagar [mi R\$]	1632
Custos Operacionais [mi R\$]	1216
Perdas Técnicas [mi R\$]	128
Investimento da Rede [mi R\$]	1152
Depreciação [mi R\$]	115,2
Remuneração do Capital (r_w)	0,099
Impostos (t)	0,34
Elasticidade Demanda-Preço	0,055
Energia distribuída [TWh]	6,4

A Figura 16 retrata o fluxo financeiro da solução receita-consumo, para os dados apresentados. É importante frisar aqui que esta solução não está focada na maximização do bem-estar social e sim no equilíbrio financeiro da concessionária, mantendo seu valor agregado nulo e cobrindo todos os custos referentes ao fornecimento. Assim, tem-se a tarifa de distribuição para a COELCE fixada em R\$ 255,00 por MWh.

Caso fosse adotada uma postura voltada para a maximização do EWA, ter-se-ia uma tarifa fixada em R\$ 250,00 por MWh, como apresenta a demonstração financeira da Figura 17. Neste caso, os investimentos na rede de distribuição poderiam ser reduzidos para 768,93 milhões de reais (um decréscimo em torno de 33%). Isso mostra que os investimentos neste setor estão sobredimensionados, como já constatado no período da revisão de 2007. O novo ponto de equilíbrio se dará para uma venda de energia de 6,4079 TWh.

Este sobredimensionamento garante uma maior despreocupação com problemas referentes às perdas de energia, bem como aumentam a remuneração absoluta de capital. Porém, esta abordagem não vai de encontro com a maximização do bem social, onde, no ponto de equilíbrio, é possível ter uma redução de praticamente 2% na tarifa e ainda assim aumentar o valor agregado ao consumidor.

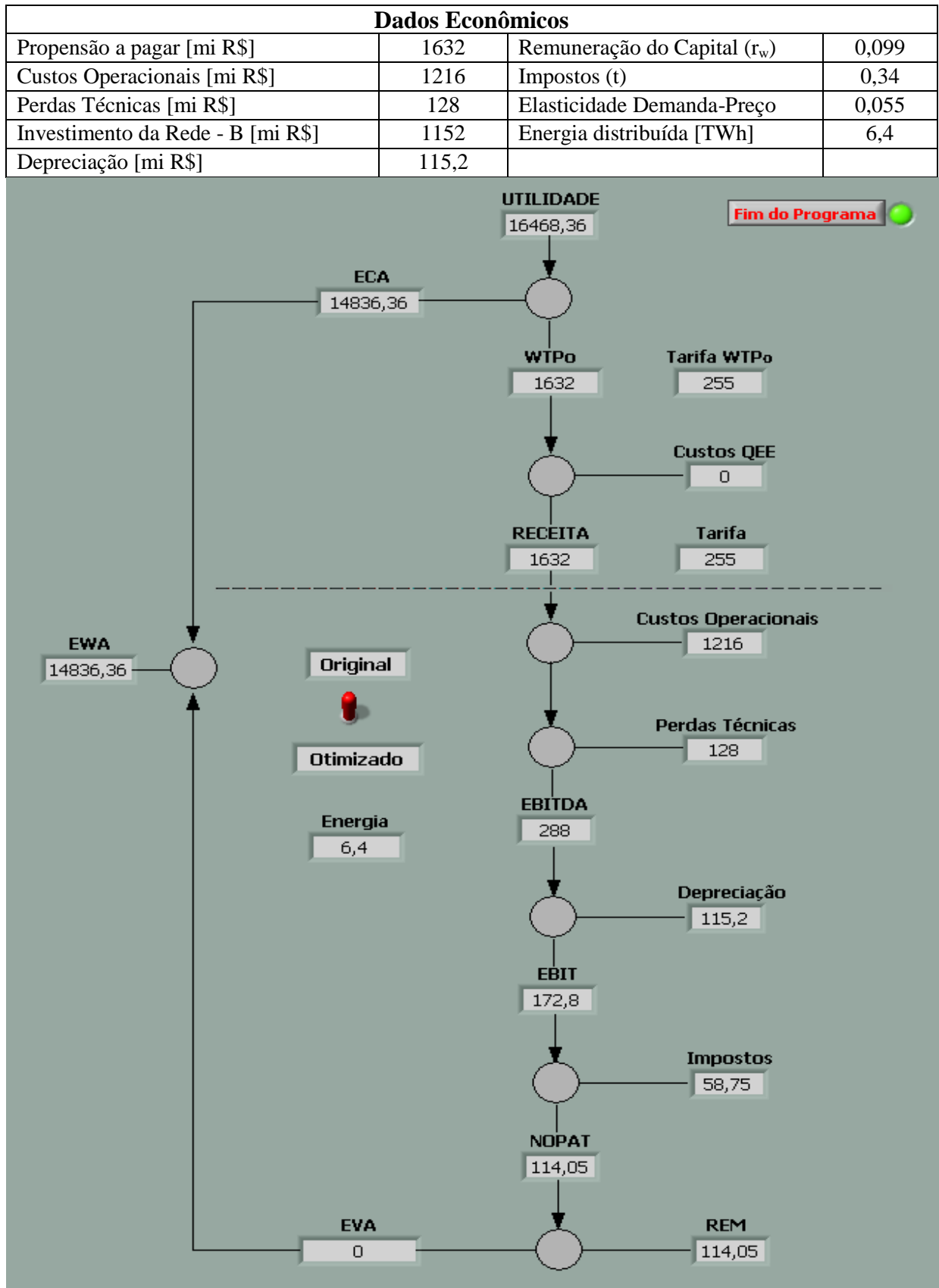


Figura 16 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – dados da revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.

