

# UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi

## Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes.

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

**Orientador:** Prof. José Wanderley Marangon Lima, Dr.

**Co-orientadores:** Prof. Héctor Arango, Dr.

Prof. Benedito Donizeti Bonatto, PhD.

**Itajubá - MG  
Julho de 2016**

# UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi**

## Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes.

Tese apresentada à banca examinadora para conferir ao autor o direito de defesa da tese para auferir o título de ***Doutor em Engenharia Elétrica***.

### **Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan - USP

Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa – USP

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona - UNIFEI

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima - UNIFEI

Prof. Dr. Hector Arango - UNIFEI

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto - UNIFEI



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

**A N E X O I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Tese: **“Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes”.**

Autor: **Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi**

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
3º	A		
4º	A		
5º	A	W	
6º	A		

**Observações:**

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

**Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.**

Resultado Médio: **Conceito:** A, ou seja, APROVADO

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 12 de julho de 2016.

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona  
3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto  
4º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Hector Arango  
5º Examinador (Coorientador) - UNIFEI

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima  
6º Examinador (Orientador) - UNIFEI



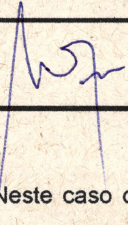


Ministério da Educação  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

## FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DA TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eu, **Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa**, 2º Examinador (por Vídeoconferência) da banca de Tese de Doutorado do aluno **Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi**, intitulada “**Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes**”, após o julgamento da Tese, atribuo o seguinte conceito:

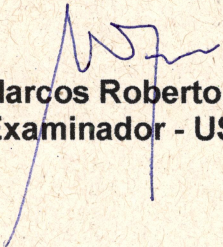
### JULGAMENTO

Examinador	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
2º	A		

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Tese.
- Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.

Autorizo o presidente da banca, Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, a assinar por mim a Ata da Defesa de Tese.

Itajubá, 12 de julho de 2016.

  
Pro. Dr. Marcos Roberto Gouvêa  
2º Examinador - USP





Ministério da Educação  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

## FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DA TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eu, **Prof. Dr. Carlos Marcio Vieira Tahan**, 1º Examinador (por Vídeoconferência) da banca de Tese de Doutorado do aluno **Sergio Augusto dos Santos Lusvarghi**, intitulada **“Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes”**, após o julgamento da Tese, atribuo o seguinte conceito:

### JULGAMENTO

Examinador	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
1º	A		

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Tese.
- Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.**

Autorizo o presidente da banca, Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, a assinar por mim a Ata da Defesa de Tese.

Itajubá, 12 de julho de 2016.

**Pro. Dr. Carlos Marcio Vieira Tahan**  
1º Examinador - USP



## **AGRADECIMENTOS**

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

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

À CAPES e à FAPEMIG pelo apoio financeiro durante o programa de doutorado.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento desta tese, em especial, meus sócios Fernando Aguiar e Alexander Faria.

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

*“Sonhe com aquilo que você quer ser,  
porque você possui apenas uma vida  
e nela só se tem uma chance  
de fazer aquilo que quer.*

*Tenha felicidade bastante para fazê-la doce.  
Dificuldades para fazê-la forte.  
Tristeza para fazê-la humana.  
E esperança suficiente para fazê-la feliz.*

*As pessoas mais felizes não têm as melhores coisas.  
Elas sabem fazer o melhor das oportunidades  
que aparecem em seus caminhos.*

*A felicidade aparece para aqueles que choram.  
Para aqueles que se machucam  
Para aqueles que buscam e tentam sempre.  
E para aqueles que reconhecem  
a importância das pessoas que passaram por suas vidas.”*

(Caiu..., 2006)



## RESUMO

Esta tese apresenta uma proposta de modelo integrando conceitos técnicos e econômicos com o objetivo de tentar acompanhar algumas das mudanças ideológicas e estruturais que se tornam possíveis com a revolução das redes elétricas inteligentes. Neste estudo trata-se da obtenção das tarifas regulatórias pela perspectiva microeconômica, através de estudos referentes à otimização dos investimentos e da minimização dos custos, bem como trata da questão de compensação ao cliente por deficiências na qualidade de fornecimento da energia, da possibilidade de bidirecionalidade no fornecimento de energia e dos efeitos do nível de renda do consumidor com o objetivo de se aumentar a inclusão social ao acesso do bem de consumo energia elétrica. Neste contexto apresentado, os consumidores devem se tornar partícipes ativos no mercado de energia, onde deve haver o desenvolvimento de um relacionamento dinâmico criando novas condições e requisitos operacionais para garantir a transformação dentro e fora do ambiente de negócios regional. Questões relacionadas aos investimentos a serem realizados e o retorno destes investimentos devem ser respondidas caso a caso, segundo a realidade regional das concessões, segundo as previsões de compartilhamento de custos com os consumidores e também totalmente relacionadas com o nível de renda do consumidor. A possibilidade da oferta de serviços e produtos para atendimento dos produtores-consumidores e ampliação do espaço de atuação das concessionárias brasileiras é uma transformação necessária para reconhecimento destas como provedoras de soluções energéticas.

**Palavras-chave** — Modelo econômico do mercado elétrico, Regulação técnico-econômica, Redes elétricas inteligentes, Qualidade da energia elétrica, Valor econômico agregado, Bem-estar Socioeconômico.

## **ABSTRACT**

*This thesis provides a proposed model integrating technical and economic concepts with the goal of trying to follow some of the ideological and structural changes that became possible with the revolution of smart grids. This study deals with obtaining the regulatory fees from a microeconomic perspective, through studies on the optimization of investments and minimization of costs, as well as the issue of customer compensation for deficiencies in the quality of the supplied energy, the possibility of bi-directionality in the energy flow and the consumer's income level effects in order to increase social inclusion and access to electricity consumption. In this presented context, consumers should become active participants in the energy market, where there should be the development of a dynamic relationship creating new conditions and operational requirements to ensure the transformation inside and outside the regional business environment. Issues related to the investments to be made and the return of these investments must be answered case by case, according to the regional reality of concessions, according to the cost-sharing forecasts with consumers and also fully related to the consumer's income level. The possibility of providing services and products to meet the needs of prosumers and expansion of the scope of action of Brazilian utilities is a necessary transformation for their recognition as providers of energy solutions.*

*Keywords — Electricity market economic model Technical-economic regulation, Smart Grids, Power quality, Economic value added, Optimization, Socioeconomic welfare.*



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo conceitual de redes inteligentes.....	28
Figura 2 - Consumo de energia elétrica no Brasil em 2012 – excluindo consumo livre.....	53
Figura 3 - Consumo de energia elétrica no Brasil em 2003 – excluindo consumo livre.....	53
Figura 4 – Princípio básico da Transação entre Produtor e Consumidor .....	59
Figura 5 – Alteração do Fluxo Financeiro em decorrência de uma nova obra ..	77
Figura 6 – Clientes Incluídos no consumo.....	83
Figura 7 – Efeitos da política de inclusão no consumo.....	84
Figura 8 – Diagrama de fluxos monetários de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.....	94
Figura 9 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.....	95
Figura 10 – Diagrama de fluxos monetários de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, levando em conta a continuidade do fornecimento de energia. ....	97
Figura 11 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, levando em conta a continuidade do fornecimento de energia.....	98
Figura 12 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, onde há o Subinvestimento na qualidade da energia (DEC > DECmeta). Sem haver a compensação ao consumidor.....	100
Figura 13 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, onde há o Subinvestimento na qualidade da energia (DEC > DECmeta). Incluindo a compensação ao consumidor.....	101
Figura 14 – Renda Crítica como função da Tarifa. ....	102
Figura 15 – Distribuição da renda do consumidor. ....	104
Figura 16 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia convencional. ....	107

Figura 17 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia bidirecional. .....	107
Figura 18 – Etapa de Doação – Mês(m). .....	109
Figura 19 – Etapa de Compensação Mês(m+u), onde $1 \leq u \leq 60$ . .....	109
Figura 20 – Fluxograma econômico para o Prosumer 1.....	110
Figura 21 – Fluxograma econômico para o Prosumer 2.....	111
Figura 22 – Paradigma da regulação das concessionárias brasileiras. ....	126
Figura 23 – Remunerações por separado, em valores nominais.....	132
Figura 24 – Remunerações por separado, em valores reais. ....	133
Figura 25 – Remunerações aglutinadas através do WACC, em valores nominais. ....	134
Figura 26 – Remunerações aglutinadas através do WACC, em valores reais. ....	135
Figura 27 – Cálculo de EBIT utilizando valores reais segundo a ANEEL, a partir de $V=0$ . ....	136
Figura 28 – Cálculo de Valor Econômico Agregado a partir do EBIT da ANEEL, remunerado segundo expectativas. ....	137

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Domínio das Redes Inteligentes .....	28
Tabela 2 – Valores financeiros de uma concessionária em decorrência de sua revisão tarifária – modelo sem parâmetros de qualidade.....	93
Tabela 3 – Valores financeiros de uma concessionária em decorrência de sua revisão tarifária – atribuindo parâmetros de qualidade .....	96
Tabela 4 – Valores Otimizados com a inserção do modelo de qualidade .....	98



## 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 <sub>O</sub>	Custos operacionais eficientes + encargos
C <sub>p</sub>	Custos associados às perdas técnicas
C <sub>q</sub>	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
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
$\beta$	Índice de correlação entre ações de concessionárias e o movimento do mercado acionário

# SUMÁRIO

<b>1. Introdução.....</b>	<b>14</b>
1.1. Caracterização do problema e relevância do tema .....	14
1.2. Objetivos.....	21
<b>2. Estado da arte quanto à busca por um mercado inteligente.....</b>	<b>23</b>
2.1. Conceito de <i>Smart Grids</i> .....	23
2.2. Área regulatória .....	29
2.2.1. Conceitos básicos sobre regulação .....	29
2.2.2. A Regulação mundial com foco em <i>Smart grid</i> .....	32
2.2.2.1. O Modelo Britânico de Regulamentação .....	33
2.2.2.2. A regulamentação japonesa. ....	36
2.2.2.3. A visão da União Europeia.....	38
2.2.2.4. Os Estados Unidos no contexto regulatório. ....	39
2.2.2.5. A busca pela adequação regulatória das redes elétricas inteligentes no Brasil. 42	
2.3. <i>Smart Grid</i> e o mercado elétrico residencial .....	50
<b>3. Modelo proposto como contribuição para a formação de um Smart Market na área elétrica .....</b>	<b>56</b>
3.1. O modelo econômico TAROT .....	58
3.2. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo. ....	63
3.3. A otimização do mercado elétrico .....	67
3.4. A compensação ao consumidor pelas falhas no fornecimento de energia elétrica pela concessionária .....	73
3.5. A aplicação do modelo TAROT na priorização de obras no sistema elétrico .....	76
3.6. A inclusão da renda do consumidor como fator determinante para um mercado inteligente.....	79
3.7. A importância do modelo TAROT para o ciclo de revisões tarifárias. .	84

<b>4. Estudos de caso apresentados utilizando a modelagem econômica do TAROT.....</b>	<b>92</b>
4.1. A aplicação do modelo TAROT. ....	92
4.2. Cálculo de tarifas para políticas públicas sustentáveis baseadas na tecnologia <i>Smart Grids</i> .....	102
4.3. A modelagem econômica do mercado elétrico levando em conta o prosumer .....	106
<b>5. Conclusões e recomendações para trabalhos futuros .....</b>	<b>112</b>
5.1. Conclusões .....	112
5.2. Recomendações para trabalhos futuros.....	114
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>115</b>
<b>APÊNDICES.....</b>	<b>122</b>
<b>APÊNDICE 1 – Estimativa dos Parâmetros de Avidéz (a) e Saciedade (b) do Consumidor.....</b>	<b>122</b>
<b>APÊNDICE 2 – Considerações sobre o deflacionamento regulatório do custo médio ponderado de capital. ....</b>	<b>125</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>139</b>
<b>ANEXO 1 – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. ..</b>	<b>139</b>



# 1. Introdução

## 1.1. Caracterização do problema e relevância do tema

A maior 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 ao desenvolvimento de novas oportunidades de negócio no ambiente brasileiro de energia elétrica. As análises resultantes focam no conhecimento das estruturas que deverão balizar o negócio, analisando o presente e sua evolução, desde a geração até a efetiva entrega da energia para o consumidor final.

Existe, portanto, um questionamento ampliado para o reconhecimento do uso desta energia e da qualificação, eficiência e estimativa da demanda, da ampliação das condições de atendimento, na regulação existente e nas possibilidades futuras desta regulação. Questiona-se também a redução das perdas técnicas e não técnicas, a caracterização dos diversos perfis de consumo, o relacionamento adequado com o consumidor baseado nos seu potencial real de negócios, a diferenciação de ofertas, e as possibilidades de criar diferenciais de atratividade e fidelização dentro de um setor de baixo nível de customização, dada a pouca liberdade conferida atualmente pelo regulador para a venda proveniente de novos negócios. Sendo assim, neste momento de mudança transparece a necessidade de se ampliar o reconhecimento do serviço prestado e a construção de uma

imagem de respeito e de referência, e como consequência desejada, a manutenção da concessão com um justo retorno para os acionistas.

Tudo isto reflete o entendimento que o negócio de energia pode ir além da referência geral de ser *commodity*. Indica que o caminho a ser trilhado passa, necessariamente, por agregar valor ao serviço de fornecimento de energia elétrica e por ampliar o valor percebido pelo cliente a respeito do serviço oferecido. Deve-se, neste caminho, construir um novo entendimento das diferenças do fornecimento e um relacionamento eficaz entre a empresa de energia e o mercado de apoio para que se alcance a oferta de possíveis serviços diferenciados.

Feito o reconhecimento da importância das variáveis macroestruturais que são organizadas neste trabalho, como fatores locais e regionais, técnicos e tecnológicos, regulatórios e políticos, culturais e de investimentos, realça-se a importância do cliente no processo. Esta ênfase no cliente traz associada a ampliação do conhecimento da rede de energia e fará diferença estratégica para a criação de diretrizes na modificação do negócio para as empresas.

O setor de telecomunicações se apresenta neste espaço como referência, pela sua flexibilidade frente às necessidades de mercado apresentada no passado, seu dinamismo de serviços no presente, pelo volume de dados processados, pela gestão padronizada dos elementos de sua rede, pelo faturamento, auditorias possíveis e pela evolução gradual na implantação de novos serviços para o cliente, sobre a sua rede instalada.

Com esta referência e também com a disponibilidade e custo-benefício das comunicações, pode-se dizer que se inicia uma nova indústria de energia, baseada numa operação inteligente de sua rede, no real conhecimento de seu ativo instalado, de suas limitações e da operação da qualidade como oferta real, consolidada, potencializada, confiável e comprovada. O consumidor residencial, num espaço de

necessária ampliação do retorno financeiro, pessoal e para as empresas de energia, passa a ter importância e relevância no processo, devendo ser chamado a participar e a cooperar nas questões relacionadas à eficiência, ao uso da rede e também como comprador de serviços e de outros produtos agregados.

Esta mudança na forma de relacionamento com o cliente inicia-se com a proposição de medição inteligente das informações relativas ao cliente de serviços de energia. A medição de elementos da rede, ou de parte dela, com o uso de sensores e a transmissão dessas informações para processamento e disponibilização para a organização da empresa em conjunto com sua segregação para motivação do consumidor são os desafios iniciais. Considerar dados gerados por um consumidor de forma periódica e não mais somente uma informação por mês para faturamento, reconhecer as informações de energia ativa, energia reativa, corrente, fases, interrupções, violações, etc. e garantir tratamento para os dados coletados e externalizando-os de forma adequada às diversas visões de mercado serão também desafios a serem superados pelas concessionárias (FROES, 2012). Quanto mais próximo da amostragem em tempo real, maior o volume de informações a serem tratadas. Não devem ser informações para serem somente acumuladas nas bases de dados e *datawarehouses* da concessionária, mas para produzir resultados como o mapeamento efetivo do perfil de consumo e demanda. Devem ser geradas informações para análises, também inteligentes, de potencial de serviços a serem oferecidos, e possibilitando o rearranjo estrutural da rede baseado no fluxo de carga, reconhecendo a sobrecarga em transformadores, corrigindo (ou possibilitando cobrar) as situações resultantes do reativo na rede, de interrupções ocorridas, ou de situações que comprometam a qualidade da oferta, por exemplo.

O cliente que usa diversificação energética para substituir a compra de energia elétrica nos horários de ponta, com sistema a diesel, ou sistemas eólicos, fotovoltaicos, que armazenam ou tem

potencial de fornecer energia para a rede, poderia receber estímulos tarifários dinâmicos. Este é um exemplo de resultados já aplicados em outros países e com potencial para o Brasil para clientes residenciais, inclusive. A criação de possibilidades da descentralização do fornecimento de energia elétrica com a microgeração/geração distribuída no processo é uma questão já iniciada com a Resolução Normativa 482 (ANEEL, 2012) e permite o acesso do consumidor residencial brasileiro para participar no espaço de eficiência e geração energética. As concessionárias deverão reagir adequadamente para estabelecer uma padronização e medições adequadas para neste novo ambiente de *prosumers* (consumidores produtores).

Para incentivar o uso racional de energia, dirigindo a motivação da população de consumidores residenciais para outro horário de consumo e demanda, a oferta de tarifas diferenciadas ou precificação em tempo real pode finalmente se tornar realidade. Isto incorre na comprovação do uso da energia, com medições e demonstrações adequadas (*displays* instalados na residência e informações em tempo real ou pela *web*, por exemplo). Deve-se buscar a participação do cliente com informações adequadas, equipamentos, motivadores e educação diferenciados para sua participação e continuidade de participação.

Neste ponto inicia-se a revolução do negócio de energia e da forma como esse negócio é administrado atualmente. Neste momento os analistas das concessionárias devem se debruçar sobre os resultados apresentados para direcionar ações, avaliações e produtos. A automação será inerente e necessária. A condução, acompanhamento do ciclo de vida de produtos e ofertas também se evidenciarão (ressalta-se a inexistência desses conceitos no formato de negócios atual das concessionárias, o que leva a uma mudança adicional de comportamento empresarial).