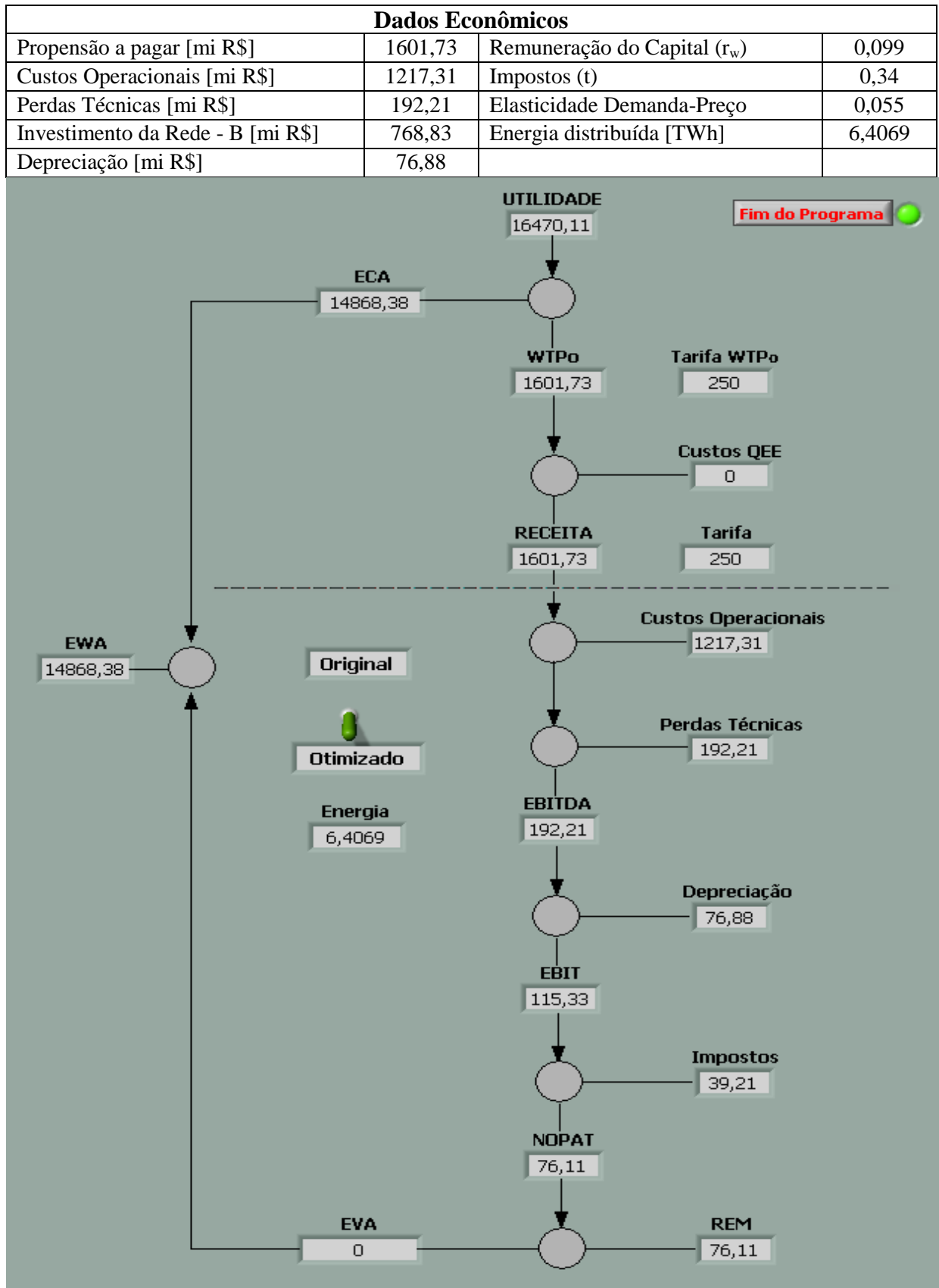


Figura 17 – Diagrama de fluxos monetários otimizados da COELCE – dados da revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia

6.3. Proposta para Cálculo da Tarifa Levando em Conta a Continuidade.

A continuidade deve ser retratada, na demonstração financeira, como um custo que o consumidor é obrigado a arcar em vista do nível de investimento em qualidade aplicado pela concessionária. Este custo afeta diretamente a propensão a pagar do consumidor, fazendo com que a Receita da empresa seja substancialmente diminuída, dependendo do custo atribuído às falhas na qualidade:

$$WTP_o - \frac{qE}{Q} = R \quad (76)$$

Os custos de qualidade Cq podem ainda ser representados como a energia não fornecida (ENF) para o consumidor, que neste caso recebe uma tarifa própria, denominada de tarifa de indisponibilidade (Tu). A energia não fornecida será representada aqui como uma fração anual do fornecimento total, utilizando-se como parâmetro a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC). Sendo assim:

$$Cq = \frac{qE}{Q} = \frac{DEC}{8760} \times E \times Tu \quad (77)$$

O órgão regulador deve então incorporar o valor do investimento em qualidade como um investimento que faz parte do processo regulatório da tarifa de energia final, fazendo com que o investimento de capital de terceiros nessa área seja devidamente remunerado. Essa visão vem sendo discutida apenas recentemente, pois houve um grande apelo por parte das concessionárias para que valores como os investimentos em automação do sistema fossem inseridos no cálculo da tarifa final. Tais investimentos reduzem o valor dos índices de continuidade do sistema de distribuição e não há razão técnica para não incluí-los no processo de obtenção da tarifa.

Cabe ao órgão regulador intervir para que o paradigma regulatório seja aplicado coerentemente com a inserção da qualidade no modelo. A concessionária deve garantir que o consumidor tenha que arcar com um nível de custos que não influa de maneira exagerada em

sua propensão a pagar. Em contrapartida, a concessionária deve ter reconhecidos os investimentos aplicados neste setor.

Voltando ao caso particular da COELCE, dado que ANEEL não tratava a qualidade de maneira coerente à sua própria doutrina nem levava em conta a elasticidade do agregado consumidor, foi preciso estimar alguns parâmetros relativos aos investimentos em melhoria da continuidade efetuados pela COELCE. Assim, estes parâmetros foram incorporados e estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Valores financeiros da COELCE – atribuindo parâmetros de qualidade.

Dados Econômicos	
Propensão a pagar [mi R\$]	1736
Custos Operacionais [mi R\$]	1216
Perdas Técnicas [mi R\$]	128
Investimento da Rede [mi R\$]	1152
Depreciação [mi R\$]	115,2
Custos com Qualidade [mi R\$]	72
Investimento em Qualidade [mi R\$]	128
Remuneração do Capital (r_w)	0,099
Impostos (t)	0,34
Elasticidade Demanda-Preço	0,055
DEC _{meta} [h]	25,25
Energia distribuída [TWh]	6,4

Desta forma, do diagrama da Figura 18, tem-se o ponto de partida para esta demonstração, consistindo nos valores (declarados e/ou arbitrados) correspondentes à empresa COELCE por ocasião da revisão tarifária efetuada pela ANEEL em julho de 2007.

Dados Econômicos			
Propensão a pagar [mi R\$]	1736	Investimento em Qualidade (Q) [mi R\$]	128
Custos Operacionais [mi R\$]	1216	Remuneração do Capital (r_w)	0,099
Perdas Técnicas [mi R\$]	128	Impostos (t)	0,34
Investimento da Rede (B) [mi R\$]	1152	Elasticidade Demanda-Preço	0,055
Depreciação [mi R\$]	128	DEC _{meta} [h]	25,25
Custos com Qualidade [mi R\$]	72	Energia distribuída [TWh]	6,4

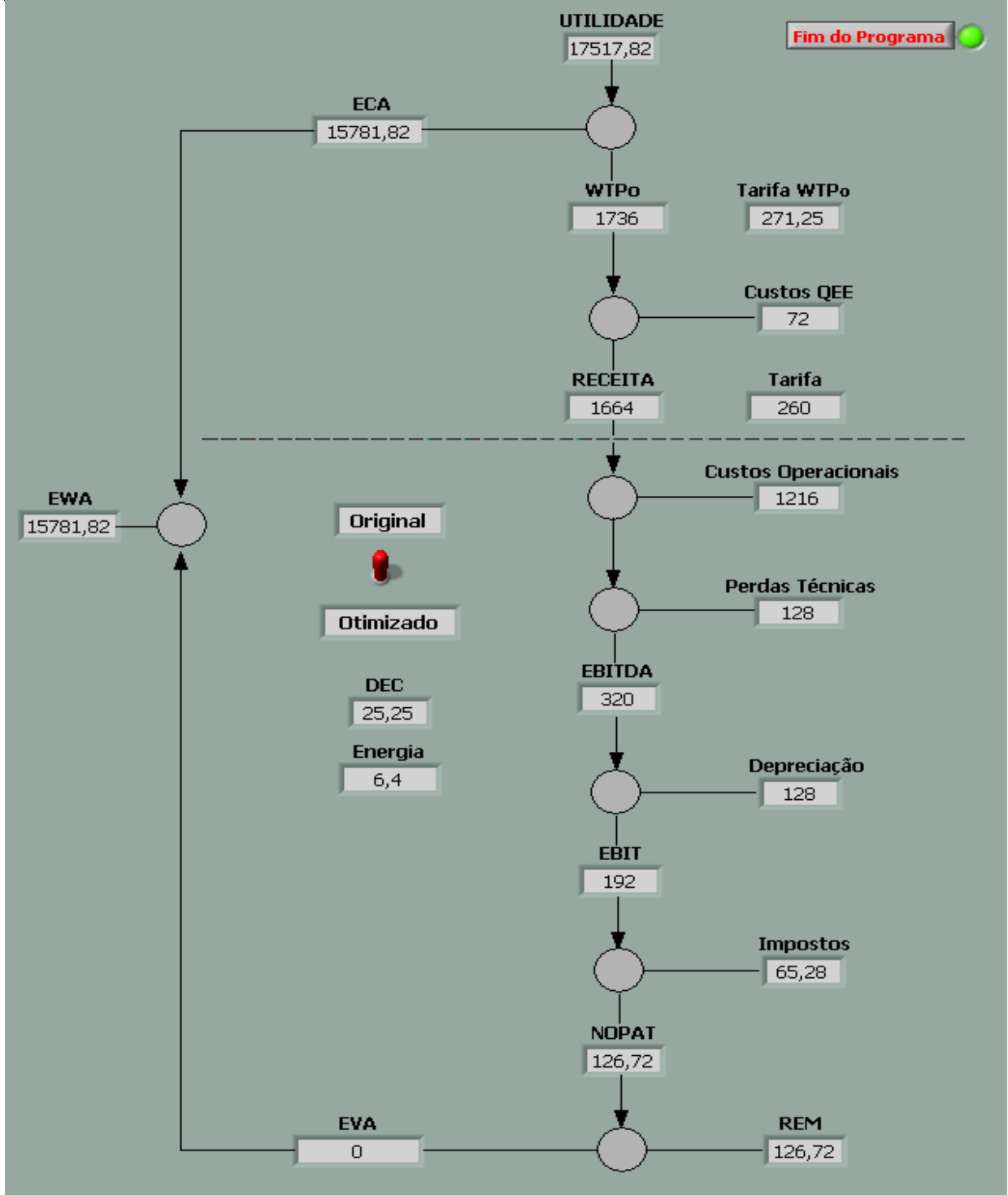


Figura 18 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – dados da revisão tarifária levando em conta a continuidade do fornecimento de energia através do indicador DEC_{meta}.

A tarifa de distribuição neste caso é de R\$ 260,00 por MWh e mais uma vez é preciso atentar que este diagrama retrata tão somente a demonstração financeira que cobre todos os custos de distribuição e remunera o capital investido, não visando o máximo valor para o consumidor.

Visando à meta ideal, indica-se Cq^* como um novo montante ótimo de capital destinado a gastos em qualidade, isso sempre que B^* e Q^* são ótimos. Assim, se DEC denota o valor do índice na situação existente, a meta ideal DEC* será dada como:

$$DEC^* = \frac{Cq^*}{Cq} \times DEC \quad (78)$$

ou ainda, em termos da energia e do investimento em qualidade, tem-se:

$$DEC^* = \frac{E^*}{E} \times \frac{Q}{Q^*} \times DEC \quad (79)$$

Como mostrado no diagrama de fluxos monetários da Figura 19, o investimento na melhoria de qualidade deverá ser majorado a fim de garantir que os custos otimizados com a qualidade se mantenham em 48,03 milhões de reais. Isto representa uma diminuição da duração equivalente de interrupção para um valor de 16,84 horas. Esse cenário da qualidade mostra, ao contrário do apresentado para os investimentos na rede, um subinvestimento em Q. Assim sendo, a Tabela 19 dispõe os valores de investimento ótimos para a maximização de EWA, bem como o novo ponto de equilíbrio para a energia a ser distribuída.

Tabela 19 – Valores Otimizados com a inserção do modelo de qualidade

Valores Econômicos Otimizados	
Investimento da Rede [mi R\$]	768,98
Investimento em Qualidade [mi R\$]	192,12
Energia distribuída [TWh]	6,4081
Tarifa [R\$/MWh]	257,5

Dados Econômicos			
Propensão a pagar [mi R\$]	1698,09	Investimento em Qualidade (Q) [mi R\$]	192,12
Custos Operacionais [mi R\$]	1217,54	Remuneração do Capital (r_w)	0,099
Perdas Técnicas [mi R\$]	192,24	Impostos (t)	0,34
Investimento da Rede (B) [mi R\$]	768,98	Elasticidade Demanda-Preço	0,055
Depreciação [mi R\$]	96,11	DEC _{meta} [h]	16,84
Custos com Qualidade [mi R\$]	48,03	Energia distribuída [TWh]	6,4081