É oportuno, portanto, com este trabalho, um início da análise desse novo momento de mercado, com uma visão positiva das mudanças possíveis com as novas alternativas de visibilidade de redes de energia apresentadas pelos novos paradigmas de eficiência energética e de *smart grid*. Realça-se o poder do cliente: que atualmente somente aceita, mas poderá decidir, estabelecer, ponderar, criticar e comprar essas novas proposições. Neste espaço deve existir o compromisso de investimentos das concessionárias, que garantam a continuidade do fornecimento e distribuição de energia além da evolução de suas infraestruturas. As garantias de retornos financeiros devem ser estrategicamente preparadas para a manutenção do negócio em médio e longo prazos.

Fica também evidenciada a multidisciplinaridade das ações necessárias para a implantação de *smart grid*. As distribuidoras, devido à diversidade regional, às características de consumo e à quantidade de clientes, terão um grande desafio em organizar suas estratégias de implantação, suas ações de marketing de relacionamento, endereçar os desafios regulatórios e seus investimentos.

Espera-se, de forma geral, que as concessionárias brasileiras de energia possam realizar essa transição de maneira planejada e sistemática, ampliando gradualmente o conhecimento de seus clientes e a cultura operacional de suas redes. Espera-se que o cliente seja também educado em suas responsabilidades e direitos e que possa contribuir de forma inteligente para o negócio, como meio de decisão para a compra e efetivo estruturador da demanda. Espera-se também que sejam fornecidas pelo governo e pelas agências reguladoras condições legislativas, regulamentares e incentivos para que o país possa estruturar seu caminho no sentido de um uso consciente de energia e recursos.

Desta forma, o mercado elétrico atual diferirá profundamente daquele até então existente. Entretanto a literatura que versa sobre a

matéria não tem conseguido acompanhar a evolução ocorrida e pode resultar em deficiência na formação de profissionais adequados aos desafios impostos pelas mudanças.

Dentre os fatores que determinaram essa evolução tão radical destes mercados pode-se ressaltar:

1. A análise econômica baseada na criação de valor
2. A inserção da qualidade de serviço e produto
3. A regulação orientada ao bem estar social
4. O impacto dos riscos que afetam o mercado

Esta tese busca preencher os espaços associados aos aspectos mencionados, investigando em primeiro lugar os fundamentos técnicos e econômicos de cada um deles para logo desenvolver um modelo capaz de representá-los quantitativamente e aplicá-los à operação e planejamento ótimos do mercado elétrico de forma condizente com os índices-meta de investimento definidos pela agência reguladora.

Os estudos deste trabalho de tese 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.

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 regulatório que a ANEEL 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 a facilidade didática de representar um diagrama de fluxos econômicos 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 visando também atingir o ponto ótimo através do *software* de planejamento, que seja capaz de simular os efeitos econômicos totais de cada obra de melhoria.

## 1.2. Objetivos

Feito o posicionamento estrutural e estabelecendo-se um novo ambiente para a indústria de energia brasileira, três grandes objetivos são buscados ao longo deste desenvolvimento. Questionamentos e contribuições são apresentados passo a passo na organização do tema e do momento político-técnico-operacional da energia no país. São estes objetivos, focados no mercado residencial:

- Avaliar a nova indústria de energia, baseada numa operação inteligente de sua rede, no conhecimento de seu ativo instalado, de novas condições da operação, da qualidade da energia entregue e da ampliação do relacionamento com os consumidores;
- Indicar condições regulatórias e legislativas para viabilizar a evolução da oferta de energia, de eficiência energética, na educação do cliente e na manutenção do desenvolvimento esperado no país;
- Reconhecer as possibilidades de retornos financeiros e pessoais (levando em consideração as variáveis de estilo de vida e as variáveis comportamentais) pelo consumidor residencial e para as empresas de energia. Esse consumidor deve ter relevância no processo, podendo ser chamado a participar e a cooperar nas questões relacionadas à eficiência, ao uso da rede e como comprador de serviços e de outros produtos agregados.

A hipótese principal desta tese, cujo cerne é discutido ao longo do desenvolvimento, estudos e aplicação realizados, é a confirmação



de que na implementação deste espaço de mudanças no setor de energia é exigido um tratamento multisetorial, com o envolvimento governamental, das concessionárias, dos fornecedores de equipamentos e serviços, com forte posicionamento do consumidor cliente. Agrega-se ao tema a necessidade de um tratamento também multidisciplinar, envolvendo as diversas engenharias, mercado, regulação e padronizações, ciências sociais e a cultura regional, que conduzem para: a visão do cliente em sua relevância de decisor e a necessidade de ampliação do reconhecimento de valor da energia; a visão das concessionárias de energia, principalmente as de distribuição, com mudanças de sua cultura de negócios, de processos e de sistemas com necessidade de grandes investimentos; e dos órgãos reguladores e legisladores, como incentivadores estratégicos do desenvolvimento e com mudanças de visão que permitam e incentivem as mudanças.

É, portanto, enfatizada a abrangência do tema proposto, sua contemporaneidade, os interesses de posicionamento tecnológico e em muitos momentos, como dito, a necessidade da multidisciplinaridade do tratamento de alguns tópicos. Esta visão multiestrutural será apresentada como suporte à condução do tema e como sustentação para o desenvolvimento realizado.

Para esta ponderação foi feito um corte proposital no escopo e abrangência do tema *smart grids* para que se pudesse dar a sustentação necessária ao foco deste trabalho, o consumidor residencial e a promoção de mudanças que resultem numa organização para um relacionamento diferenciado com este cliente da concessão de serviços e energia. Foi incorporada neste trabalho a modelagem para uma concessionária com foco no controle inteligente de seu negócio, utilizando-se de modelagem financeiro-econômica através de um modelo de mercado denominado TAROT – Tarifação Otimizada.

## **2. Estado da arte quanto à busca por um mercado inteligente.**

### 2.1. Conceito de *Smart Grids*

O conceito de redes elétricas inteligentes (*smart grids*) apareceu pela primeira vez nos trabalhos de Amin e Wollenberg (2005) e apresenta uma mudança no paradigma do setor elétrico, levando em conta a necessidade de tornar o sistema de entrega de energia mais interativo por razões que diferem em cada país ou região.

As redes elétricas inteligentes representam para muitos não só a revolução do setor elétrico, como também a revolução de toda a economia mundial. Ocorre que as grandes transformações econômicas na história ocorrem quando uma nova tecnologia de comunicação converge com novos sistemas de energia. As novas formas de comunicação se tornam o meio de organizar e gerenciar as civilizações mais complexas viabilizadas pelas novas fontes de energia. Esta infraestrutura que surge promove a otimização de tempo e espaço, conectando pessoas e mercados e promovendo relações econômicas diversificadas (RIFKIN, 2012)

Ainda, nas palavras do próprio Rifkin:

Está se tornando claro que a Segunda Revolução Industrial está morrendo. O que precisamos agora é uma nova narrativa econômica ousada que pode nos levar a um futuro pós-carbono sustentável. (RIFKIN, 2012, p. 13)

A revolução da comunicação na energia elétrica, citada por Rifkin se traduz no fato de que as redes elétricas desenvolveram-se a partir de um modelo tecnológico eletromecânico muito semelhante ao usado há mais de um século, o que não aconteceu com outros setores, como

transportes e Telecomunicações, frequentemente alvos de inovações tecnológicas.

Destarte, para o entendimento do conceito atrelado ao *Smart grid* deve-se partir de uma visão mais genérica, apresentada em IEC (2010), que diz que *smart grid* é o conceito de modernização da rede elétrica. *Smart grid* compreende tudo relacionado ao sistema elétrico, entre qualquer ponto da geração e qualquer ponto de consumo. Ele também inclui os efeitos de acoplamento com outras formas de energia (armazenamento, térmico, etc...).

Ainda segundo o IEC (2010), a adição de inteligência otimiza a distribuição de eletricidade, permitindo que o meio através do qual a energia elétrica é entregue possa ser utilizado de forma máxima em todos os momentos. A adição de sensores, acionadores e alguma inteligência significa que o máximo de energia possível possa ser empacotado e entregue pelo sistema.

De forma mais explícita, Gellings (2009) conceitua *smart grid* como o uso de sensores, comunicações, capacidade computacional e controle para, de alguma forma, melhorar a funcionalidade global do sistema de fornecimento de energia elétrica. Isso deve permitir que várias funções que possibilitem a otimização e a utilização da geração e armazenamento de energia, transporte e distribuição, de forma distribuída e com a participação do consumidor final sejam exercitadas em conjunto para atingir metas.

Dessa forma, busca-se garantir a confiabilidade, otimizar ou minimizar o uso de energia, atenuar o impacto ambiental, gerenciar os ativos e conter os custos. As principais questões estão relacionadas com a integração dos sistemas e componentes desiguais, bem como permitir a capacidade de gerenciar operações resultantes de serviços competitivos que surgem no ambiente das empresas de energia reestruturadas. Adicionalmente os requisitos da nova arquitetura de

negócio e de redes devem ser projetados para suportar diversos critérios operacionais, incluindo análise e respostas às contingências da rede elétrica, preços e outras condições de mercado.

Já a implantação das Redes Elétricas Inteligentes pode ser resumida em três dimensões complementares e independentes (BANDEIRA, 2012). Na primeira, as intervenções são feitas com o objetivo de agregar inteligência ao sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para promover robustez, segurança e agilidade na rede.

Na segunda dimensão, busca-se extrair os benefícios da substituição dos medidores eletromecânicos por eletrônicos inteligentes, oferecendo inúmeras funcionalidades a depender do tipo do medidor escolhido. Do ponto de vista dos consumidores, podem-se obter:

- informação sobre o consumo de energia por horário – tarifa branca;
- apresentação de dados do último período de faturamento; e
- indicativos da qualidade da energia ofertada pelas concessionárias, permitindo que a Agência Nacional de Energia Elétrica possa, por exemplo, reduzir o valor cobrado pela energia caso os indicadores fiquem fora do padrão de qualidade estabelecido.

Neste contexto, as concessionárias poderão valer-se dos medidores para realizar corte e religamento remotos, oferta pré-paga de energia e obter uma redução de custos operacionais.

Por fim, tem-se a dimensão do uso da inteligência nos centros consumidores, caracterizada por residências com eletrodomésticos inteligentes interconectados ao medidor, permitindo melhor gestão do consumo energético, comunicação bidirecional de energia, por meio da



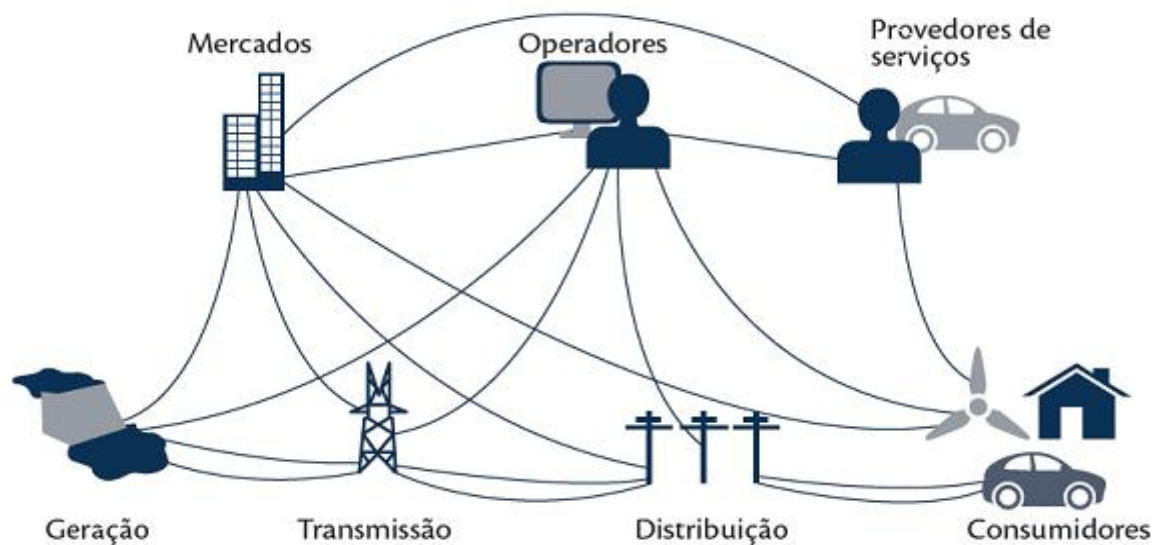
geração distribuída com fonte solar, eólica ou biomassa, e armazenamento de energia com o uso dos carros elétricos ou baterias associadas a retificadores.

Nesta visão ampla, não temos uma tecnologia ou padrões que definam, neste momento, o *modus operandi*. As redes brasileiras de energia, e a maioria das redes dos países do mundo, são atualmente pobres em recursos, ainda com projetos baseados em tecnologias não digitais de controle e supervisão em sua extensão, para uma entrega de serviços como uma *commodity* e sem diferenciação de cliente (e até mesmo sem garantir ou medir a qualidade do serviço entregue). Pretende-se, com *smart grid*, garantir uma evolução que permita flexibilidade de controle, modularidade de expansão e de fornecedores de tecnologia, e que, principalmente, garanta interoperabilidade entre os sistemas operativos e de gestão. Estes devem prover de forma única, coesa, segura, flexível e robusta as condições mínimas de atendimento ao cliente no futuro. Para isso, também a legislação, padronizações e regulamentação estão sendo desenvolvidas, com a preocupação social, de negócios e de estratégia de cada país, para o fornecimento, para a geração e para os consumidores finais.

Existem grandes movimentos de organização desse novo espaço de negócios e de operação e incentivos à sua evolução, devido principalmente à estrutura da prestação de serviços com foco na estratégia de desenvolvimento de cada país. Deve ser citado que essa foi uma das primeiras verbas e incentivo do governo Barack Obama nos Estados Unidos, no campo das seguranças energética e climática. Registra-se a política dos Estados Unidos de apoio à modernização da geração, transmissão de energia elétrica e do sistema de distribuição para manter uma infraestrutura elétrica confiável e segura, atendendo a demanda futura de crescimento. Para isso, segundo o Congresso Americano (US CONGRESS, 2007), deve-se alcançar:

- Ampliação do uso da tecnologia da informação digital e controles para melhorar a confiabilidade, segurança e eficiência da rede elétrica;
- Otimização da dinâmica das operações de rede e recursos, com segurança cibernética completa;
- Implantação e integração de recursos e geração distribuídos, incluindo os recursos renováveis;
- Desenvolvimento e incorporação de resposta à demanda, demanda do lado dos recursos, e recursos de eficiência energética;
- Implantação de tecnologias "inteligentes" (em tempo real, automatização, tecnologias interativas que otimizem a operação física de equipamentos e aparelhos domésticos) para a medição, as comunicações relacionadas com as operações de rede e verificação de seu status e desempenho, e automação da distribuição;
- Integração de dispositivos "inteligentes" e aparelhos domésticos;
- Implantação e integração de armazenamento avançado de eletricidade e tecnologias de ponta, incluindo veículos elétricos e híbridos, e ar condicionado com armazenamento de calor;
- Fornecimento aos consumidores de informações imediatas e opções de controle;
- Desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade de aparelhos e equipamentos ligados à rede elétrica, incluindo a infraestrutura que serve a rede;
- Identificação e redução das barreiras não razoáveis ou desnecessárias à adoção de tecnologias de redes inteligentes, práticas e serviços.

Segundo Nist (2009), as redes elétricas inteligentes compreendem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede e provedores de serviço. Trata-se de um modelo conceitual que provê uma representação abstraída sobre redes inteligentes. Neste sentido, a Figura 1 e a Tabela 1 ilustram o modelo conceitual que provê essa representação do Nist, apresentando os referidos domínios com as respectivas descrições.



Fonte: CGEE, 2012

Figura 1 – Modelo conceitual de redes inteligentes

Tabela 1 – Domínio das Redes Inteligentes

Domínio	Descrição
<b>Geração</b>	Relacionado às unidades geradoras de grandes parcelas de eletricidade
<b>Transmissão</b>	Relacionado aos recursos de transporte de eletricidade a longas distâncias.
<b>Distribuição</b>	Relacionado aos distribuidores de eletricidade aos consumidores.
<b>Cliente</b>	Relacionado aos usuários finais de eletricidade que assumem papel de consumidor e produtor – <i>prosumers</i> .
<b>Mercados</b>	Relacionado aos operadores e participantes do mercado de energia.
<b>Operadores de Rede</b>	Relacionados aos gerenciadores do fluxo de energia elétrica
<b>Provedores de Serviços</b>	Relacionado aos fornecedores de utilidades e serviços aos consumidores finais.

Fonte: CGEE, 2012

Observa-se que as maiores mudanças ocorrerão entre a distribuição e os pequenos consumidores já que as grandes plantas de geração e o sistema de transmissão já possuem grande parte da automatização disponível, até como requisito para estabilidade alcançada atualmente. Além disso, os consumidores e produtores de grande porte já participam do mercado de energia. Sendo assim, a rede de distribuição e a integração de geração nesse nível devem ser os grandes responsáveis pelas mudanças no sistema elétrico de potência, bem como a criação de diversos serviços como gerenciamento de energia de edificações, gerenciamento de faturas de energia e instalação e manutenção de equipamentos de geração e comunicação.

## 2.2. Área regulatória

### 2.2.1. Conceitos básicos sobre regulação

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.

Segundo Berg e Tschirhart (1988), 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.

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 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 (Kupfer e Hasenclever, 2004).

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 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.

O entendimento do histórico de regulamentação de cada país ou região apresenta as raízes, motivações e desafios enfrentados e as

consequências nas transformações e visões atuais do espaço energético com *smart grid*. Para compor um painel de referência, foram aqui analisados 4 casos (Reino Unido, Japão, União Europeia e Estados Unidos) que representam modelos reconhecidos de sucesso e organizam seus espaços de atuação segundo diretrizes diferenciadas. Ações regulatórias brasileiras são apresentadas em seguida.

### 2.2.2.A Regulação mundial com foco em *Smart grid*

O sistema elétrico é a estrutura que subsidia as três etapas convencionais do fornecimento da energia elétrica (geração, transmissão e distribuição), além de agregar outras instâncias que ficam aparentemente em segundo plano, mas não menos importantes, como o gerenciamento e controle da comercialização da energia, a gestão das redes, quer seja, de transmissão como da distribuição, e a coordenação da geração entre as diversas unidades, operando em conformidade às regras regulatórias.

A forma com que esses sistemas foram se desenvolvendo, com suas particularidades locais, diferentes orientações estratégicas e diferentes dimensões de atuação, possibilitaram grandes trocas de experiências e avanços, mas por outro lado tornou esses sistemas mais resistentes às mudanças.