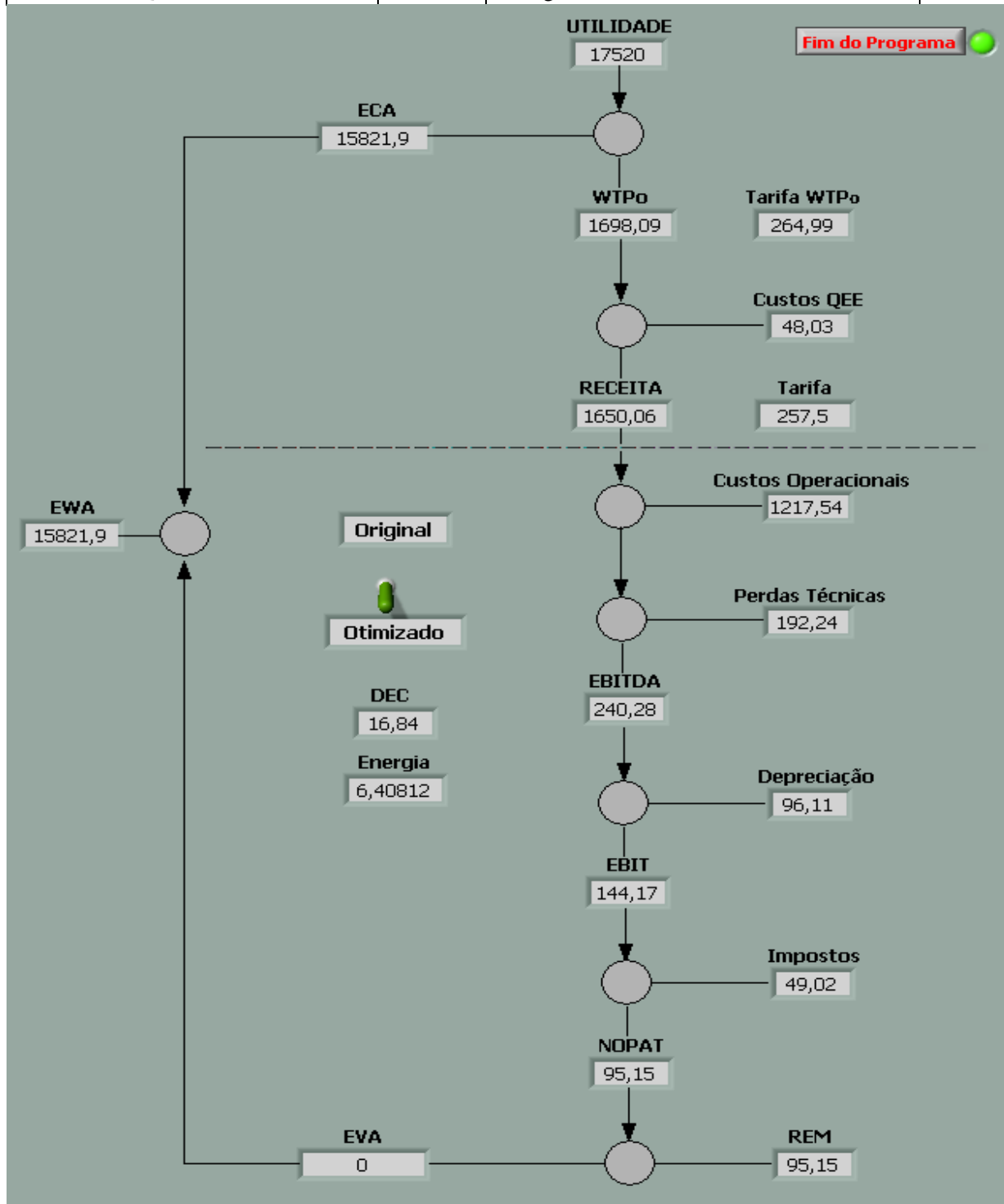


Figura 19 – Diagrama de fluxos monetários otimizados da COELCE – dados da revisão tarifária levando em conta a continuidade do fornecimento de energia através do indicador DEC_{meta}.

6.4. Conceito de Compensação ao Consumidor

A ANEEL utiliza os índices DEC (Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora) para regular a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica. Para medir a compensação ao consumidor, a agência verificará em quanto os limites desses índices foram ultrapassados.

A devolução faz parte da nova regra de compensação ao consumidor por eventuais cortes de energia estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica para ocorrer a partir de 2010. Até 2009, as distribuidoras pagavam uma multa quando excediam a meta prevista pela ANEEL como aceitável para este tipo de ocorrência. O pagamento neste caso ia para um fundo de compensação ao consumidor gerenciado pela agência.

Agora, a reguladora determina que a distribuidora devolva o dinheiro na conta do consumidor. O cálculo é feito com base na energia que o cliente deixou de consumir durante o período de interrupção. O valor é equivalente a 15 vezes o que ele pagaria se tivesse consumido esta quantidade. O impacto da nova medida é consideravelmente maior do que na fórmula antiga de compensação.

A compensação para o consumidor pode também ser entendida como o excedente nos custos de qualidade com relação à meta estabelecida pela agência reguladora. Partindo-se da equação (77) tem-se [25]:

$$\frac{DEC - DEC_{meta}}{8760} \times Tu \times E = Cq - Cq_{meta} \quad (80)$$

Para tornar claro o entendimento da nova forma de compensação, far-se-á um exemplo onde, teoricamente, a concessionária tomada como base no exemplo anterior deseje reduzir seus investimentos para a manutenção da qualidade pela metade. Isso significará onerar o consumidor, que passará a contar com um maior número de interrupções no sistema. Em contrapartida, a empresa concessionária terá um aumento considerável em seu valor.

Como, por efeito de regulação da ANEEL na revisão tarifária, as concessionárias devem manter fixa a tarifa no mesmo valor para qualquer nível de investimento de qualidade, uma redução do mesmo implica que uma quantidade menor de energia deverá ser distribuída na área de concessão.

$$R = WTP_o - \frac{qE}{Q} \quad (81)$$

Utilizando-se o modelo de propensão a pagar do consumidor — neste caso como o próprio modelo de receita definido pela equação (15) — tem-se para esta condição:

$$R = aE - bE^2 - \frac{qE}{Q} \quad (82)$$

Com a divisão de ambos os membros da equação pela energia é possível encontrar a tarifa em função de três parcelas: a primeira é uma parcela constante, a segunda dependente da energia e finalmente a última dependente apenas do nível de investimento da qualidade. Assim:

$$T = a - bE - \frac{q}{Q} \quad (83)$$

Finalmente, a relação entre a energia distribuída e os investimentos em qualidade fica definida por:

$$E = \frac{a - T - q/Q}{b} \quad (84)$$

Assim sendo, para o caso onde os investimentos em Q são cortados pela metade na COELCE, haverá uma redução da energia fornecida para 6,385 TWh. Esta redução acarretará em um aumento da propensão a pagar do consumidor pelo simples fato de ter havido uma diminuição na oferta do produto energia, ocasionando uma maior procura pelo mesmo, o que fará com que o valor econômico agregado do consumidor sofra um decréscimo de 71,92

milhões de reais. Também ocasionará uma diminuição dos custos com as perdas técnicas e os custos operacionais, bem como na depreciação e remuneração do capital.