Nesse contexto, com restrições em todos os elementos do sistema elétrico, surge o conceito de Rede inteligente. Conceito que não é padronizado mundialmente, devido a diretrizes regionais específicas, mas com uma parte em comum, como a flexibilização da matriz energética, aumento da qualidade e da confiabilidade do serviço e aumento da eficiência da utilização desse bem, entre outros.

A cadeia de valor do setor elétrico deve sofrer significativas mudanças durante o processo de implantação de tecnologias *Smart grid*, cujo universo de atores é amplo e diversificado à medida que as tecnologias e aplicações envolvidas incluem a indústria tradicional de equipamentos de energia, provedores de serviços de telecomunicações, eletrônica de consumo, fornecedores de sistemas de informação, além das próprias empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

No âmbito da União Europeia, a introdução de novas tecnologias no setor elétrico está prevista pela legislação supranacional desde 2005. O Parlamento Europeu já emitiu diferentes atos legais, com abrangência sobre os Estados membros da União Europeia, que mencionam as novas tecnologias.

#### 2.2.2.1. O Modelo Britânico de Regulamentação

O Reino Unido introduziu na comercialização a possibilidade dos consumidores residenciais mudarem de fornecedor. O panorama da venda das companhias e o seu licenciamento dentro do programa de privatização definiram o programa para a introdução da competição na comercialização. Na privatização, em 1989, segundo Newbery (2006, p. 113), 5.000 consumidores tinham uma demanda superior a 1 MW, com liberdade de contratar qualquer fornecedor (que pudesse comprar diretamente do Electricity Pool, como apresentado anteriormente neste item). Porém todos os demais foram considerados cativos e tinham que comprar de seu fornecedor regional (REC local), que recebeu o privilégio do monopólio. Em 1994, o limite foi abaixado para 100 kW e outros 45.000 consumidores foram liberados para a escolha de seu fornecedor. Em 1998, os restantes 22 milhões de consumidores

ganharam este direito e na metade de 1999, o privilégio de monopólio foi finalmente abolido.

No entanto, para participar efetivamente do mercado de comercialização, os pequenos consumidores têm de competir com a indústria eletrointensiva para obter energia mais barata e, neste contexto, os grandes consumidores têm melhores resultados do que os pequenos consumidores. Assim, existe a possibilidade de mudança, mas o processo se torna complexo na identificação da melhor oferta e na comparação de pacotes compostos de energia elétrica e gás. A decisão de mudança muitas vezes não é baseada em ganhos efetivos somente em energia elétrica (Giulietti, 2003, p. 8-9). Existe, todavia, o incentivo dos órgãos reguladores para a mudança, reforçando a concorrência, com orientações de comparação das diferentes ofertas (CONSUMERFOCUS, 2009).

A política de *Smart grid* é capitaneada no Reino Unido pelo DECC (Department of Energy & Climate Change), estruturando-se sua atuação na busca de regulação e legislação junto aos diversos órgãos do governo para uma política energética responsável social e economicamente sustentável.

Segundo DECC (2012), os desafios para as redes elétricas devem aumentar. Estão empenhados em reduzir as emissões de gases de efeito estufa no Reino Unido em pelo menos 80% até 2050, em relação aos níveis de 1990. A análise do DECC para 2050 sobre os caminhos possíveis apresenta um quadro de conflitos e escolhas que existirão durante os próximos quarenta anos, necessárias para a geração de energia elétrica e garantia de atendimento a demanda no futuro. Isto deve impactar as redes de eletricidade e o balanço energético do sistema. São sugeridas pelo DECC, por exemplo, que um nível substancial de gastos de eletricidade será usado para aquecimento, e que, para a indústria, o fornecimento de eletricidade seja duplicado e isento de carbono; também que a geração variável terá desafios para o

balanceamento da rede de eletricidade. Para enfrentar esses desafios, o futuro sistema precisa ser mais integrado e flexível. Será necessária uma rede maior, mais inteligente, chegando a novos lugares, e capaz de igualar a oferta e a demanda em tempo real.

Ainda Segundo o DECC (2009), a construção da infraestrutura de *smart grid* também contribuirá para uma maior produtividade e da competitividade da Grã-Bretanha, com a geração de empregos em uma indústria de alta tecnologia. O desenvolvimento de *smart grid* no âmbito internacional está criando um mercado mundial em rápido crescimento, estimado em € 30 bilhões ao longo dos próximos cinco anos. Como publicado na estratégia de uma indústria de baixo carbono (Low Carbon Industrial Strategy) em julho de 2009 (BERR, 2009), o Reino Unido tem se posicionado para participar deste mercado, com pontos fortes em projetos de eletrônicos de baixo carbono.

Segundo o DECC (2012) construir *smart grid* é um processo incremental de aplicação de tecnologias de informação e comunicação no sistema elétrico, permitindo fluxos mais dinâmicos "em tempo real" de informações na/da rede e maior interação entre fornecedores e consumidores, contribuindo para a energia e as metas climáticas no Reino Unido. Assim, o Reino Unido está tomando medidas e investindo para o desenvolvimento de *smart grid* e planejando o futuro. É bastante importante, também citar a lei Energy Bill [HL] 2010-11 (UK Parliament, 2011) que direciona as condições de implantação de *smart grid*, relacionamento com o cliente e emissões de carbono para o Reino Unido.

Um dos pontos principais da política é apresentado no projeto de lei "GREEN DEAL", um regime no qual às famílias, aos proprietários de terras e de às empresas privadas é dado financiamento inicial para fazer melhorias de eficiência energética, que passará então a ser pagos por economia na conta de energia.



Adicionalmente foi também aberta uma consulta pública em fevereiro de 2012 para a criação de uma companhia dedicada a organização de dados e serviços de comunicação dos *smart meters* (*DCC, Data and Communications Company*), com a seguinte linha de atuação:

A comunicação de dados de e para (fluxo bidirecional) os equipamentos *smart meters* no setor doméstico deverá ser gerida de forma centralizada pelo DCC. A DCC será a nova provedora britânica de serviços de comunicações e dados de e para os novos medidores de gás e eletricidade. Seu papel será a centralização para a operação regular do sistema de *smart meters* e fornecer um canal bidirecional de comunicação entre os medidores inteligentes e um ponto central de dados coletados para os diversos usuários (fornecedores de energia, as empresas de distribuição, clientes e outros autorizados), regulando o acesso para cada fim específico, ativando o fluxo seguro de dados e comandos. (DCC, 2012, p.13)

#### 2.2.2.2. A regulamentação japonesa.

A estrutura atual das empresas de energia do Japão data de 1951, com opção por privatizar todo o setor em busca de uma maior eficiência. Sendo assim, existem 10 empresa no Japão, cada uma com uma área exclusiva de atuação onde executam todas as funções necessárias na cadeia elétrica. Com exceção da companhia elétrica da ilha de Okinawa, as áreas de todas as demais empresas são interligadas por linhas de transmissão de extra-alta tensão.

Goto e Yajima (2006) mencionam que o Japão é um grande consumidor e importador de energia. As mudanças e diversificação de uso de fontes geradoras concretizadas estão associadas com pontos relevantes para a estrutura da política energética japonesa que são a segurança e o controle de riscos na sua geração. Neste sentido a sua posição de desenvolvimento econômico, tamanho da população, escassez de recursos locais, competição no acesso aos recursos

energéticos com outros países, entre outras situações e problemas mundiais, Koyama (2006), torna o Japão dependente de fontes externas para suprir sua demanda e crescimento. Esta situação qualificada é estrategicamente tratada em seus acordos comerciais, planejamentos, pesquisas e direcionamentos de eficiência e controle de uso de energia.

Algumas ações, entretanto, estão sendo revistas depois do terremoto de 11 de março de 2011 para um reposicionamento da geração nuclear japonesa, e quanto a esta dependência futura. Segundo o IEEJ (Institute of Energy Economics, Japan) (2011), incentivos para encorajar os renováveis devem ser ainda mais ampliados. Incentivos para minorar as restrições na rede de transmissão e para facilitar autorizações para a construção de renováveis devem ser realizados. Entretanto, devido as necessidades de fornecimento e apesar das preocupações ambientais, o Japão vai ser obrigado a continuar a depender da energia nuclear e térmica especialmente da energia térmica da queima de gás, no curto e médio prazo para atender sua demanda de eletricidade. Mais ênfase deve ser colocada sobre o conceito do compromisso da sociedade com a economia de energia para reduzir o consumo. Isso deve implicar numa aceleração da introdução de padrões de economia de energia para residências e prédios, e na aceleração da implantação de instrumentos de eficiência energética, tais como equipamentos de iluminação e *smart grid* (IEEJ, 2011).

Espera-se que as novas residências até 2030 sejam ZEH (Zero Energy House), ou seja, tenham dispositivos de geração de toda a energia necessária a sua independência energética (estima-se um crescimento de cerca 700 mil novas residências para 2030). Espera-se o envolvimento e a introdução deste conceito de ZEH em 80 a 90% das residências, considerando-se, entretanto, a limitação de adequação estrutural e cultural para as mudanças e implantação de equipamentos/microgeração nas residências existentes.

Quanto à política de *smart grid*, o Japão difere da implantação dos demais países, no tempo e na adoção das tecnologias para *smart metering*. O país realizou e implementou um plano muito bem elaborado, que vem sendo aplicado, focado em uma sociedade de baixa emissão de carbono e na busca pela eficiência do uso de energia, seja na produção de equipamentos, de eletroeletrônicos e de aparelhos residenciais, bem como na produção industrial, em edificações, transporte, com metas e regulações estabelecidas e controladas.

### 2.2.2.3. A visão da União Europeia.

Segundo EC (2011), a implantação de *smart grid* deve, acima de tudo, ser impulsionada pelo mercado. Os operadores da rede, sendo os principais beneficiários dessa implantação, serão também, em princípio, os principais investidores em *smart grids*. Os vetores direcionadores naturais do investimento são a possibilidade de melhorar a eficiência da rede e o funcionamento geral do sistema, através de melhores mecanismos de resposta à demanda e de economia nos custos (controle dos medidores remotamente, menores custos de leitura, menor necessidade de investimento na geração para os períodos de pico, etc.). As residências e as empresas devem dispor de um acesso simples às informações de consumo para poderem manter as suas despesas de energia a um nível baixo. Além disso, para os fornecedores de energia, para as empresas de serviços e para os fornecedores de sistemas TIC (isoladamente ou em conjunto), a utilização de soluções TIC associadas às *smart grids* permitirá a integração em larga escala da geração (que é variável) de fontes de energia renováveis (micro geração inclusive) permitindo a confiabilidade geral do sistema. Uma condição indispensável para tal é que essas soluções permaneçam abertas, inclusivas e neutras em termos de modelo de negócio, permitindo ainda a plena participação

das PME. Acima de tudo, as *smart grids* são um fator necessário para a oferta de serviços de valor agregado aos clientes.

Existe consenso entre os investidores quanto à necessidade de o quadro regulatório incentivar investimentos em *smart grids*. A Electricity Directive e a Energy Services Directive preveem um misto de obrigações e incentivos para que os Estados-Membros estabeleçam uma organização regulamentar com essas características. Os incentivos regulamentares devem induzir os operadores de rede a obter receitas por meios não ligados a vendas adicionais (modelo baseado no volume de venda), mas, ao invés disto, nos ganhos de eficiência e na menor necessidade de investimento na geração para os períodos de pico (modelo baseado na qualidade e na eficiência). É complementar o posicionamento para a efetivação de implantação de *smart metering*. Dada a relação direta entre *smart grid* e *smart meters*, os planos de implantação destes medidores exigirão também o desenvolvimento de *smart grids*, sendo que devem então ser previstos os incentivos regulatórios necessários para a implantação dessas redes. Se, durante o ano de 2012, os progressos forem insuficientes, a Comissão ponderará a possibilidade de estabelecer normas mais estritas para a implantação de *smart grids* (EC, 2011).

Na preparação das normas regulamentares nacionais de incentivos, é importante evitar divergências que dificultem o comércio e a cooperação além das fronteiras. Pelas mesmas razões, a implantação de *smart grids* nos Estados-Membros deve também avançar em ritmo quase uniforme. A ocorrência de grandes diferenças entre as infraestruturas energéticas nacionais impediria as empresas e os consumidores de aproveitarem plenamente as vantagens das *smart grids*.

#### 2.2.2.4. Os Estados Unidos no contexto regulatório.

De acordo com a National Academy of Engineering (NAE, 2003), a eletrificação é considerada o maior feito de engenharia do século. Para atender a necessidade de energia, devem ser estabelecidos critérios para as questões ambientais e de segurança para os anos que se seguem e os Estados Unidos devem continuar os esforços para melhorar a sua rede elétrica. Para aproveitar a sua posição de liderança em uma revolução de energia limpa, o presidente Obama estabeleceu uma meta nacional de gerar 80% da eletricidade a partir de fontes de energia limpa até 2035 e reiterou seu objetivo de colocar em circulação um milhão de veículos elétricos até 2015. Essas metas fazem parte de uma estratégia para desenvolver e implantar novas tecnologias energéticas e criar os empregos de energia de amanhã (Office of Press Secretary, 2011).

Segundo o NTSC (2011), dado o envelhecimento da rede, investimentos em infraestrutura são cruciais. Assim, considerando a exigência atual de modernização, há uma oportunidade para atualizar a eficiência e eficácia da rede através de investimentos em tecnologia *smart grid*. Tecnologias e aplicações abrangem um conjunto diversificado de comunicações modernas, sensoriamento, controle, informação e tecnologias de energia que já estão sendo desenvolvidas, testadas e implantadas.

O NTSC considera que estas tecnologias podem ser agrupadas como:

- Tecnologias de comunicação e informação (TIC) avançadas (incluindo sensores e automação) que melhoram o funcionamento dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Soluções avançadas de medição, que melhoram ou substituem o legado de infraestrutura de medição; e

- Tecnologias, equipamentos e serviços que permitem o acesso a informações sobre o uso de energia, tais como eletrodomésticos ou equipamentos inteligentes que utilizam dados de energia para ligar ou desligar segundo o custo da energia ou se energia renovável está disponível.

A ideia aqui foi Facilitar e permitir uma economia de energia limpa com o uso significativo de energia renovável, recursos energéticos distribuídos, veículos elétricos e armazenamento de energia, criando uma infraestrutura elétrica que permita que os consumidores economizem o seu dinheiro através de uma maior eficiência energética, bem como apoiar a oferta mais confiável de eletricidade. Com isso ativa-se a inovação tecnológica, que cria postos de trabalho, dá novas oportunidades e habilita os consumidores para utilizar a energia com sabedoria e reduzir suas contas de energia.

O NIST - National Institute of Standards and Technology é o organismo responsável por capitanear o *smart grid* e preocupa-se com a padronização e interoperabilidade do sistema elétrico proveniente do avanço desta tecnologia, supervisionando as ações estruturantes que buscam maneiras de tornar rentáveis os investimentos em *smart grids*, desbloqueando o potencial de inovação do setor elétrico para assim ampliar o poder do consumidor para a tomada de decisões com as informações extras que a tecnologia disponibiliza.

Para tornar rentáveis os investimentos em *smart grid* busca-se um custo adequado para os investimentos na rede. Muitas das tecnologias prometem se pagar com melhorias operacionais e com economia de energia. Em pesquisas realizadas pelo Governo Federal americano, nos projetos demonstrativos e de desenvolvimento, assistência técnica, da troca de informação sobre tecnologias e programas, e avaliações, existe já uma orientação valiosa para as empresas de energia, consumidores e reguladores sobre quais abordagens tem sido mais



economicamente adequadas, e assim se pagando na atualização da rede.

Neste sentido, Os órgãos reguladores estaduais e federais devem continuamente estabelecer estratégias para alinhar incentivos para o mercado e empresas de energia na promoção de investimentos que tenham custo-benefício quanto a eficiência energética. Se as empresas não tiverem um forte incentivo para vender menos energia e operar de forma mais eficiente, não verão os benefícios suficientes para investir em certas aplicações de *smart grid*. Portanto, devem ser feitas reformas regulatórias que estabeleçam modelos de mudança de negócios de serviços para fazer da eficiência energética uma missão empresarial.

#### 2.2.2.5. A busca pela adequação regulatória das redes elétricas inteligentes no Brasil.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020 (EPE; MME, 2011), o Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. No setor energético, compete ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE o estabelecimento de políticas e diretrizes, visando ao desenvolvimento nacional sustentado.

O Ministério de Minas e Energia (MME), é o responsável pela coordenação do planejamento energético nacional e implementação das políticas estabelecidas pelo CNPE. Entretanto, não existe uma linha política publicada de planejamento com orientação específica para *smart grid* até o momento.

Assim, para encontrar as estratégias governamentais brasileiras facilitadoras para representar uma nova rede de energia e o controle

para as redes inteligentes deve-se buscar referências indiretas de estudos governamentais, diretrizes e legislação que permitam ou direcionem para esta nova abordagem. Existem as ações e estudos para a evolução da oferta de energia, as diretrizes e orientações para a eficiência energética e, de forma complementar, ações do órgão regulador ANEEL. O Ministério de Minas e Energia tem o papel de criar as condições evolutivas, de controle para a realização das metas e da criação de metas de coesão para os diversos órgãos reguladores que, até momento, estão sem uma diretriz organizadora publicada para as redes elétricas inteligentes.

O PDE 2020 (EPE/MME, 2011) apresentado pelo MME incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, definindo um cenário de referência, que sinaliza e orienta decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e socioambiental. Este planejamento é essencial para apoiar o crescimento econômico sustentável, visto que a expansão do investimento produtivo requer oferta de energia com qualidade, segurança e modicidade tarifária.

Com o crescimento econômico e populacional previsto, são evidentes os desafios do setor energético. A capacidade instalada do parque gerador de energia elétrica brasileiro deverá crescer 56% na próxima década, representando um aumento aproximado de 6 mil megawatts anuais. O Sistema Interligado Nacional, responsável pelo escoamento de toda essa energia, deverá crescer 43%, alcançando 142 mil quilômetros de linhas de transmissão.