Como apresentado na Figura 20, apesar de uma diminuição nos investimentos em Q pela metade ter dobrado o valor de DEC e, com isso, praticamente dobrado os custos devido às falhas na qualidade, a própria condição regulatória imposta pela ANEEL acaba por compensar este aumento pelo fato de manter a tarifa de distribuição constante. O aumento dos custos em Cq torna-se menor que a composição dos demais custos no diagrama de fluxos monetários e acaba por acarretar um aumento do valor econômico da empresa em 10,27 milhões de reais. Porém, como o valor agregado ao consumidor sofre um decréscimo significativamente maior que o aumento do EVA, o valor do bem-estar social — soma de ambos — sofrerá uma diminuição de 61,65 milhões de reais. Esta é uma condição visivelmente satisfatória para a empresa concessionária tão somente.

Na compensação proposta, a concessionária deverá considerar o valor excedente de Cq como sendo um custo adicional que será subtraído de seu lucro bruto (antes de se descontar a depreciação dos ativos, os impostos e a remuneração do capital investido), como mostrado na Figura 21. Sendo assim, a COELCE deverá remeter o valor de 71,67 milhões para os consumidores como forma de compensação pela qualidade deficitária (abaixo da meta regulatória) no fornecimento. Então, terá seu valor econômico reduzido significativamente para -R\$37,03 milhões.

Logo, caso a concessionária opte por não investir adequadamente em qualidade conforme estipulam as metas de continuidade impostas pelo órgão regulador, estará destruindo o valor da empresa. Portanto, esta concepção na forma de compensar o consumidor visa manter o paradigma regulatório, forçando a empresa a manter o nível de investimento centrado na meta, garantindo assim a maximização do valor social.

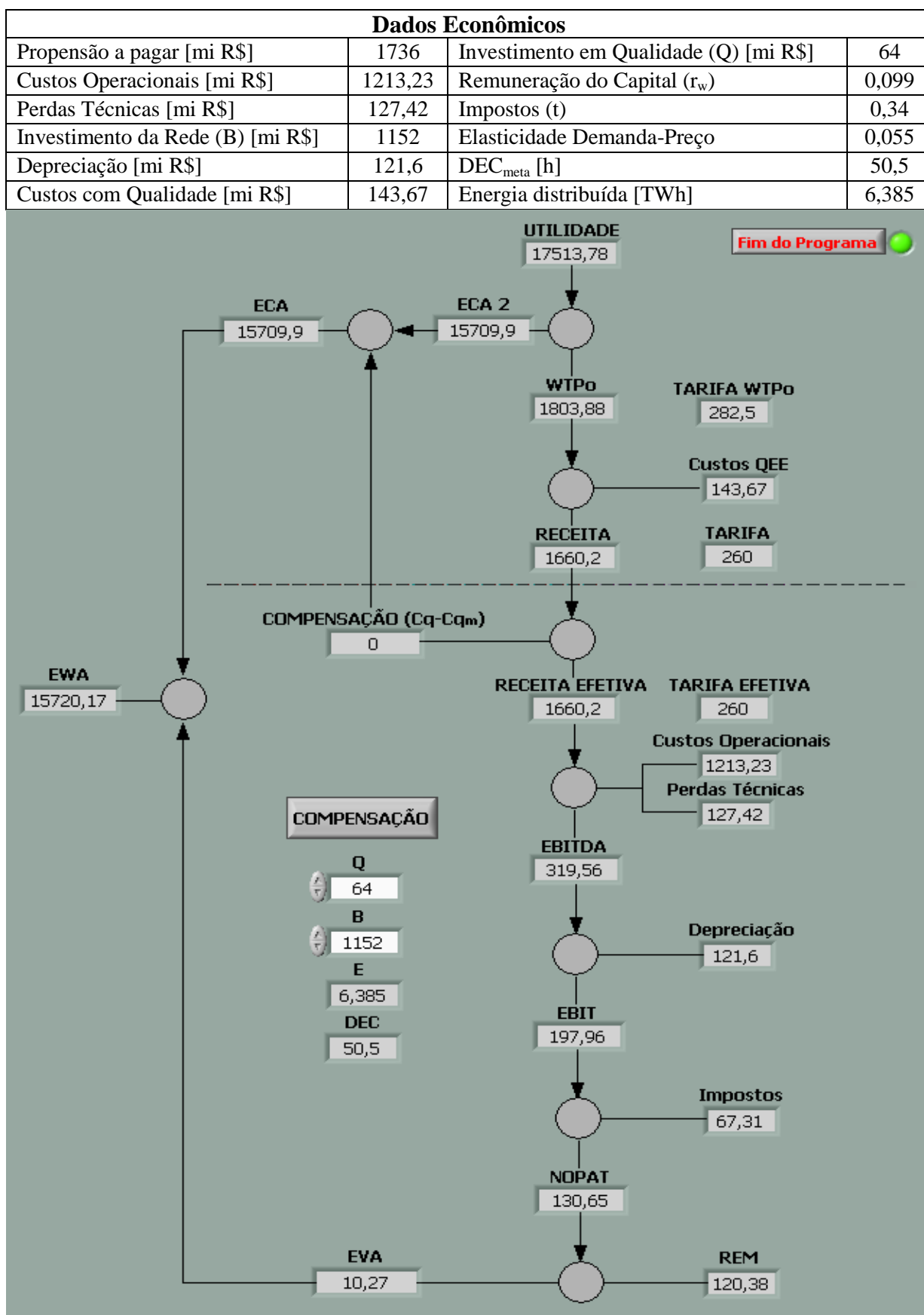


Figura 20 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – Subinvestimento na qualidade da energia ($DEC > DEC_{meta}$). Sem haver a compensação ao consumidor

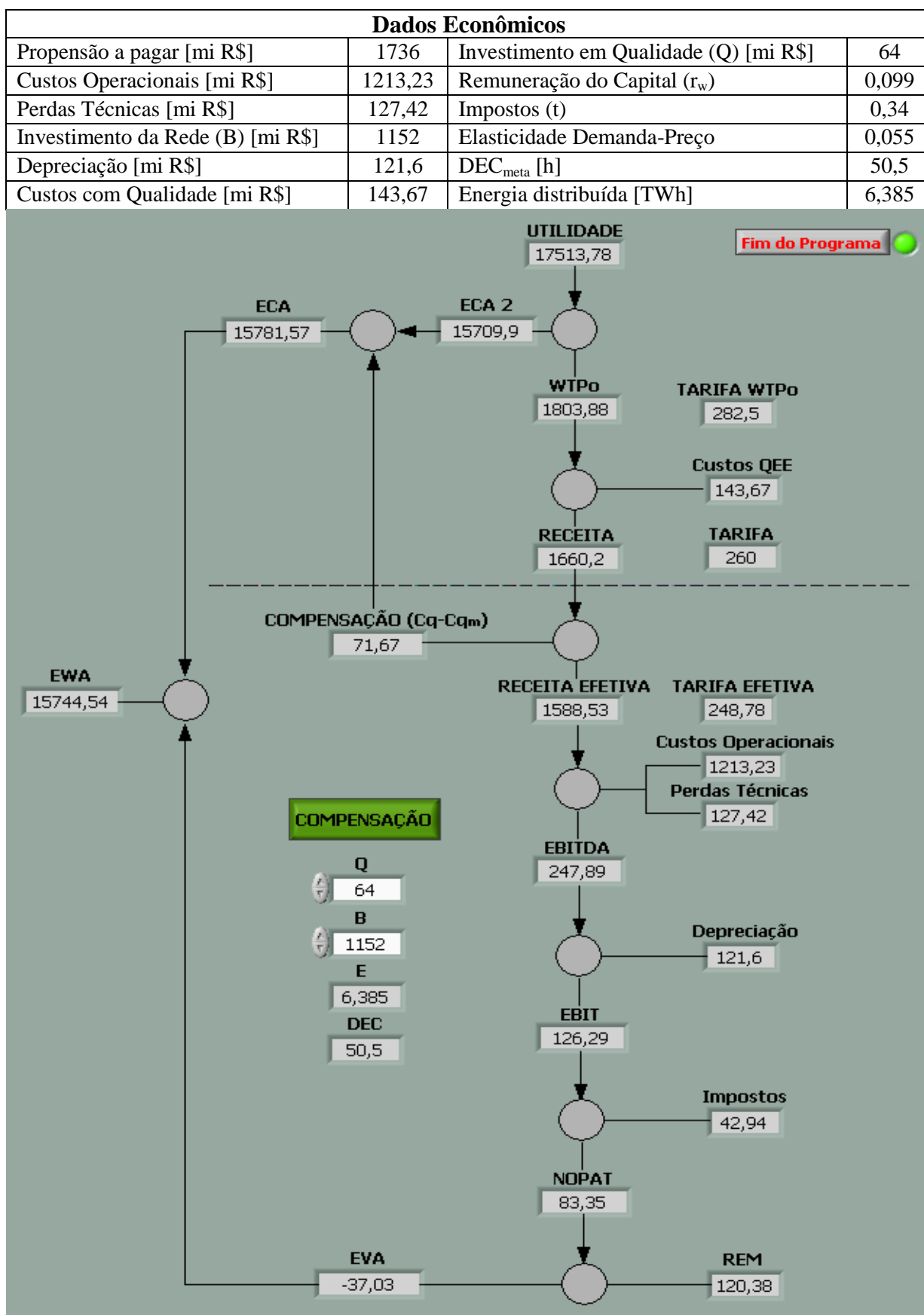


Figura 21 – Diagrama de fluxos monetários da COELCE – Subinvestimento na qualidade da energia ($DEC > DEC_{meta}$). Incluindo a compensação ao consumidor

7. Conclusões e Recomendações para Futuros Trabalhos

7.1. Conclusões

Este trabalho propõe duas metodologias com o objetivo de aprimorar os estudos referentes à continuidade da energia elétrica. A primeira retrata, utilizando um ferramental estatístico, uma proposta de como melhor obter os índices-meta individuais de continuidade para as concessionárias, aplicando-se um modelo de otimização (*Benchmark*). A segunda aborda a inserção da qualidade da energia elétrica através de um modelo de mercado que relaciona os custos de qualidade com a energia não fornecida ao consumidor, o qual possui relação direta com a duração equivalente do consumidor (DEC). Com este modelo é possível obter a tarifa de energia para uma concessionária e incorporar o conceito de compensação ao consumidor de forma didática.

Buscou-se analisar o Estado da Arte relativo à regulação da qualidade sobre o aspecto de continuidade no Brasil. Pode-se observar que os aspectos referentes à continuidade no setor elétrico brasileiro encontram-se disciplinados desde 1978, o que demonstra sua relevância para aferição da qualidade do serviço prestado. Houve ênfase para os aspectos relacionados com a Resolução 024/2000, por ser este o instrumento legal que disciplina o assunto, bem como para o PRODIST. Ambos os atos são de grande relevância para o Setor Elétrico Brasileiro e para a qualidade da energia elétrica em particular, instituindo procedimentos, metodologias e limites para diversos eventos associados à qualidade da energia elétrica,

As áreas de Regulação vêm realizando um grande trabalho de aprimoramento de regulamentos que estavam desatualizados devido ao longo período em que estiveram em vigor. Existe a expectativa de revogar todas as resoluções específicas relativas à continuidade do serviço por concessionária, ficando os documentos do PRODIST revisados como única referência. Assim, espera-se que haja a consolidação do tratamento da continuidade em todo o território nacional.

Houve a preocupação em se conceituar o leitor sobre o processo de regulamentação do sistema elétrico brasileiro, que foi influenciado pelas experiências internacionais, como por exemplo, a garantia do livre acesso à rede básica de transmissão através da criação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), ao qual foi delegado o direito de coordenar o uso das redes de transmissão. Ainda, de maneira breve buscou-se tratar sobre o Modelo de Empresa de referência como forma de assegurar a total coerência entre o enfoque que se adote para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição e a determinação do que se considera “custos operacionais eficientes” associados a essa prestação.

Trazendo as bases e fundamentos microeconômicos por traz do desenvolvimento do modelo TAROT e TARPT-Q, mostra-se uma maneira de se incorporar o efeito econômico das imperfeições sobre o desempenho econômico-financeiro da empresa. Também se define a obtenção da meta ideal de continuidade por otimização dos investimentos na melhoria dos índices de continuidade, permitindo a eficiência na operação de uma concessionária utilizando a estrutura de custo da empresa de referência. Na prática, é preciso ter em vista que a estrutura de custos é bem mais complexa e está relacionada, no âmbito dos investimentos, com o custo de um elenco de “obras de melhoria”. Cada obra, por sua vez, afeta mais de um dos componentes da estrutura de custos.

Quanto à primeira proposta, referida no início deste capítulo, discutiu-se um possível cálculo das metas dos índices de continuidade individuais através de uma metodologia fundamentada em um ferramental estatístico, que objetiva atender às necessidades por melhoria contínua de qualidade requerida pelos consumidores e gerar o estímulo adequado para investimentos pelas concessionárias. Parte-se do princípio de que as metas podem ser obtidas através de um percentual das melhores metas das empresas cujos índices estejam situados de acordo com atributos predefinidos pelo órgão regulador.