O PDE 2020 ainda complementa:

No que concerne ao setor elétrico, ressalta-se a continuidade dada ao sucesso dos leilões de energia nova e de reserva, por meio dos quais foram comercializados em 2010, em cinco leilões, cerca de 17.000 MW de potência, correspondente a aproximadamente 5.600 MW médios para o mercado regulado. Estão incluídas neste total, vale destacar, a energia proveniente do aproveitamento hidrelétrico de Belo Monte, com potência de

11.233 MW, e a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 2.000 MW. Foi também dado prosseguimento ao exitoso processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2010, em três leilões, um total da ordem de 1.600 km de linhas de transmissão. Quanto à expansão da geração no horizonte do Plano, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia. (EPE/MME, 2011, p. 12)

Sendo assim, nota-se que a Agência Nacional de Energia Elétrica e o Ministério de Minas e Energia já estão dando seus primeiros passos rumo a um modelo jurídico, econômico e tecnológico mais compatível com as necessidades regulatórias e com as necessidades operacionais do *smart grid*. Sendo esse novo modelo capaz de redimensionar sensivelmente não apenas padrões tecnológicos, como também é capaz de redimensionar o que hoje entendemos constituir o núcleo essencial dos serviços de energia elétrica, é esperado que, nesse esforço, sejam identificadas defasagens em diversas normas que hoje regem o setor energético.

Em 2009 a Agência Nacional de Energia Elétrica instaurou a Consulta pública no 015/2009 com o objetivo de orientar as discussões a respeito da implementação de medição eletrônica em baixa tensão. Os termos da consulta falam em funcionalidades mínimas dos medidores eletrônicos, ao que as contribuições apontam para a necessidade prévia de se deliberar sobre a sua obrigatoriedade. Outros falavam ainda que as funcionalidades mínimas não devem ser universais, mas antes estabelecidas em face de perfis distintos de usuários. Aqui já se começou a institucionalizar o esboço de discussões que demandarão uma atenção própria, tais como a microgeração distribuída e o modelo de energia pré-paga para segmentos mais pobres de usuários de energia.

As conclusões da Nota Técnica no 107 (ANEEL, 2009) apontaram para a necessidade de a ANEEL continuar “promovendo a interação com os agentes envolvidos no tema”, postura necessária quando se constata “opiniões nem sempre convergentes por parte dos envolvidos

no processo”. Levanta-se dúvidas quanto à influência desta implantação sobre o comportamento do usuário, as decorrentes novas relações entre a distribuidora e seus consumidores e, ainda, o correspondente reflexo sobre o nível tarifário. Constata-se também incertezas em relação ao procedimento mais adequado de implantação desta nova tecnologia por parte dos próprios agentes envolvidos.

Em agosto de 2009, a Agência Nacional de Energia Elétrica iniciou uma série de Consultas Públicas para subsidiar ações de reestruturação do sistema tarifário do setor elétrico. Grosso modo, busca-se aperfeiçoar a estrutura tarifária vigente para induzir o uso eficiente da rede pela carga por meio de sinalização tarifária econômica. Não é propriamente uma ação que tenha sido tomada em vista do *smart grid*, mas vai de encontro às suas necessidades regulatórias. As conclusões da Nota Técnica no 271 (ANEEL, 2009), por exemplo, já sinalizam para a necessidade de alteração na forma de cálculo de determinadas tarifas, do reagrupamento dos componentes tarifários, dentre outros.

O que está por trás da revisão regulatória é a existência de uma racionalidade tarifária que antecede a desverticalização, a segmentação da indústria elétrica em distintas fases. Assim, essa racionalidade estaria cega a, dentre outros, a estrutura monopolista das distribuidoras de energia, fazendo com que, ao se apropriar do excedente do consumidor para equiparar receita e custos marginais, a eficiência global da indústria seja reduzida quando em comparação aos mercados que operam em concorrência perfeita. A sinalização tarifária econômica seria, nesse caso, um instrumento regulatório capaz de emular a concorrência perfeita, na medida em que estimula os consumidores a usar de maneira eficiente os ativos que compõem o sistema elétrico.

Em abril de 2010, o Ministério de Minas e Energia publicou a sua Portaria número 440 (MME, 2010), estabelecendo um Grupo de

Trabalho para subsidiar um “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – *Smart grid*”, com o intuito de identificar o estado da arte de programas tipo *smart grid* no Brasil e no mundo, elaborar proposta de adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, identificar fontes de recursos para financiamento, dentre outros. O grupo foi composto por representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Operador Nacional de Energia Elétrica (ONS).

Em julho de 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica anunciou a sua Chamada 011/2010 – Projeto Estratégico “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente” com o intuito de:

- identificar tecnologias e atividades de suporte necessárias para promover o desenvolvimento do *smart grid*;
- fornecer respostas que subsidiem desafios regulatórios e de legislação suscitados pela nova tecnologia;
- traçar um caminho para migração tecnológica do setor elétrico;
- subsidiar os estudos do Grupo de Trabalho criado pelo Ministério de Minas e Energia. As entidades intervenientes são o Ministério de Minas e Energia, o Ministério das Comunicações, a Agência Nacional de Telecomunicações e a Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial.

Em 2011 a ANEEL realizou a Audiência Pública 042/2011 com o objetivo de obter contribuições à minuta de Resolução Normativa que busca reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD e TUST para

usinas com fonte solar. Da regulamentação voltada para as tecnologias de comunicação espera-se, da parte da ANATEL, a designação de frequências dedicadas e adequadas para as Infraestruturas de Medição Avançada e aplicações de automação das concessionárias de distribuição de energia elétrica, à semelhança do que foi estabelecido na faixa de 450MHz.

Em 2012 a ANEEL deveria avaliar a implantação de medidores inteligentes em unidades consumidoras de baixa tensão, como consta das atividades previstas na agenda regulatória indicativa da Agência do biênio 2012-2013. Tal atividade foi cancelada e revisada para o ciclo 2013/2014, para o qual foi proposta a atividade de nº 35 “Avaliar a implantação de medidores inteligentes em unidades consumidoras de baixa tensão, em consonância com a Resolução Normativa n.º 502/2012”. Assim sendo, foi instaurada Audiência Pública nº 93/2013, com prazo de contribuição até 18/10/2013.

A resolução normativa nº 502 (ANEEL, 2012) estabelece especificações fundamentais para dois tipos de sistemas de medição. Em seu art. 2º, são especificados requisitos mínimos aplicáveis ao sistema de medição das unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária branca. De forma adicional, o art. 3º especifica as funcionalidades mínimas de um sistema de medição mais completo que pode ser solicitado à distribuidora pelos titulares das unidades consumidoras, independentemente da adesão ao faturamento na modalidade tarifária branca. Ambos os sistemas de medição devem ser capazes de fornecer a informação do valor de energia elétrica ativa consumida acumulada por posto tarifário .

De forma complementar, em seu art. 6º, a REN nº 502/2012 estabelece que “para faturar a unidade consumidora na modalidade tarifária branca, a distribuidora deve utilizar sistema de medição com a funcionalidade de apuração do consumo de energia elétrica em postos tarifários aprovado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e



Tecnologia – Inmetro”. O art. 2º, § 3º, e o art. 3º, § 5º, da REN nº 502/2012 estabelecem ainda que os sistemas de medição ali especificados devem ser instalados “conforme prazos e critérios estabelecidos em regulamento específico”. O regulamento à qual os mencionados parágrafos se referem são os procedimentos comerciais para o atendimento de consumidores que fizerem a opção pela tarifa branca. Tais procedimentos constam da proposta de regulamento objeto da Audiência Pública nº 43/2013.

Para a plena aplicação da REN nº 502/2012, existe também a necessidade de definição dos procedimentos de apuração dos indicadores de nível de tensão em regime permanente e de continuidade daquelas unidades consumidoras que solicitarem à distribuidora o sistema de medição disposto no art. 3º da Resolução. Conforme verificado no objeto da Audiência Pública nº 93/2013, foi detectado pela área técnica que isso enseja alterações no Módulo 8 do PRODIST e na própria REN nº 502/2012.

Adicionalmente, a Resolução dispôs que as distribuidoras deveriam adotar sistemas de medição na forma por ela regulamentada em até dezoito meses da data de sua publicação. Ou seja, a intenção exposta na Resolução era que, a partir de fevereiro de 2014, as concessionárias e permissionárias de distribuição deveriam estar aptas a disponibilizar a seus consumidores os sistemas de medição ali estabelecidos, segundo procedimentos comerciais específicos. Nesse cenário, o sistema de medição que possuir a funcionalidade de apuração do consumo de energia elétrica em postos tarifários deveria ser previamente homologado pelo Inmetro.

Em resumo, para que a REN nº 502/2012 fosse aplicada em fevereiro de 2014, seria necessário haver, previamente, a definição de três processos:

1. A homologação pelo Inmetro de medidores com a funcionalidade de apuração do consumo em postos tarifários;
2. A aprovação pela ANEEL dos procedimentos comerciais da aplicação da tarifa branca; e
3. A aprovação pela ANEEL dos critérios de apuração dos indicadores de qualidade para as unidades consumidoras dotadas do novo sistema de medição, no Módulo 8 do PRODIST

Da análise de contribuições da AP nº 093/2013, conclui-se que era necessário uma dilação de prazo para que as distribuidoras se adequassem a todas as alterações propostas pelo regulamento. Assim, foi proposta a entrada em vigor das novas versões dos módulos para 1º de janeiro de 2015. Isso ocorre devido à necessidade de se levar em consideração que o Inmetro ainda necessitará homologar os primeiros medidores eletrônicos que contemplam a “múltipla tarifação de medição de energia elétrica” de acordo com os procedimentos estabelecidos nos seus RTM . Adicionalmente, ainda resta à ANEEL definir os procedimentos comerciais para aplicação da modalidade tarifária branca para que haja plenas condições de cumprimento ao disposto na REN nº 502/2012.

O especialista em projetos TIC (Tecnologia da Informação e Comunicação) da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), Carlos Venicius Frees (2013), ressalta que o Brasil está atrasado quanto à propagação das redes inteligentes, que otimizam a operação e aumentam a eficiência dentro do setor elétrico. O especialista argumenta que a Tecnologia de Informação avançou, mas a rede elétrica não teve esse mesmo desempenho. Algo que deve mudar esse panorama é a implantação dos medidores inteligentes, prevista para ocorrer nos próximos anos e que permitirá que o consumidor seja informado sobre a tarifa que está sendo cobrada, em determinado horário de consumo. No entanto, Frees enfatiza que a

*smart grid* não se resume a isso, existe uma série de tecnologias associadas à iniciativa como controladores, sistemas, entre outros. Por exemplo, uma possibilidade é aproveitar a rede elétrica como transporte para a comunicação digital e analógica de sinais como o da internet.

### 2.3. *Smart Grid* e o mercado elétrico residencial

A oferta de energia verde, a livre escolha, a cogeração, novas tecnologias, como carros híbridos ou elétricos, apresentam-se como possibilidades imediatas de novos negócios.

Criar produtos e soluções com foco no cliente e com uma visão ampliada do negócio será um grande desafio a ser vencido pelas concessionárias neste novo paradigma, de decisões estratégicas e de investimentos com *smart grid*. Será ainda maior o desafio de comunicar devidamente à população sobre as situações novas, de testes realizados, sobre a gama de possibilidades no entendimento de seu consumo, na mudança cultural do uso da energia e na busca da eficiência necessária, em cada unidade consumidora. Desafio, esse, de transformar e agregar o consumidor como corresponsável pelo uso eficiente da energia e posicioná-lo como coparticipante do desenvolvimento e das consequências do uso não controlado de recursos.

Ganhos com a prestação de serviços para uma possível geração distribuída, a venda de equipamentos e periféricos, a manutenção residencial e serviços de telecomunicações são realidades vivenciadas em diversos países.

As restrições impostas pela regulamentação e pela legislação deverão ser equacionadas, considerando que a oportunidade de negócios diferenciados para as distribuidoras pode ser uma das

condições para suportar os investimentos que devem ser feitos pelas concessionárias.

Importante ressaltar aqui a situação específica de atendimento ao cliente residencial, no entendimento de suas necessidades e potencialidades, de seu poder de decisão de compra, de eficiência, de sua cultura e de seu perfil de demanda.

Não considerando os consumidores livres no cálculo da energia total consumida no Brasil, o mercado residencial representa cerca de 85% dos consumidores, 36% da energia consumida, 41% da receita e 99% do custo de atendimento. (ABRADEE, 2008)(ANEEL, 2012).

Tem-se evidenciada a preocupação das concessionárias com o investimento a ser realizado, sendo que historicamente este atendimento é uma commodity no Brasil. A isonomia de atendimento e preços imposta pela agência reguladora brasileira também leva a essa falta de diferenciação e estruturação operacional. A necessidade de ampliar receitas deverá levar, por consequência, a um caminho sem volta no entendimento dos diferentes anseios e na capacidade de decisão pelo mercado residencial para serviços e produtos novos.

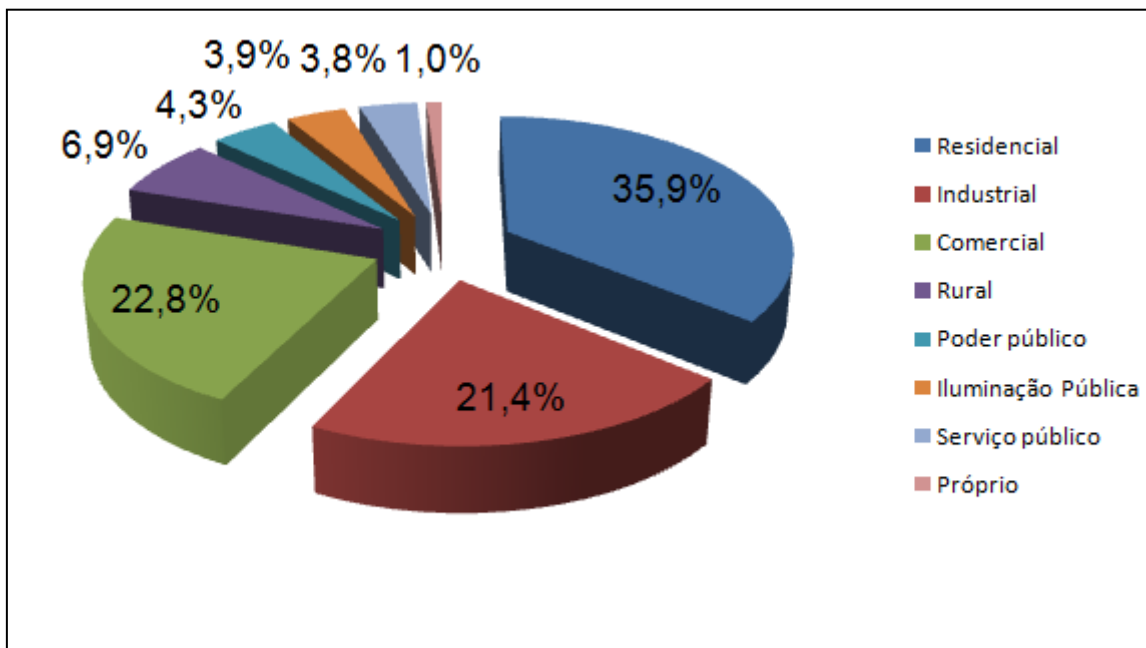
Considerando, portanto, que esse mercado é pouco conhecido, a sua abordagem deve gerar uma grande alteração na organização e uma dimensão não estruturada atualmente. Essa ênfase no cliente e principalmente no cliente residencial traz associada à ampliação do conhecimento da rede de energia e fará diferença estratégica para a criação de diretrizes na modificação do negócio para as empresas de energia.

Algumas considerações adicionais também devem ser feitas sobre a estrutura de consumo atual de energia elétrica residencial no Brasil, que vem aumentando relativamente ao consumo dos consumidores cativos de energia elétrica, como demonstra o gráfico de distribuição

de consumo de 2003, apresentado na Figura 3, comparado ao gráfico da Figura 2, do consumo em 2012 (EPE, 2013). A eficiência realizada no uso da energia pelo setor produtivo, que passou também a utilizar fontes próprias para parte de sua energia, bem como o aumento do número de unidades consumidoras implantadas (incluindo o Programa Luz para Todos) traduzem esta tendência na oferta da energia regulada: eram cerca de 52,8 milhões de unidades consumidoras em 2003, que passaram a ser cerca de 69,5 milhões no início de 2012 (de 44,8 milhões para 59 milhões de unidades consumidoras residenciais respectivamente). O consumo residencial médio mensal passou de cerca de 143 kWh em 2003, para cerca de 157,4 kWh em 2012.

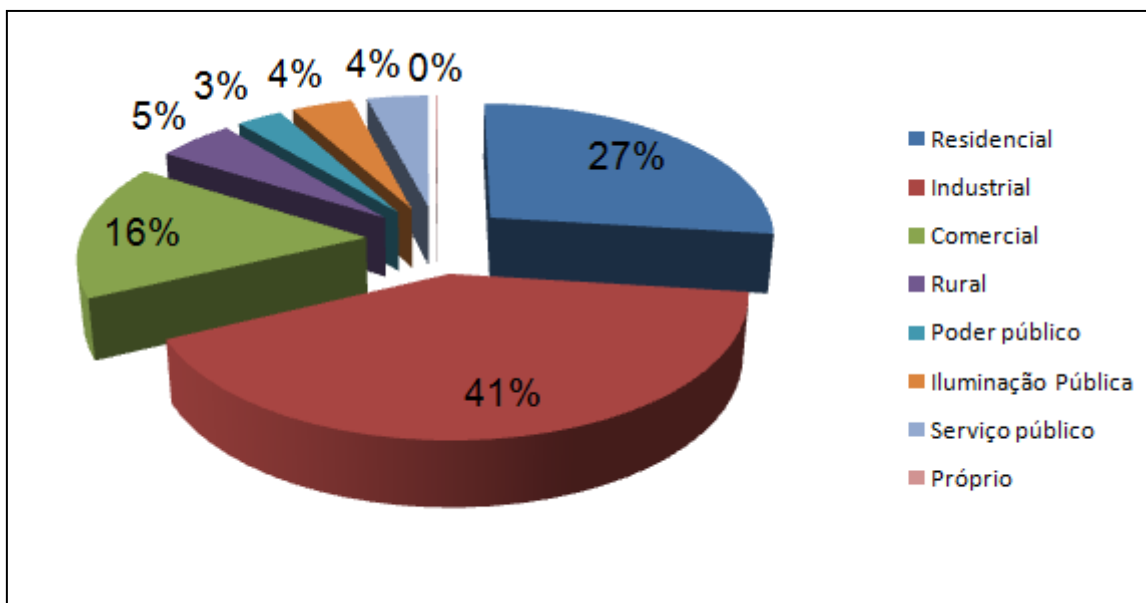
Como referência, vale mencionar o PIB (Produto Interno Bruto) brasileiro em 2003, de R\$ 1.699,9 bilhões evoluindo para R\$ 4.840,0 bilhões em 2013, um crescimento de 185% na economia. É importante também ressaltar o crescimento populacional brasileiro, de cerca de 169,8 milhões em 2000 para 201,0 milhões de brasileiros em 2013 (IBGE, 2013), e as mudanças sociais em andamento no País.