Um grande empecilho para a utilização da nova metodologia está na dificuldade de obtenção dos dados junto às empresas concessionárias, já que a divulgação de dados dessa natureza implica na exposição da situação da empresa no período em que os dados foram adquiridos. Estudos futuros poderão conduzir a dados mais consistentes, tomando-se os dados das 64 concessionárias brasileiras, para que a nova metodologia possa ser empregada para

obtenção de metas mais condizentes com as exigências que o setor elétrico demanda atualmente.

Quanto à segunda proposta, procurou-se representar, inicialmente a aplicação do modelo TAROT-Q para a Empresa concessionária COELSE, utilizando-se dos dados constantes de sua revisão tarifária em 2007, para posteriormente inserir os custos adicionais de qualidade estimados. Em ambos os casos, efetuou-se o estudo de otimização dos custos a fim de comparar os valores onde se obtém a maximização do valor Social com os valores estabelecidos pela agência reguladora (valores meta). Posteriormente, para o caso onde se insere os investimentos e custos de qualidade, desenvolveu-se uma maneira de compensar os consumidores diretamente em seu valor agregado (ECA), quando os valores respectivos estivessem abaixo dos valores regulatórios

Observou-se, no caso da empresa COELCE utilizada como exemplo, que há um sobre investimento na escala da rede. Entretanto, no aspecto qualidade a empresa não tem investido o necessário para atingir a situação ótima. Esta parece ser a regra no que tange as empresas brasileiras de distribuição, uma vez que investimentos na rede são facilmente reconhecidos e incorporados no cálculo tarifário, ao contrário de investimentos que garantam diminuição dos custos devido à deficiência da qualidade da energia.

A metodologia de compensação direta ao consumidor garante que os investimentos na qualidade da energia não sejam efetuados abaixo dos valores que garantam a meta de continuidade imposta pela agência reguladora, conquanto este valor meta de investimento esteja abaixo do valor ótimo definido por Q^* , pela equação (36). O valor da compensação garante um valor adicionado ao consumidor tendendo ao que se obteria com os valores meta, ao mesmo tempo em que reduz substancialmente o valor da receita efetiva da concessionária. A pequena variação de ECA, com relação ao valor ECA_{meta} dá-se tão somente devido a variação na energia a ser vendida (dada pela equação (84)), que reduzirá para que a tarifa regulatória seja mantida.

O modelo TAROT-Q proposto permite também atingir o ponto ótimo através do software de planejamento, que seja capaz de simular os efeitos econômicos totais de cada obra de melhoria (influido em um ou mais componentes do diagrama de fluxos monetários), como é o caso do SISPAI® (Sistema Integrado de Planejamento Agregado de Investimentos

na Expansão dos Sistemas de Distribuição). Porém, apesar da implementação do modelo exigir um baixíssimo esforço computacional, seus resultados são qualitativos, proporcionando uma visão macro da situação referente à revisão tarifária da concessionária, podendo-se estimar a tarifa regulatória bem como o valor agregado à concessionária frente ao investimento adotado ou à obsolescência do sistema, caso haja.

A grande dificuldade do sistema de regulação tarifária de empresas de distribuição de energia elétrica é chegar a um acordo entre o que é melhor para a sociedade e para os investidores.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica enfrentam atualmente grandes desafios. As mesmas devem buscar incessantemente a eficiência, mas algumas concessionárias encontram grandes dificuldades que vão da inércia e acomodação naturais pela falta de concorrência no segmento de distribuição aliadas com ingerências políticas em sua gestão a dificuldades na incorporação de seus investimentos em qualidade na base de cálculos tarifários pela concessionária. Exemplo disso são investimentos em automação do sistema e inclusão de postos de atendimento para diminuir os índices de continuidade. Sendo assim, cabe ao órgão regulador, neste novo cenário, estabelecer e consolidar as regras a serem aplicadas, traçando diretrizes mínimas a serem perseguidas pelas concessionárias, motivando-as a investir cada vez mais em suas redes de forma a garantir a qualidade final aos consumidores com uma tarifa adequada.

O tema objeto desta dissertação alinha-se a esta idéia buscando viabilizar a comparação da concessionária e a empresa de referência. Naturalmente, sendo este, um tema novo para o setor elétrico, a implantação das idéias aqui apresentadas requer uma criteriosa avaliação pelo órgão regulador e pelas empresas distribuidoras.

7.2. Recomendações para futuros trabalhos

As pesquisas conduzidas não esgotam as questões associadas ao tema regulatório. Esta dissertação acrescenta um novo elemento teórico ao desenvolver um modelo que contemple a necessidade de adequação entre características técnicas e os resultados financeiros resultantes, de sorte a englobar a qualidade da energia, propiciando uma compensação adequada

diretamente ao consumidor quando esta qualidade se encontrar a níveis abaixo dos estipulados na meta.

Por outro lado, este trabalho abre caminho para estudos adicionais, envolvendo a incorporação de outros fenômenos relacionados com a deficiência da qualidade da energia como oscilações de tensão, desequilíbrios e distorções harmônicas, bem como os possíveis efeitos da variação do fator de potência na rede.

Outra implementação importante seria incorporar um teste de sensibilidade paramétrica e por cenários, o que permitirá o estudo de algumas questões importantes em regulação: Análise de risco, assimetrias de informação e teoria de incentivos. Assim, será possível ter uma medida da pior possibilidade esperada no horizonte de tempo do investimento em questão. Este valor é importante para sinalizar aos investidores e ao governo, a viabilidade do valor da tarifa que foi dada pelo TAROT-Q.

APÊNDICE 1 – Estimativa dos Parâmetros de Avidéz (a) e Saciedade (b) do Consumidor

Considerando-se a equação de demanda envolvendo T e E, onde T é o preço para o qual a quantidade de energia E é demanda àquele preço. Se a equação de demanda for explicitada em E, obtém-se a função de demanda D dada por:

$$E = D(T) \quad (85)$$

Sabe-se que T é um número real não negativo e que a função de demanda é contínua. Assim, Se a tarifa T sofre uma variação ΔT isto implica numa variação na demanda de ΔD . As variações relativas à tarifa e da demanda expressam-se respectivamente por $\Delta T/T$, $\Delta D/D$. A variação relativa média em D (quantidade demandada) por unidade de variação relativa em T (tarifa) é dada por:

$$\frac{\Delta E}{E} \div \frac{\Delta T}{T} \quad \text{ou} \quad \frac{T}{E} \times \frac{\Delta E}{\Delta T} \quad (86)$$

Mas:

$$\Delta E = D(T + \Delta T) - D(T) \quad (87)$$

O que leva a:

$$\frac{T}{E} \times \frac{\Delta E}{\Delta T} = \frac{T}{E} \times \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} \quad (88)$$

Fazendo o limite da expressão acima quando ΔT tende a zero:

$$\lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{T}{E} \times \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = \frac{T}{E} \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} \quad (89)$$

Porém:

$$\lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = D'(T) = \frac{dE}{dT} \quad (90)$$

Logo:

$$\frac{T}{E} \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = \frac{T}{E} \times D'(T) = \frac{T}{E} \times \frac{dE}{dT} \quad (91)$$

A curva de demanda possui, por definição, declividade negativa. Logo sua derivada primeira também será negativa, e, por conseguinte, a elasticidade será menor ou igual a zero ($\varepsilon \leq 0$). Sendo assim, como os parâmetros de avidez e saciedade do consumidor devem ser positivos, será tomado o valor positivo para a elasticidade:

$$\varepsilon = -\frac{T}{E} \times \frac{dE}{dT} \quad (92)$$

Partindo-se da propensão a pagar do consumidor é possível obter a tarifa (T) dividindo aquela pela quantidade de energia E. Então vem:

$$WTP_o = aE - bE^2 \rightarrow T = a - bE \quad (93)$$

Agora é possível obter, resolvendo-se a equação (92), utilizando a (91), a Elasticidade da demanda de energia elétrica como uma função dependente dos parâmetros avidez, saciedade e energia. Sendo assim:

$$\varepsilon = -\frac{(a - bE)}{E} \left(\frac{-1}{b} \right) \rightarrow \varepsilon = \frac{a - bE}{bE} \quad (94)$$

A estimativa dos parâmetros de avidez e saciedade se dará através da solução das equações lineares compostas pelas equações (93) e (94):

$$\begin{cases} \frac{a-bE}{bE} = \varepsilon \\ aE - bE^2 = WTP_o \end{cases} \quad (95)$$

O que leva, respectivamente, aos seguintes valores para a avidez e saciedade do consumidor:

$$a = \frac{WTP_o (1 + \varepsilon)}{E \varepsilon} \quad (96)$$

$$b = \frac{WTP_o}{E^2 \varepsilon} \quad (97)$$

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kupfer, D. & Hasenclever, L. (2004). *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Editora Campus.
- [2] Contratos de concessão das empresas distribuidoras. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 17 set. 2009.
- [3] Coelho, J; “Identificação dos Indicadores Internacionais de Qualidade de Energia Elétrica”. Universidade Federal de Santa Catarina, Relatório CERME, 1999.
- [4] SNEB, Bolívia; 1994. Ley N° 1604, Ley de 21 de Diciembre de 1994.
- [5] Sullivan, M.; Vardell, T.; Noland, B.; “Interruption Cost, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No 2, May 1996.
- [6] Hassin, E. S., Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor. Dissertação Submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia – Unifei, Itajubá, 2003.
- [7] Tanure, J. E. P. S., Proposta de Procedimentos e Metodologia para Estabelecimento de Metas de Qualidade (DEC e FEC) para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Através da Análise Comparativa. Tese apresentada ao departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Engenharia – USP, São Paulo, 2004.
- [8] Portaria DNAEE nº 046/78. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 10 set. 2009.
- [9] Portaria DNAEE nº 163/93. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 10 set. 2009.
- [10] Resolução/ANEEL nº 024 de 27/01/2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 17 set. 2009.
- [11] Resolução/ANEEL nº 177 de 28/11/2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 17 set. 2009.
- [12] Resolução/ANEEL nº 345 de 31/12/2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> . Acesso em: 21 nov. 2009.

- [13] Newbery, D. M., Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities. Cambridge, Mass, The MIT Press, 2000
- [14] Armstrong, M.; Cowan, S. e Vickers, J., Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience . Cambridge, Mass., The MIT Press, 1994
- [15] Lima, J. W. M., Economia do Setor Eletro-Energético, 2006. Notas de aula. Apostila I.
- [16] Berg, Sanford & Tschirhart, John (1988). Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice. Cambridge: Cambridge University Press.
- [17] Antunes, F. M., A Institucionalização do Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro – O Caso das Distribuidoras de Energia Elétrica. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Administração de Empresas – PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2006.
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica Audiência Pública AP - nº 007/2000 da ANEEL: Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária, 2000
- [19] Ross, S. A.; Westerfield, R. W.; Jordan, B. D., Administração Financeira, oitava edição. São Paulo: Mc Graw Hill, 2008.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota técnica da ANEEL: Informações Sobre o Modelo da Empresa de Referência, 2007.
- [21] Jensen, M. C.; Meckling, W. H., “Theory of the firm: Managerial Behaviour, Agency Costs and Ownership Structure”, Journal of Financial Economics vol. 3.
- [22] Martin, J. D.; Petty J. W., “Value Based Management”, Harvard Business School Press. Boston, 2000.
- [23] Arango, H.; Abreu, J.P.G.; Bonatto, B.D.; Tahan, C.M.V.; Kagan, N; Gouvêa, M.R., “A model for electricity markets: The impact of regulation on value”, The International Conference on the European Electricity Market, Lisbon - Portugal, May 28-30, 2008.
- [24] Rocha, K., Bragança, G., Camacho, F. Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária – 2007-2009. Ipea, 2006b (Texto para Discussão, 1.174). Disponível em: <http://www.ipea.gov.br>. Acesso em: 05 dez. 2009.

- [25] Arango, H.; Abreu, J.P.G.; Bonatto, B.D.; Tahan, C.M.V.; Kagan, N; Gouvêa, M.R., “Inserindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico”, VII CBQEE, Santos-SP, Brasil, 2007.
- [26] A. Mas-Colell; Whinston, M. D.; Green, J. R., “Microeconomic Theory”. Oxford University Press. N.Y. - OXFORD, 1995.
- [27] Arango, H. ; Abreu, J. P. G. ; Bonatto, B. D. ; Tahan, C. M. V. ; Kagan, N. ; Gouvea, M. R.. The Influence of Quality on the Creation of Economic Value in Electricity Markets., International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Bergamo, Italy, 2010.
- [28] Arango, H. Curso sobre o Mercado Elétrico: Curso Introdutório. Notas de Aula, UNIFEI, 2009
- [29] Lusvarghi, S. A. S.; Arango, H.; Bonatto, B.D.; Tahan, C.M.V., “Análise e Proposta de Processo para Determinação de Metas para os Indicadores DIC, FIC e DMIC”, VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE 2008), 02 a 05 de agosto, Blumenau – Santa Catarina - Brasil, 2009.
- [30] Oliveira, M. E., Padilha-Feltrin, A., Oliveira, S. A., Camargo, D. B., Candian, F. J., Pereira, M. A. – “Metodologia para Calcular Indicadores de Perdas Técnicas na Distribuição” Congresso Internation de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, Argentina, 2006.
- [31] ANEEL, Superintendência de Regulação Econômica – SRE, “Segunda Revisão Tarifária da Companhia Energética do Ceará (COELCE)”, NT 050/2007 SRE ANEEL, 2007.