Essa realidade de evolução no consumo da energia elétrica se traduz em ampliação do volume necessário para suprir o desenvolvimento e as tendências de participação do País no mercado mundial, bem como garantir a ampliação da qualidade de vida da população. Aparecem então as preocupações quanto às diretrizes necessárias, incentivos e compromissos do legislador e do agente regulador. Suprir o futuro implica ampliações de fornecimento, mas também gera questionamentos na forma do negócio vivenciado pelas empresas de energia desde a geração, transmissão até a distribuição. Esse é o ponto de partida da análise na implantação de *smart grid*, que identifica as condições de evolução da rede e do negócio de energia. Foca, porém, na participação do consumidor residencial como um ponto de relevância nas ações de desenvolvimento, reconhecendo seu papel determinante nas ofertas que as empresas de energia deverão oferecer no futuro próximo.



Fonte: EPE, 2013

**Figura 2 - Consumo de energia elétrica no Brasil em 2012 – excluindo consumo livre**



Fonte: EPE, 2013

**Figura 3 - Consumo de energia elétrica no Brasil em 2003 – excluindo consumo livre**

Segundo Kotler (2000),

Devem ser buscadas as condições de revenda de valor agregado, capazes de oferecer soluções, e não apenas vender itens de commodity. Isto amplia e dá importância ao que o cliente demanda, implicando que as empresas tenham um número maior de fatores em consideração na gestão de seus negócios. Primeiro, as empresas devem entender a margem de contribuição dos seus produtos, a taxa de rotação de estoque, e a importância estratégica geral para seus clientes. Em segundo lugar, as empresas devem

demonstrar preocupação genuína e gestão ativa da "venda" no atacado através de ações de marketing, na promoção da loja, e assegurar a presença da marca. Finalmente, uma empresa deve também cuidar e compreender as impressões gerais dos clientes e sua satisfação. (KOTLER, 2000, p. 27)

Esta nova visão de negócios aplicada ao setor de energia elétrica traduz o conceito de que o novo negócio de energia elétrica pode ir além da referência geral de ser commodity. Indica que o caminho a ser trilhado passa necessariamente por ampliar o valor percebido pelo cliente do produto ou serviço oferecido. Deve ser garantido o entendimento das diferenças do fornecimento e de um relacionamento eficaz de apoio no uso de produtos ou serviços oferecidos.

Devem ainda ser reconhecidas as imensas possibilidades sobre a capacidade da rede de energia existente, e também quanto às limitações e aos custos de atendimento, a qualidade da energia, bem como das necessidades e demandas do cliente neste novo ambiente. A disponibilidade de serviços e a "geração da demanda" por novos serviços passarão necessariamente pelo reconhecimento da marca, de produtos e da geração de novos serviços.

Esta avaliação que considera a mudança do conceito de valor adicionado e produto não commodity cria a diferença no atendimento de um consumidor para o atendimento de um cliente, no entendimento particular de suas necessidades. Muda necessariamente o foco de ação em massa para segmentação e ofertas direcionadas.

Portanto, como primeiro foco de ação para a implantação de atendimento/ reconhecimento do cliente, é necessária uma organização dos clientes por necessidades a serem atendidas, por serviços a serem oferecidos, pela sua capacidade de consumo desses serviços e também pelas facilidades operacionais de incorporar o grupo de clientes a inteligência da rede e de ser controlado/supervisionado. As condições e custos de TIC (Tecnologia da Informação e Comunicação) devem também ser avaliados e confrontados para o estabelecimento do melhor



desempenho operacional para o modelo de implantação e investimentos.

Parte-se de uma segmentação inicial e natural resultante daquela feita para a organização da oferta de energia, segundo a ANEEL, em sua Resolução Normativa 414 (ANEEL, 2010):

- Grupo A: composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária,
- Grupo B: composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, subdividido nos seguintes subgrupos: residencial, rural, demais classes e Iluminação Pública.

Considerando os macrogrupos apresentados, buscou-se então ressaltar as características relevantes de atendimento para cada um deles. Em especial, neste momento foi feita uma análise e proposição de segmentação adicional para o cliente residencial, segundo as suas características específicas e condicionantes do mercado. Buscou-se apresentar esta segmentação de forma a fomentar um questionamento sobre a estratégia de atuação das empresas de energia no seu relacionamento ampliado com *smart grid*, ao mesmo tempo, facilitando a construção de hipóteses de custeio e de ofertas de serviços diferenciados. Não se infere, neste momento, entretanto, como devem ser as políticas ou estratégias, ou mesmo estabelecem-se os custos (embora as condicionantes para o levantamento dos custos estejam presentes). Registra-se e resume-se uma visão de ações de comunicação, marketing, estratégicas, infraestrutura, relacionamento e de estrutura da aplicação de *smart grid* que devem ser executadas.

### **3. Modelo proposto como contribuição para a formação de um *Smart Market* na área elétrica**

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

Segundo Kupfer e Hasenclever (2002), o sistema de fornecimento de energia elétrica é caracterizado por dois aspectos fundamentais: quantidade e qualidade. Assim, tendo em vista o termo “vetor” como significado de direção, rumo, apontamento ou foco de um objeto, pode-se reconhecer na problemática desse sistema um vetor de quantidade, ligado à expansão e um vetor de qualidade, associado à melhoria. Neste sentido, estará sempre latente a questão dos custos e benefícios que afetam os agentes de mercado (fornecedores e consumidores).

Historicamente, como trata Friedman (2002), os custos e benefícios da expansão foram os primeiros a serem estudados. Já os ligados à melhoria da qualidade assumiram relevância posteriormente com o desenvolvimento da regulação e das políticas públicas no mercado elétrico.

Nos dias de hoje faz-se necessário dispor de um modelo quantitativo que pode, com justiça, ser chamado de vetor econômico da qualidade. Este vetor precisa ser inserido no modelo do mercado elétrico para que a operação e o planejamento do sistema, incluindo a empresa fornecedora e os usuários, possam ser implementados de maneira racional e eficiente no que tange à qualidade.

Contudo, paralelamente ao progresso da análise técnica da expansão e melhoria, ocorreram mudanças radicais na disciplina

econômica que trata dos mercados. Houve, em primeiro lugar, um deslocamento no centro de gravidade (ao tratar-se do desempenho da empresa) do lucro para o valor. Simultaneamente, com base nos estudos de Markowitz (1952), foi necessário introduzir o risco como parâmetro relevante dos cenários do mercado elétrico. Arango et al. (2008) menciona que por último, mas não menos importante, há o mercado regulatório a ser adicionado ao modelo para que este último possa ser considerado completo e operacional.

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” (Pinheiro, 2012). 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. Neste sentido, Pinheiro (2012) ressalta:

Nos estágios iniciais da regulação por incentivos, relatórios de desempenho comparativo de qualidade do serviço podem desempenhar um papel bastante útil. Esses relatórios consistem em ferramentas importantes para corrigir a assimetria de informação existente nos mercados de monopólio natural. Quando o consumidor está consciente dos níveis de serviço aos quais está submetido e pode compará-los com aqueles oferecidos por outras empresas, no caso de desempenho inferior, a distribuidora local poderá experimentar uma pressão da sociedade para melhorar a qualidade do seu serviço. (PINHEIRO, 2012, p. 23)

Assim surgiu a **visão contemporânea do mercado, baseada nos pilares conceituais de qualidade, valor econômico, risco e bem-estar público criado pelas transações elétricas**. Cada uma dessas noções é indispensável para uma gestão corporativa baseada na criação de valor econômico, responsabilidade social e sustentabilidade nos negócios. Este enfoque permite ainda que a empresa funcione com uma consciência cabal dos objetos e parâmetros regulatórios.

A experiência da distribuição elétrica no Brasil desde a implantação do modelo institucional a partir de 1998 mostra veementemente que a gestão das empresas tem se ressentido pela ausência de ferramentas de modelagem e simulação permitindo-se uma visão holística do contexto regulatório, ausência por sinal também existente na própria agência reguladora. Sendo assim, a única maneira de se chegar a um cenário onde a criação de valor público esteja compartilhada com a geração de valor econômico corporativo é construindo e difundindo essa visão entre os três agentes em pauta: fornecedor, consumidor e regulador.

A ideia 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 mau uso de sua ação no mercado de energia elétrica, consegue-se o melhor mercado possível dentro das circunstâncias de incerteza que o caracteriza.

### 3.1. O modelo econômico TAROT

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

Segundo Jensen e Meckling (1976 p. 323), 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 ideias 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.

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 e entrega a energia. Esta transação, mostrada na

Figura 4, requer o consentimento dos dois agentes, selada através de um **contrato**.

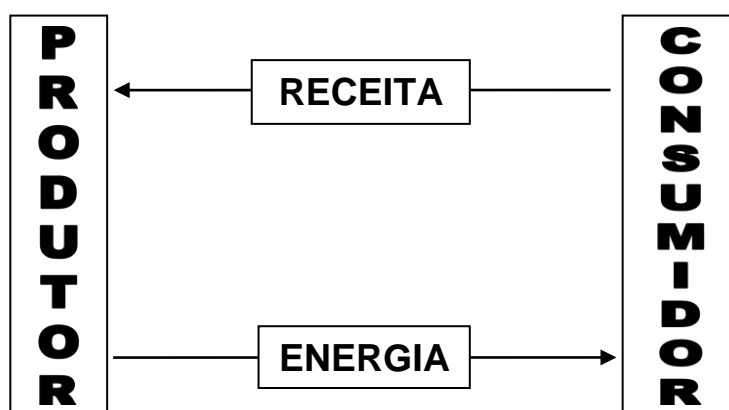


Figura 4 – Princípio básico da Transação entre Produtor e Consumidor

Um contrato significa uma transação em potencial: se as duas partes concordarem, assinam o contrato e as ações mencionadas serão concretizadas. Defluindo da vontade das partes, ele só se aperfeiçoa quando, através da transigência de cada um, alcançam os contratantes um acordo satisfatório a ambos. É o que, juridicamente, entende-se por

tradição (GONÇALVES, 2011, p.13). 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** (MARTIN; PETTY, 2000).

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 ideia de que ao pagar por algo menos do que ele acha que vale, existe uma adição de valor ao pecúlio do agente.

$$ECA = U(E) - R \quad (1)$$

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 expresso na função custo  $C(E)$ . Assim, obtém-se o **excedente do produtor** EVA® — marca registrada da Stern & Stewart Co. — para Economic Value Added.

$$EVA = R - C(E) \quad (2)$$

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 indicarão 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:

$$ECA = U(E) - T \times E \quad EVA = T \times E - C(E) \quad (3)$$

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

$$\frac{dU}{dE} = UM = T \quad \frac{dC}{dE} = CM = T \quad (4)$$

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 (ROSS;WESTERFIELD, 2008). Sendo assim, **a escolha do agente ocorre quando seu valor marginal (Utilidade, Custo) iguala o preço.**

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 “saciedade” 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 expressida por um termo quadrático negativo enquanto a escassez por um positivo. Tem-se então, para o valor da Utilidade:

$$U = a \times E - \frac{b}{2} \times E^2 \quad (5)$$

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 aproximarem-se a situações reais.

Os respectivo valor marginal fica:

$$UM = a - b \times E \quad (6)$$

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

$$T = a - b \times E \Rightarrow E = \frac{a - T}{b} \quad (7)$$

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:

$$R = T \times E = UM \times E = a \times E - b \times E^2 \quad (8)$$

Segundo Arango *et al* (2008), tratando-se de **serviço público universalizado**, todo individuo 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 econômico agregado à sociedade EWA (*Economic Wealth Added*) criado pelo serviço. Escreve-se:



$$EWA = ECA + EVA = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (9)$$

### 3.2. A Estrutura de Custos no Sistema Elétrico pela Visão do Modelo.

A responsabilidade para atingir o ótimo é compartilhada pelos diversos agentes (produtores, consumidores e fabricantes) sendo as obras pagas por uns ou outros (JEHLE; RENY, 2000). 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.

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 (ARANGO et al; 2007):

- Custos operacionais eficientes;
- Encargos;
- Custos por perdas técnicas;
- Custos devido à falta de qualidade;
- Depreciação da rede e de outros ativos por 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  $\hat{C}(E,B,Q)$ :

$$\hat{C} = e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + d \times (B + Q) \quad (10)$$

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 associados às 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.

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 ( $EBIT - Earnings Before Interests and Taxes$ ). Ou seja:

$$IMP = t \times EBIT = t \times (R - \hat{C}) \quad (11)$$

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

$$Y = r_w \times (B + Q) \quad (12)$$

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

$$C = \hat{C} + t \times (R - \hat{C}) + r_w \times (B + Q) \quad (13)$$

ou também:

$$C = t \times R + (1-t) \times \left( \hat{C} + \frac{r_w \times B}{1-t} + \frac{r_w \times Q}{1-t} \right) \quad (14)$$

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

$$C = t \times R + (1-t) \times \left[ e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + (B + Q) \times \left( d + \frac{r_w}{1-t} \right) \right] \quad (15)$$

No intuito de simplificar os cálculos, faz-se a mudança de variável

$$k = d + \frac{r_w}{1-t}$$

Logo:

$$C = t \times R + (1-t) \times \left[ e \times E + p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + k \times (B+Q) \right] \quad (16)$$

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:**

$$p \times \frac{E^2}{B} + q \times \frac{E}{Q} + k \times (B+Q) \quad (17)$$

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

$$\frac{\partial C}{\partial B} = 0 \rightarrow p \times \frac{E^2}{B^2} = k \quad \text{e} \quad \frac{\partial C}{\partial Q} = 0 \rightarrow q \times \frac{E}{Q^2} = k \quad (18)$$

o que implica:

$$B^* = \left( \frac{p}{k} \right)^{\frac{1}{2}} \times E \quad \text{e} \quad Q^* = \left( \frac{q}{k} \right)^{\frac{1}{2}} \times E^{\frac{1}{2}} \quad (19)$$

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

$$C^* = t \times R + (1-t) \times \left[ \left( e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \right) \times E + 2(qk)^{\frac{1}{2}} \times E^{\frac{1}{2}} \right] \quad (20)$$

De uma forma mais simplificada tem-se:

$$C^* = t \times R + (1-t) \left[ c_1 \times E + c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right] \quad (21)$$

onde:

$$c_1 = e + 2(pk)^{\frac{1}{2}} \quad \text{e} \quad c_2 = 2(qk)^{\frac{1}{2}} \quad (22)$$

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

$$C^* = t \times a \times E - t \times b \times E^2 + (1-t) \times c_1 \times E + (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \quad (23)$$

E, por fim, tem-se:

$$C^* = (1-t)c_2 \times E^{\frac{1}{2}} + [t \times a + (1-t) \times c_1] \times E - t \times b \times E^2 \quad (24)$$

Sendo-se assim, através da equação (24) obtém-se a função custo minimizado em termos da quantidade de energia elétrica fornecida.

### 3.3. A otimização do mercado elétrico

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 essencialmente 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, a ECA é um excedente que os consumidores obtém porque a

utilidade que auferem na compra de energia ultrapassa a receita que pagam.

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

$$ECA = U - R \quad (25)$$

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

$$ECA = \frac{b}{2} \times E^2 \quad (26)$$

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:

$$EVA = R - C \quad (27)$$

Neste caso, adotando-se o modelo de custo minimizado  $C^*(E)$ , dado pela equação (21), vem:

$$EVA = R - t \times R - (1-t) \times c_1 \times E - (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \quad (28)$$

Desenvolvendo-se a equação (28) chega-se a:

$$EVA = (1-t) \times \left( R - c_1 \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right) \quad (29)$$

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

$$EVA = (1-t) \times \left( (a - c_1) \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - b \times E^2 \right) \quad (30)$$

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, e gerando, desta forma, valor agregado apenas para o produtor ( $EVA > 0$ ) (MAX-COLELL et al, 1995).

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 mostra 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:

$$EWA = \frac{b}{2} \times E^2 + (1-t) \times \left( (a - c_1) \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - b \times E^2 \right) \quad (31)$$

Assim sendo, a equação final para o EWA fica:

$$EWA = (1-t) \times (a - c_1) \times E - (1-t) \times c_2 \times E^{\frac{1}{2}} - \left( \frac{1-2t}{2} \right) \times b \times E^2 \quad (32)$$

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 (9), (3) e (4), significa

$$UM = CM \quad (33)$$

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:

$$\begin{array}{ll} \text{Maximizar} & \text{EWA}(E) \\ \text{Sujeito a:} & \text{EVA} \geq 0 \end{array} \quad (34)$$

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 3.1 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 (33) para o caso otimizado simplificado. Neste caso, tem-se:

$$a - b \times E = t \times RM + (1-t) \times c \quad (35)$$

$$a - b \times E = t \times (a - 2 \times b \times E) + (1-t) \times c \quad (36)$$

que conduz a

$$\hat{E} = \frac{1-t}{1-2t} \times \frac{a-c}{b} \quad (37)$$

Por outro lado:

$$EVA(\hat{E}) = R(\hat{E}) - C^*(\hat{E}) \quad (38)$$

Desta forma:

$$EVA(\hat{E}) = (1-t) \times ((a-c) \times E - b \times E^2) = (1-t) \times E \times (a-c - b \times E) \quad (39)$$

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

$$EVA(\hat{E}) = a - c - b \times \frac{(1-t)}{1-2t} \times \frac{a-c}{b} = (a-c) \times \left(1 - \frac{1-t}{1-2t}\right) \quad (40)$$

$$EVA(\hat{E}) = -\frac{t}{1-2t} \times (a-c) \quad (41)$$

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 anteriormente, é necessária a obtenção do valor otimizado da energia que garanta um EVA nulo. Sendo assim, de (29) tem-se:

$$EVA=0 \rightarrow (1-t) \times \left( R - c_1 \times E - c_2 \times E^{\frac{1}{2}} \right) = 0 \quad (42)$$

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 e em qualidade.**

$$R^* = c_1 \times E^* + c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} \quad (43)$$

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

$$-b \times E^{*2} + (a - c_1) \times E^* - c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} = 0 \quad (44)$$

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:

$$-b \times E^{*2} + f \times E^* - c_2 \times E^{*\frac{1}{2}} = 0 \quad (45)$$

A partir deste ponto, basta-se utilizar um método numérico para a obtenção da solução de  $E^*$ . Tal solução é alcançada de maneira mais simples, visto que a obtenção da forma analítica para a energia torna-se inviável para o estudo em questão.

### 3.4. A compensação ao consumidor pelas falhas no fornecimento de energia elétrica pela concessionária

A descontinuidade de fornecimento de energia elétrica deve ser retratada, em uma 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:

$$WTP_o - \frac{qE}{Q} = R \quad (46)$$

onde  $WTP_o$  = *willingness to pay* = propensão a pagar do consumidor

Os custos de qualidade  $C_q$  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** ( $T_u$ ). 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:

$$C_q = \frac{qE}{Q} = \frac{DEC}{8760} \times E \times T_u \quad (47)$$

**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.**

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 verifica em quanto os limites desses índices foram ultrapassados.

A devolução faz parte da regra de compensação ao consumidor por eventuais cortes de energia estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica que passou a 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 agência 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 aproximadamente 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 (Arango *et al*, 2011).** Partindo-se da equação (47) tem-se:

$$\frac{DEC - DEC_{meta}}{8760} \times Tu \times E = Cq - Cq_{meta} \quad (48)$$

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 econômico adicionado.

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.

$$R = WTP_o - \frac{qE}{Q} \quad (49)$$

Utilizando-se o modelo de propensão a pagar do consumidor — neste caso como o próprio modelo de receita definido pela equação (8) — tem-se para esta condição:

$$R = aE - bE^2 - \frac{qE}{Q} \quad (50)$$

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:

$$T = a - bE - \frac{q}{Q} \quad (51)$$

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

$$E = \frac{a - T - q/Q}{b} \quad (52)$$

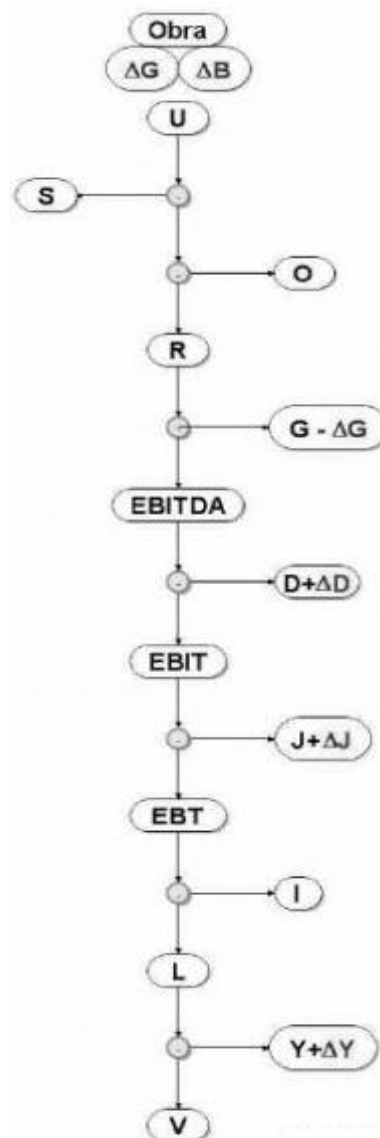
**Logo, caso a concessionária opte por não investir adequadamente em qualidade conforme estipulam as metas de continuidade impostas pelo órgão regulador, estará destruindo o valor da empresa. Portanto, esta concepção na forma de compensar o consumidor visa manter o paradigma regulatório, forçando a empresa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

### 3.5. A aplicação do modelo TAROT na priorização de obras no sistema elétrico

A necessidade de realização de novas obras para expansão e melhorias no sistema elétrico aumenta conforme aumenta a demanda por eletricidade, como reflexo do crescimento econômico do país. Dessa forma, várias oportunidades de intervenções no sistema elétrico através de um conjunto de obras emergem do processo de planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico. A situação-

problema encontrada refere-se à **metodologia mais adequada no contexto econômico e regulatório para a priorização de execução destas obras** (CAMPOS et al, 2013).

Neste sentido, a **execução de uma obra pode ser modelada através de um acréscimo de capital para investimentos ( $\Delta B$ ) e de uma diminuição no custo operacional ( $\Delta G$ )**. Como consequência a depreciação, os juros pagos e a remuneração aos acionistas aumentarão, advindas do aumento no capital investido, e em contrapartida haverá uma diminuição nos custos operacionais. A Figura 5 traz o diagrama de fluxos econômicos nesta situação.



Fonte: CAMPOS et al, 2013

**Figura 5 – Alteração do Fluxo Financeiro em decorrência de uma nova obra**

Um dos princípios da priorização de obras parte da análise da relação de custo-benefício gerada pela implementação dos projetos, sendo os custos relacionados ao aumento do capital investido e os benefícios decorrentes eminentemente da diminuição dos gastos operacionais. **O planejamento visa determinar um portfólio de obras candidatas a serem executadas, e priorizar as obras que maximizem o benefício gerado, criando mais valor para a empresa.** O retorno da obra é dado pela relação de diminuição de custos pelo acréscimo de capital investido, como se segue:

$$r = \frac{\Delta G}{\Delta B} \quad (53)$$

Através do modelo de mercado elétrico representando os fluxos econômicos para a condição de obra executada determina-se a taxa limiar para agregação de valor da concessionária, taxa esta que indica o mínimo de retorno que uma obra deve fornecer para que haja criação de valor econômico. Essa taxa mínima se baseia no fator de depreciação ( $d$ ) e na taxa de retorno ou custo de capital da empresa ( $r_w$ ).

O custo de capital da empresa é determinado considerando a taxa de juros paga aos credores da concessionária e a taxa de remuneração paga aos acionistas. O peso da contribuição de cada uma das parcelas de capital em relação ao capital total é utilizado como ponderação nas respectivas taxas para a formação de uma taxa única ( $r_w$ ), que permite calcular o custo médio ponderado de capital da empresa (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*)<sup>1</sup>.

A taxa limiar *hurdle rate* ( $h_v$ ) para agregação de valor à concessionária, e a taxa limiar para geração de lucro para a concessionária ( $h_L$ ) são calculadas, respectivamente usando (54) e (55):

---

<sup>1</sup> Para maior detalhamento, vide Apêndice 2 deste documento.



$$h_v = d + \frac{r_w}{1-t} \quad (54)$$

$$h_L = d + r_D \frac{D}{P+D} \quad (55)$$

A relação entre  $h_V$  e  $h_L$  pode ser representada como:

$$h_v = h_L + \frac{1 - \frac{D}{P+D}}{1-t} r_P \quad (56)$$

Desta forma, chega-se à conclusão de que a ***hurdle rate* é maior do que a taxa mínima para gerar lucro**, sendo assim, **os esforços realizados para gerar valor econômico devem ser maiores do que para gerar lucro**. Assim, Para que uma obra executada produza lucro o retorno obtido com sua execução deve ser maior do que  $h_L$  ( $r > h_L$ ). Para criar valor econômico adicionado o retorno da obra deve ser maior do que  $h_v$  ( $r > h_v$ ).

### 3.6. A inclusão da renda do consumidor como fator determinante para um mercado inteligente

**O comportamento dos consumidores quanto à aquisição de bens e serviços é governado por três fatores principais: os preços dos bens e serviços; a preferência do consumidor em relação a cada bem e serviço; a renda disponível para efetuar as compras.**

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 “saciedade” 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  $\frac{dCM}{dE} > 0$ .

Assume-se que  $E_i$  unidades do bem e serviço representam um valor de uso para o consumidor, expresso como:

$$U_i = a_i E_i - \frac{b_i}{2} E_i^2 \quad (57)$$

onde, segundo Abreu *et al.* (2009),  $(a_i, b_i)$  são parâmetros que exprimem sua preferência pelo bem e serviço;  $a_i$  significa a avidez pela energia, enquanto  $b_i$  desempenha o papel da saciedade em relação àquele.

Sejam  $T_i$  os preços unitários (tarifas) dos bens e serviços. Então, o pagamento necessário para adquirir as quantidades  $E_i$  é dado por:

$$C = \sum T_i E_i \quad (58)$$

Entretanto, se  $Y$  é a renda, a despesa não poderá ultrapassá-la:

$$\sum T_i E_i \leq Y \quad (59)$$

Com relação ao consumo de energia elétrica, objetiva-se modelar o comportamento do usuário de energia elétrica. Por tal motivo, considera-se apenas um outro produto englobando o restante do mercado.

Assim ter-se-á a energia  $E$  com:

$$U = aE - \frac{b}{2}E^2 \quad , \quad \text{tarifa} = T \quad (60)$$

E a “não-energia”  $\bar{E}$  com:

$$U = a\bar{E} - \frac{\bar{b}}{2}\bar{E}^2 \quad , \quad \text{tarifa} = \bar{T} \quad (61)$$

Neste contexto, pressupõe-se que os consumidores vão comprar aquelas quantidades  $(E, \bar{E})$  que maximizam o valor total de uso  $(U, \bar{U})$  auferido sujeito à restrição de pagamentos para aquisição destes bens e serviços.

A solução do **problema de máximo condicionado** implícito no parágrafo anterior pode expressar-se de maneira aproximada (na medida em que o gasto com energia elétrica seja pequeno em relação à despesa total). A energia  $E$  é obtida da fórmula:

$$\left( \frac{E}{E_M} \right) = 1 - \left( \frac{a}{\bar{a}} \right)^{-1} \left( 1 - \frac{Y}{Y_M} \right) \left( \frac{T}{\bar{T}} \right) \quad (62)$$

onde:

$$E_M = \frac{a}{b} \quad Y_M = \frac{\bar{a}\bar{T}}{\bar{b}} \quad (63)$$

Estas equações exprimem a ligação fundamental que existe entre as variáveis  $(E, T, Y)$  através dos parâmetros  $(a, b, \bar{a}, \bar{b})$  das preferências. Ela pode representar-se graficamente empregando uma das variáveis como parâmetro, ou seja:

$$E(T) \quad \text{Parâmetro } Y$$

$$E(Y) \quad \text{Parâmetro } T$$

$$E(T) \quad \text{Parâmetro } E$$

O exemplo a seguir ilustra os três casos para os valores:

$$a = 2000 \quad b = 500 \quad \bar{a} = 10000 \quad \bar{b} = 200 \quad \bar{T} = 1200$$

originando-se a equação:

$$E = 4 - \left(1 - \frac{Y}{6000}\right) \frac{T}{60}$$

Daí resulta ainda:

$$Y = 60000 \left(1 - 60 \frac{4 - E}{T}\right)$$

Considere agora o consumo agregado de vários clientes. Por simplicidade, supõe-se que todos eles apresentam as mesmas preferências e pagam segundo uma mesma tarifa, diferindo apenas enquanto às suas respectivas rendas  $Y_j$ .

Neste cenário, a equação da energia em função da renda se expressará em termos do consumo total:

$$E = \sum_j E_j \tag{64}$$

e da renda total:

$$Y = \sum_j Y_j \quad (65)$$

com a ressalva de que, quando o segundo membro é negativo, o consumo  $E$  permanece em zero. Isto leva ao **conceito de renda crítica**  $Y_C$ , que é o valor para o qual o segundo membro vale exatamente zero. Sendo assim, resulta:

$$Y_C = Y_M \left( 1 - \left( \frac{a}{-a} \right) \left( \frac{T}{\bar{T}} \right)^{-1} \right) \quad (66)$$

ou seja,  $Y_C$  depende do valor de  $T$ . Quanto maior  $T$ , maior a renda crítica (note-se que  $T$  está dividindo o termo negativo do parênteses). Na Figura 6,  $Y_C(T)$  é a curva correspondente ao valor zero do parâmetro  $E$ .

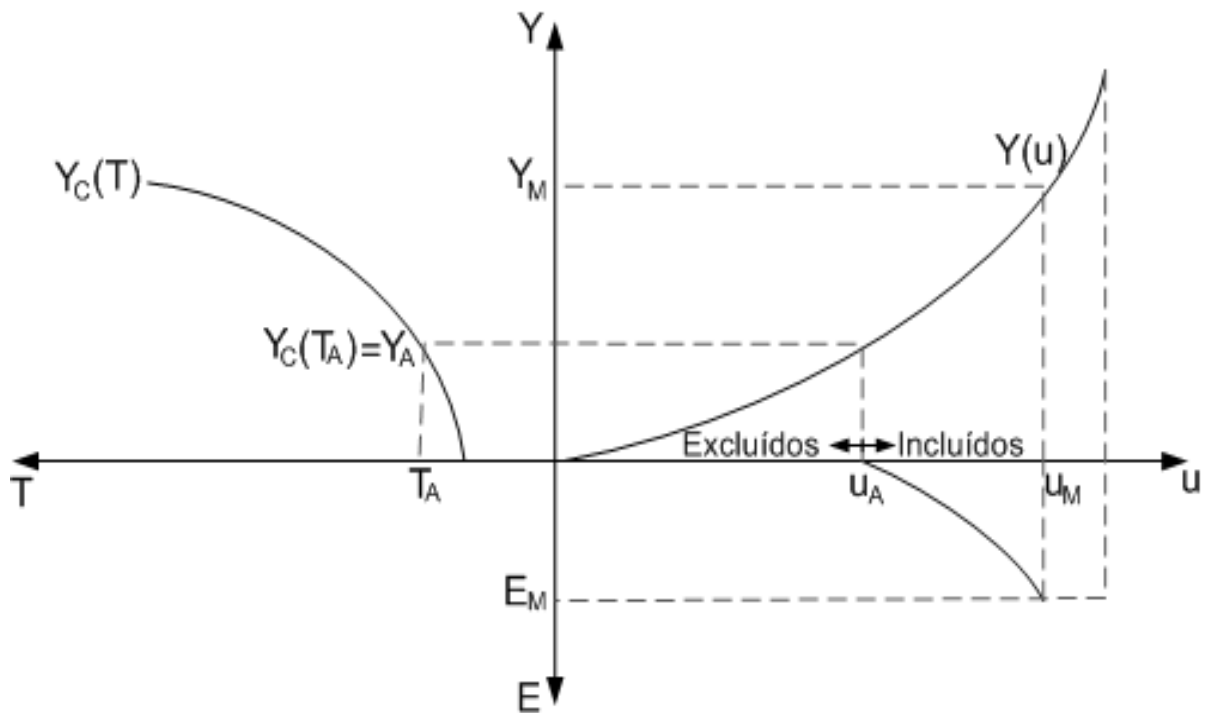


Figura 6 – Clientes Incluídos no consumo.

A distribuição de renda  $Y(j)$  (com os  $j$  elegidos em ordem crescente da renda) pode ser, nos muitos casos práticos em que o número de clientes é muito elevado, substituída pela curva contínua  $Y(u)$ . Deste modo pode-se determinar a inclusão de clientes no consumo para diversas tarifas aplicadas a eles.

Imaginando uma tarifa  $T_B$  de baixa renda, pode-se aumentar o número de incluídos. A Figura 7 mostra graficamente o efeito de se rebaixar a tarifa de  $T_A$  para  $T_B$  aos consumidores com renda menor que  $Y^*$ . Como resultado tem-se incluídos os consumidores com renda entre  $Y_A$  e  $Y_B$  (ou seja, de  $u_A$  e  $u_B$ ) e gera-se um consumo adicional definido pela área em destaque.

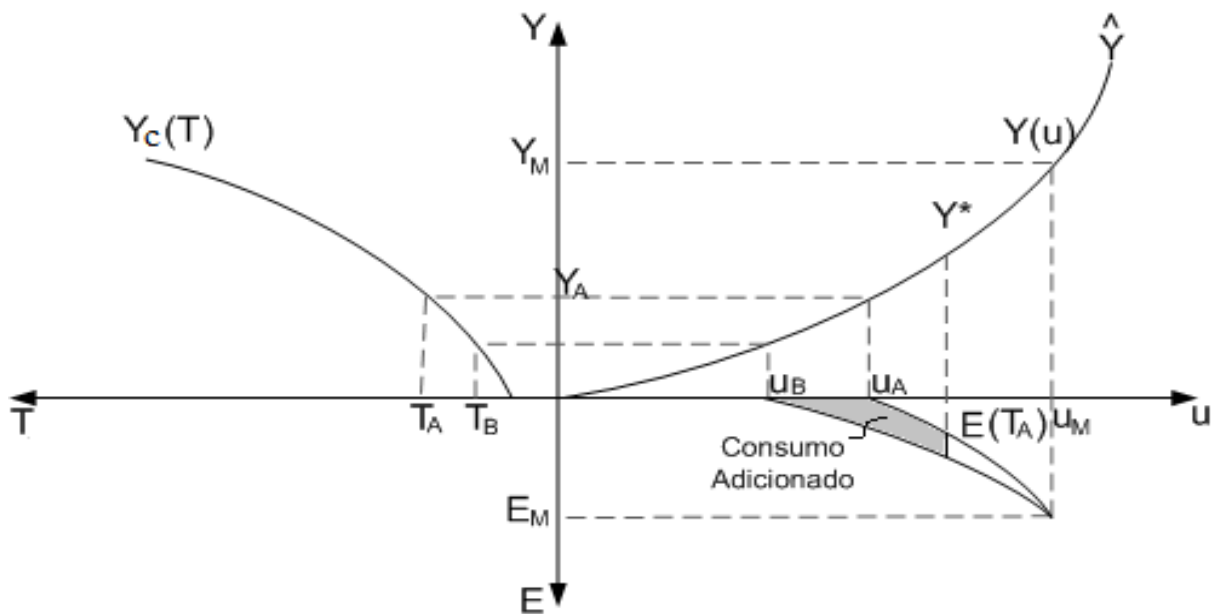


Figura 7 – Efeitos da política de inclusão no consumo.

### 3.7. A importância do modelo TAROT para o ciclo de revisões tarifárias.

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 partir da definição das regras de revisão tarifária, as empresas podem estimar, com alguma precisão, os ganhos que poderão ter em função de seu **esforço gerencial**. Da mesma forma, os consumidores saberão como esses ganhos serão revertidos à **modicidade tarifária**. **Tem-se como premissa que um menor espaço para decisões discricionárias também é um elemento de incentivo à eficiência, porque garante aos consumidores que as empresas não conseguirão repassar suas ineficiências como se fatores ambientais fossem e, ao mesmo tempo, dá segurança às empresas de que não haverá repasse oportunista de seus ganhos aos consumidores.**

Um elemento essencial da revisão tarifária é que **a aplicação de uma regra uniforme permite a comparação entre as empresas**. Para tanto, essa regra deve ser capaz de refletir as especificidades relevantes de forma exaustiva e detalhada, estabelecendo com clareza qual será o tratamento dado para essas especificidades. Se a regra for muito generalista, não haverá eficácia em sua aplicação, recaindo os resultados em escolhas discricionárias. Por outro lado, deve-se

reconhecer que há limites na incorporação das especificidades em decorrência da **assimetria de informação** entre regulador e regulado. A análise caso a caso conduz a um **risco de subjetividade**, fazendo com que as regras percam valor. A regra bem elaborada reduz a discricionariedade do regulador e facilita a tomada de decisão do regulado.

A eficácia da revisão depende, portanto, do estabelecimento de regras que permitam que os **agentes eficientes sejam premiados por desempenharem bem sua gestão frente a essas regras**. O principal incentivo ou objetivo empresarial é o lucro, de modo que a definição de regras que possibilitem ao agente regulado o desenvolvimento de estratégias para aumentar seu lucro é uma boa prática regulatória. O consumidor se beneficia na medida em que essa **maior eficiência irá se traduzir em menores tarifas e em uma melhor qualidade** no momento seguinte.

O primeiro processo de revisão tarifária conduzido pela ANEEL foi o da Escelsa, em 1998, discutido na Consulta Pública nº 3/1998. O Contrato de Concessão da empresa foi assinado em 1995 prevendo uma revisão tarifária a cada 3 anos. Assim, em 2001 foi realizado seu segundo processo de revisão tarifária, discutido na Audiência Pública nº 5/2001.

As demais distribuidoras, que tiveram seus contratos de concessão assinados entre 1996 e 2001, passaram a ter revisões de suas tarifas a partir de 2003. A ANEEL inaugurou em 2003 o chamado 1º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (1CRTP), que foi realizado entre 2003 e 2006. Cada Contrato de Concessão prevê uma data específica de revisão tarifária e, inclusive, uma periodicidade diferenciada para ela ocorrer – há empresas que possuem contratos que preveem revisões a cada 4 anos, outras a cada 5 e a Escelsa, cujo contrato prevê revisões a cada 3 anos. A estipulação de um chamado “Ciclo de Revisões” teve como principal objetivo uniformizar as regras



para as empresas que passariam por revisão entre 2003 e 2006. Já que todas as empresas, exceto a Escelsa, passariam por sua primeira revisão tarifária, buscou-se por coerência adotar a mesma metodologia para todas.

**Como a revisão das tarifas acontece em média a cada quatro anos, tem-se o momento em que são reavaliados os custos das distribuidoras, revertendo-se para a modicidade tarifária os ganhos médios de eficiência por elas obtidos.** Sendo assim, ocorreram os ciclos de revisão tarifária de 2003 a 2006 (1º Ciclo) e de 2007 a 2010 (2º Ciclo). A revisão da metodologia do 3º Ciclo postergou seu início para 2012, mas sua conclusão permaneceu em 2014. A revisão e o reajuste anual estão previstos nos contratos de concessão assinados entre o Governo Federal e as empresas. No ano que a tarifa da distribuidora passa por revisão, o reajuste não é aplicado.

Com relação aos custos operacionais, até o segundo ciclo de revisões tarifárias utilizava-se o modelo de empresa de referência para definição dos custos operacionais eficientes. Já para o terceiro ciclo Não há mais empresa de referência, mas os custos definidos no ciclo anterior (2º ciclo) foram atualizados revertendo para a modicidade tarifária os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras. Complementarmente, é feita uma avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Havendo diferença entre os dois resultados, faz-se definida uma trajetória de custos operacionais eficientes por meio do Fator X.

Quanto à taxa interna de retorno aplicada (WACC), esta passou de 9,95% (real e líquido de impostos) para 7,5% (real e líquido de impostos)<sup>2</sup>. A queda refletiu a redução do risco percebido para se investir em distribuição de energia no Brasil e diminuição dos custos de

---

<sup>2</sup> No Apêndice 2 mostra-se que a ANEEL tem utilizado como custo de capital deflacionado um valor obtido a partir dos custos nominais de cada tipologia de capital e deflacionando o WACC como se houvesse um único tipo de investidor, resultado do cruzamento de acionistas e credores. Neste mesmo apêndice mostra-se uma maneira mais coerente de obtenção do custo de capital para as concessionárias.

captação de recursos pelas distribuidoras. Porém, diminuiu consideravelmente o interesse em investir-se neste ramo de atividade. Outro aprimoramento foi considerar os incentivos fiscais concedidos às distribuidoras que atuam nas áreas da SUDAM e SUDENE na definição da taxa de remuneração mais o percentual concedido para cobrir o que é repassado ao imposto de renda. Para essas empresas, a ANEEL considerou o repasse de 15,25% ao IRPJ, restituindo o imposto efetivamente pago, o que auxiliou a redução das tarifas nas regiões Norte e Nordeste.

Para avaliar-se a Componente Produtividade, passou-se de um modelo onde projetavam-se as receitas e as despesas das distribuidoras até a próxima revisão tarifária para um modelo em que observa-se a **relação histórica entre a expansão do mercado e o crescimento dos custos das distribuidoras**. Já para a avaliação da Componente Qualidade, manteve-se a metodologia do segundo ciclo, onde define-se um nível eficiente de perdas não técnicas (furtos e fraudes) por meio da comparação de desempenho das distribuidoras. Porém, as trajetórias são redefinidas levando-se em consideração os melhores desempenhos alcançados pelas distribuidoras. Foi aperfeiçoado o estudo de complexidade para combate às perdas e a definição da velocidade potencial de redução do nível de perdas por **conjunto de distribuidoras com características similares**.

Sendo assim observa-se que as longas discussões para definição das metodologias aplicáveis aos ciclos tarifários têm trazido um problema relevante: as revisões tarifárias provisórias. No Primeiro Ciclo de Revisões tarifárias Periódicas os resultados definitivos só começaram a ser aprovados em 2005, no Segundo Ciclo em 2009, e no Terceiro Ciclo em 2012. Sempre houve revisões provisórias, o que reduz o estímulo à eficiência e a previsibilidade de regras para empresas e consumidores. Essa prática acaba por dificultar, em especial por parte dos consumidores e investidores, a compreensão e o acompanhamento desses processos.

Em decorrência desses problemas, a ANEEL tem sinalizado uma proposta para aplicação no momento do 4º ciclo de revisões tarifárias, qual seja, a não mais incidência de ciclos tarifários e sim simplesmente uma regra de revisão tarifária aprovada. Cada metodologia passaria a prever um momento específico para seu aprimoramento, que poderia ser decorrente de um prazo pré-definido ou de um fato que o justificasse. Os prazos, inclusive, não precisariam ser coincidentes. Por exemplo, as metodologias de perdas não técnicas e custo de capital podem ter elementos que fazem com que o prazo ótimo para o aprimoramento seja diferente. A partir da característica de cada metodologia seria proposto o prazo mais adequado para sua revisão.

Essa proposta busca trazer maior estabilidade de regras ao enfrentar o questionamento das empresas que iniciam os ciclos de revisão de que a ausência de regras aprovadas limita os incentivos e traz efeitos retroativos imprevisíveis. A inovação não provoca perda de isonomia. A única diferença é que, ao invés de rever todas as metodologias a cada quatro anos, essas passam a ser aprimoradas em períodos não coincidentes, priorizando a característica de cada metodologia. Ao invés das regras se tornarem ineficazes ao fim de determinado período de tempo, elas passam a ter validade até a aprovação das novas regras, evitando revisões tarifárias provisórias.

Na medida em que as empresas passam por revisões tarifárias em momentos diferentes no tempo, a aplicação de regras ou parâmetros diferentes não se constitui em uma falta de isonomia. **A atualização das regras e parâmetros ocorre em função de mudanças na realidade do setor, do país e da legislação.** Por exemplo, a consideração de um valor de WACC diferente para empresas que passam por revisão em anos distintos não é uma falta de isonomia, mas simplesmente a adaptação da taxa de remuneração regulatória à realidade distinta pelas quais as empresas passam.

Para o modelo TAROT, 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.

Desta forma, 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 aqui 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 frequentemente 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.

## 4. Estudos de caso apresentados utilizando a modelagem econômica do TAROT

### 4.1. A aplicação do modelo TAROT.

É necessário para uma compreensão plena do modelo que os passos e coeficientes calculados sejam demonstrados através de um exemplo realista, conforme a lógica de cálculo proposta no modelo TAROT. Seguindo a lógica de cálculo do modelo, facilita-se o seu entendimento.

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 subprograma 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 pode-se incorporar os custos de qualidade e o efeito da renda do consumidor no diagrama de fluxos monetários através de funções que as caracterizem. Assim, por exemplo, quando a empresa distribuidora tem qualidade não satisfatória, pode-se obter os coeficientes otimizados relacionados à dinâmica do mercado através dos resultados financeiros reais da empresa de distribuição. De posse desses dados é possível obter os **valores otimizados** de investimentos com o objetivo de se alcançar as metas de continuidade.

Sendo assim, com o intuito de exemplificar os conceitos apresentados no capítulo anterior, serão utilizados os dados técnico-econômicos de uma típica concessionária de distribuição de energia elétrica para obtenção da demonstração financeira.

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 2 apresentam-se estes valores:

Tabela 2 – Valores financeiros de uma concessionária em decorrência de sua revisão tarifária – modelo sem parâmetros de qualidade

**Dados Econômicos**

Propensão a pagar [MR\$]	816
Custos Operacionais [MR\$]	616,55
Perdas Técnicas [MR\$]	70
Investimento da Rede [MR\$]	576
Depreciação [MR\$]	64

Remuneração do Capital ( $r_w$ )	0,075
Impostos (t)	0,34
Elasticidade Demanda-Preço	0,05
Energia distribuída [TWh]	2,72

A Figura 8 retrata o fluxo financeiro da solução receita-consumo, para os dados apresentados. É importante frisar aqui que esta solução não está focada na maximização absoluta 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 concessionária fixada em R\$ 300,00 por MWh.

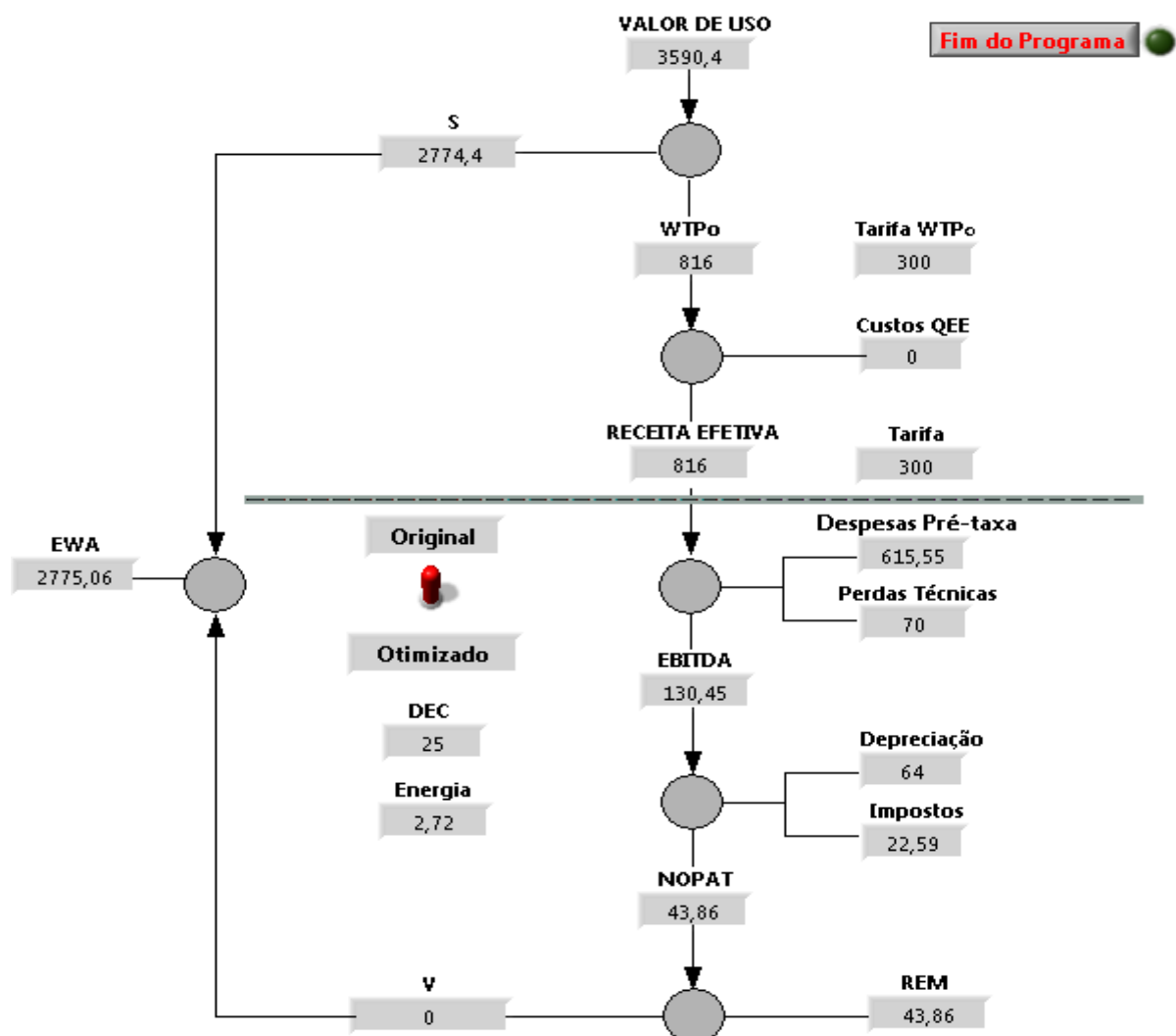


Figura 8 – Diagrama de fluxos monetários de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.



Caso fosse adotada uma postura voltada para a **maximização do EWA**, ter-se-ia uma tarifa fixada em R\$ 296,67 por MWh, como apresenta a demonstração financeira da Figura 9, onde produz-se o máximo bem-estar possível sem que haja deterioração do valor da empresa concessionária. Neste caso, os investimentos na rede de distribuição poderiam ser reduzidos para 423,79 milhões de reais (um decréscimo em torno de 26%). 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 2,7215 TWh.

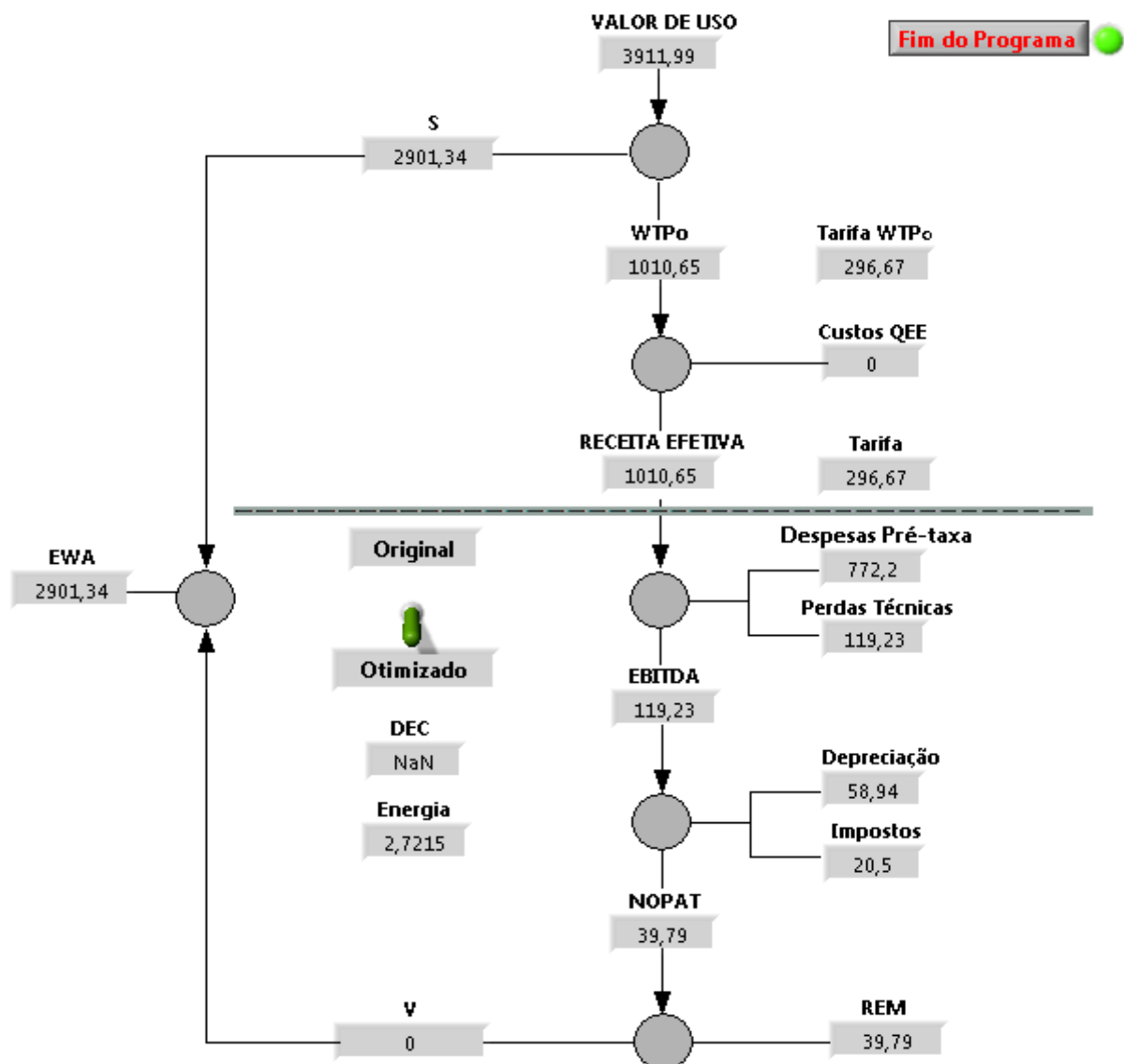


Figura 9 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, sem levar em conta a continuidade do fornecimento de energia.

**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 1,1% na tarifa e ainda assim aumentar o valor agregado ao consumidor.

A seguir, a qualidade será 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.

Voltando ao caso da concessionária aqui retratada, através da estimação de alguns parâmetros relativos aos investimentos em melhoria da continuidade efetuados, é possível incorporar o parâmetro de qualidade ao modelo TAROT. Tais dados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores financeiros de uma concessionária em decorrência de sua revisão tarifária – atribuindo parâmetros de qualidade

**Dados Econômicos**

Propensão a pagar [MR\$]	1020
Custos Operacionais [MR\$]	756
Perdas Técnicas [MR\$]	77,18
Investimento da Rede [MR\$]	577
Depreciação [MR\$]	64
Custos com Qualidade [MR\$]	50
Investimento em Qualidade [MR\$]	64
Remuneração do Capital ( $r_w$ )	0,075
Impostos (t)	0,34
Elasticidade Demanda-Preço	0,05
DEC <sub>meta</sub> [h]	25
Energia distribuída [TWh]	3,4

Desta forma, do diagrama da Figura 10, tem-se o ponto de partida para esta demonstração, consistindo nos valores correspondentes à empresa concessionária por ocasião de sua revisão tarifária.

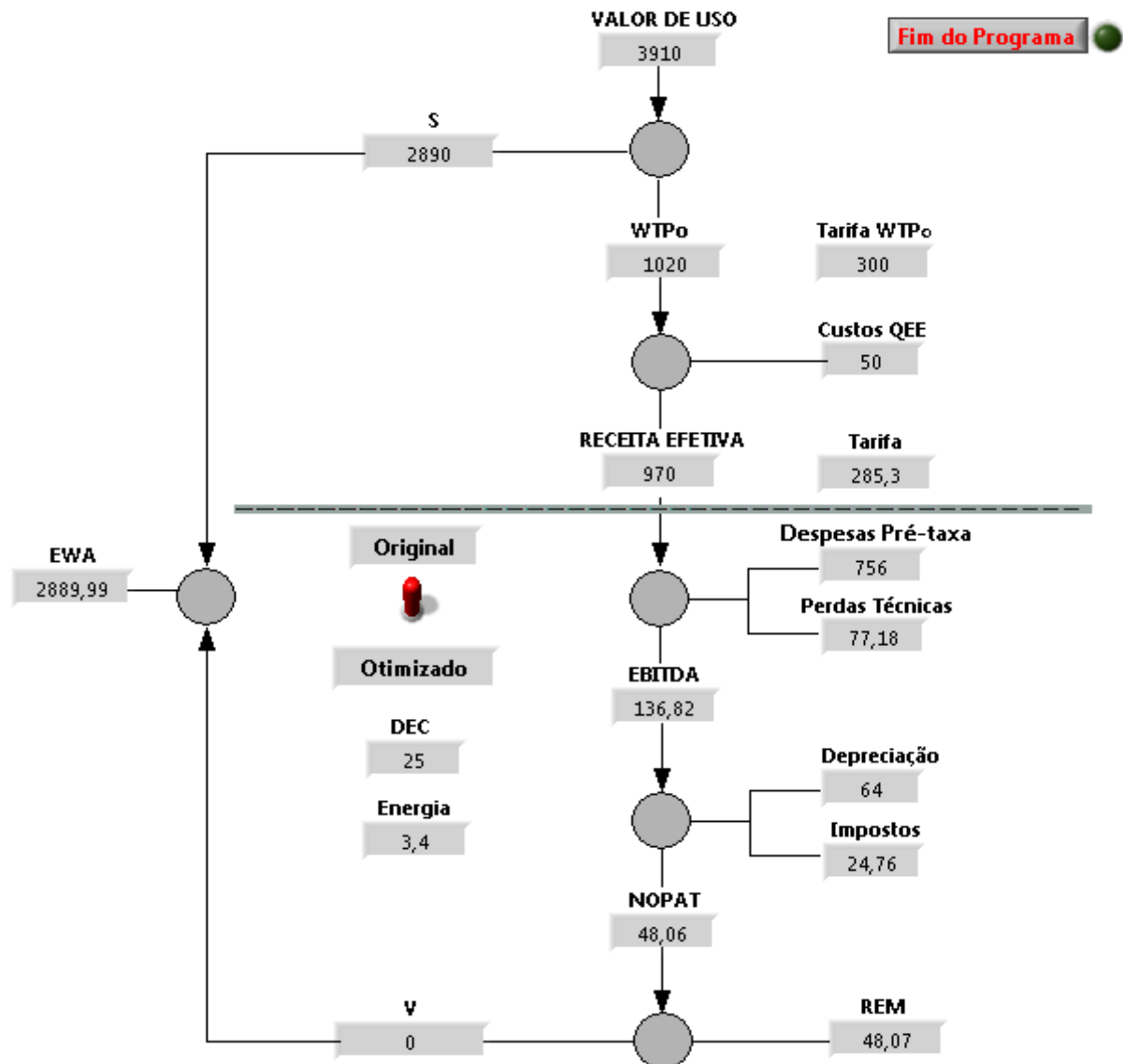


Figura 10 – Diagrama de fluxos monetários de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, levando em conta a continuidade do fornecimento de energia.

Como mostrado no diagrama de fluxos monetários da Figura 11, o investimento na melhoria de qualidade deverá ser majorado a fim de garantir que os custos otimizados com a qualidade se mantenham em 26,17 milhões de reais. Isto representa uma diminuição da duração equivalente de interrupção para um valor de 13,09 horas. Esse cenário da qualidade mostra, ao contrário do apresentado para os investimentos na rede, um **subinvestimento em Q**. Assim sendo, a

Tabela 4 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 4 – Valores Otimizados com a inserção do modelo de qualidade  
**Valores Econômicos Otimizados**

Investimento da Rede [mi R\$]	458,06
Investimento em Qualidade [mi R\$]	122,61
Energia distribuída [TWh]	3,4099
Tarifa [R\$/MWh]	287,4

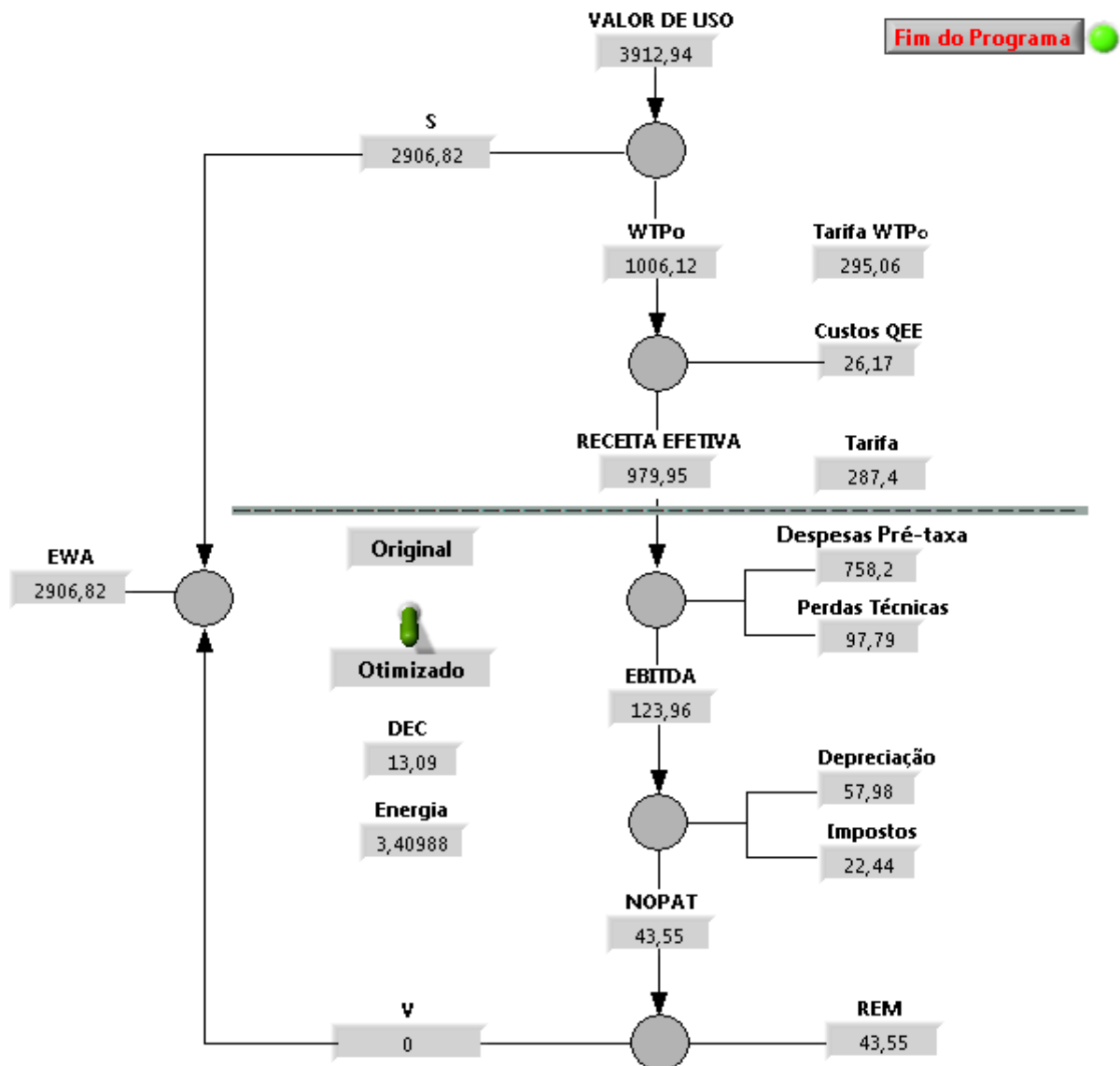


Figura 11 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, levando em conta a continuidade do fornecimento de energia.

No que tange a compensação do consumidor quanto aos problemas envolvendo a qualidade, faz-se um exemplo onde, teoricamente, a concessionária tomada como base no exemplo anterior deseje reduzir pela metade seus investimentos para a manutenção da qualidade. 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.

Assim sendo, para o caso onde os **investimentos em  $Q$  são cortados pela metade na concessionária** em questão, haverá uma redução da energia fornecida para 3,371 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 49,78 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 12, 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  $C_q$  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 4,2 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 45,63 milhões de reais. **Esta é uma condição visivelmente satisfatória para a empresa concessionária tão somente.**

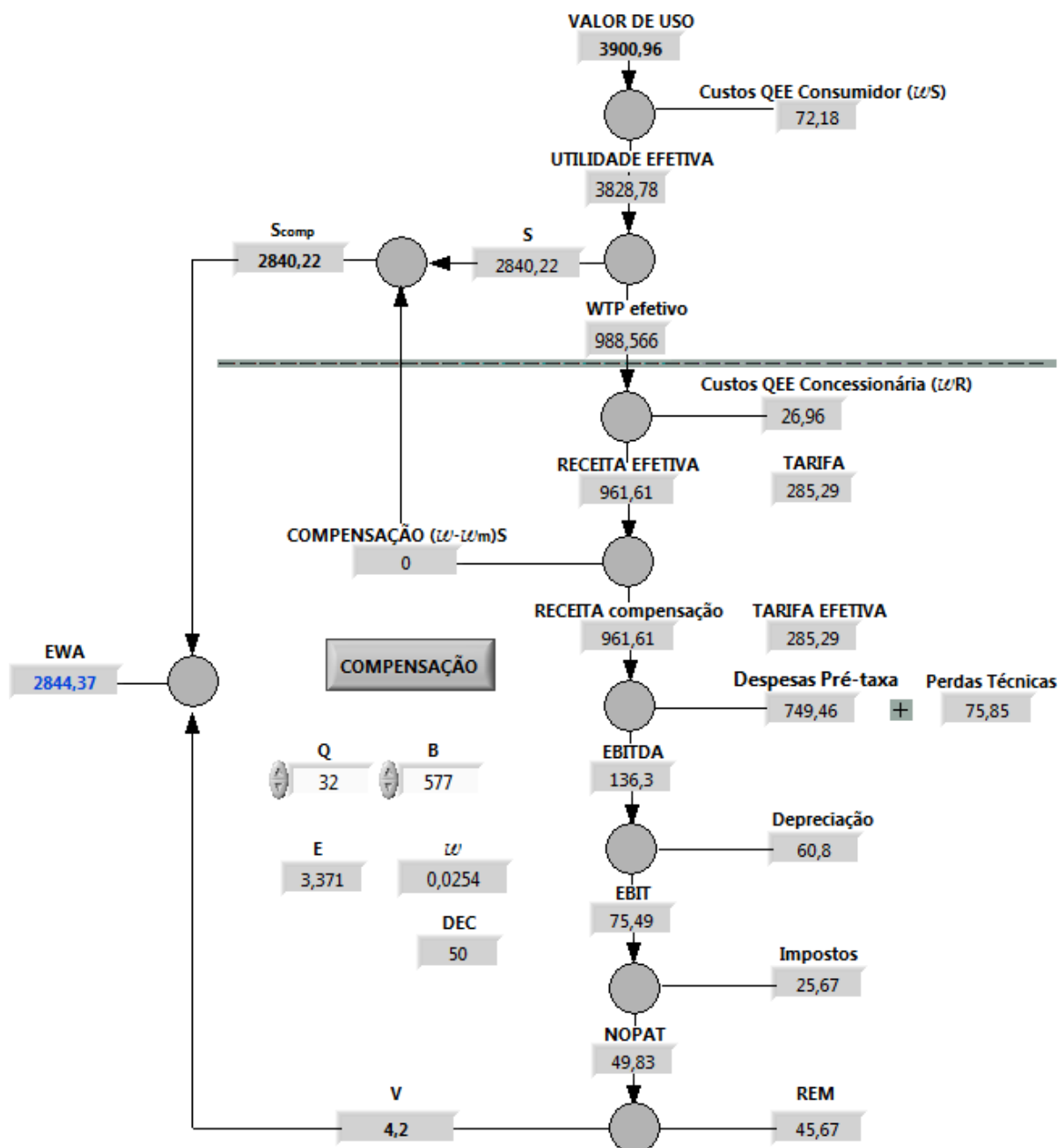


Figura 12 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, onde há o Subinvestimento na qualidade da energia ( $DEC > DEC_{meta}$ ). Sem haver a compensação ao consumidor

Na compensação proposta, a concessionária deverá considerar o valor excedente de  $C_q$  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 13. Sendo assim, a concessionária deverá remeter o valor de 35,22 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\$19,1 milhões**. A pequena diferença entre o *Surplus* do consumidor em condições de investimento regulatórias e o *Surplus* do consumidor após a compensação se deve à variação da energia distribuída em virtude do subinvestimento em qualidade.

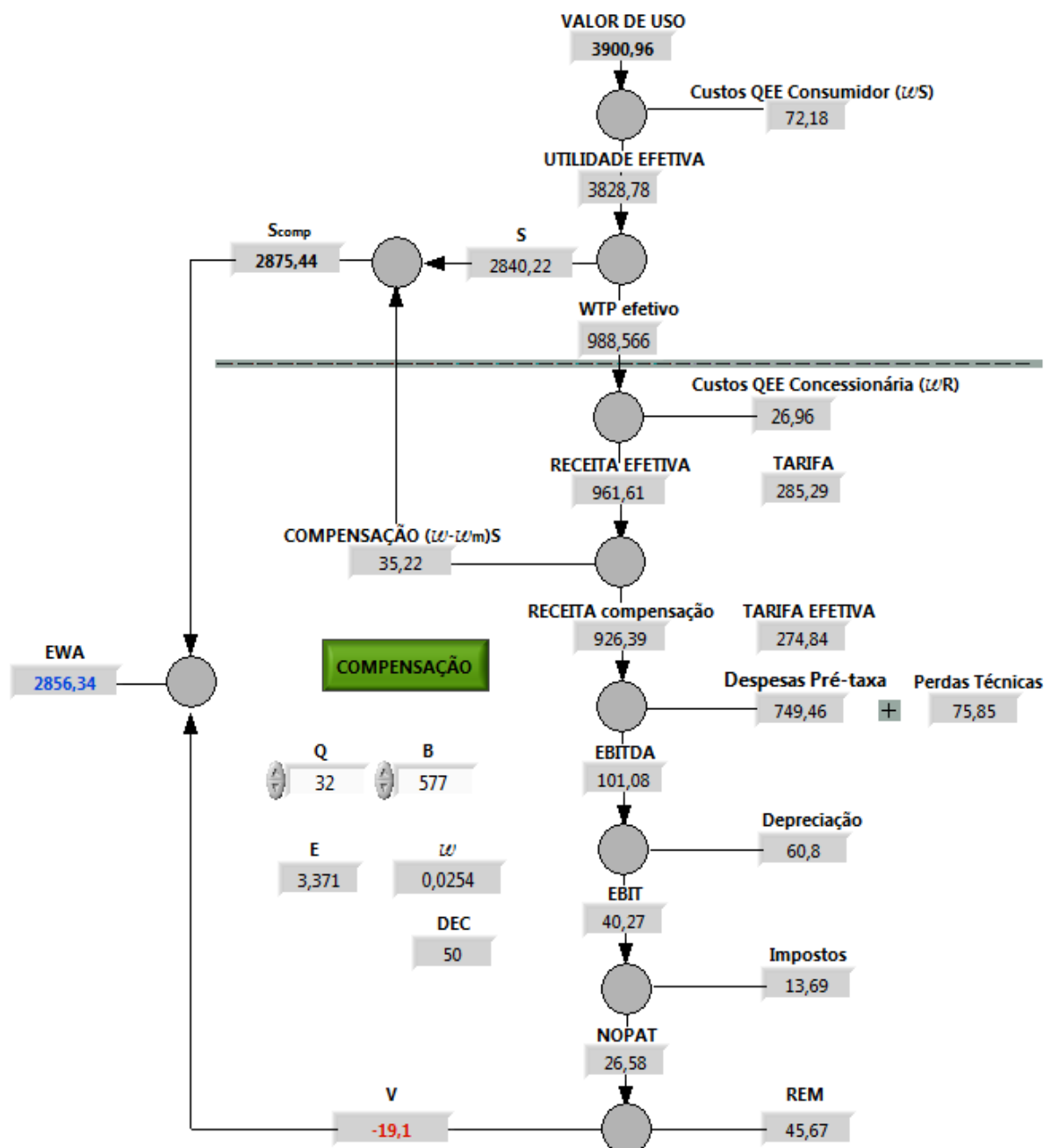


Figura 13 – Diagrama de fluxos monetários otimizados de uma concessionária por ocasião de sua revisão tarifária, onde há o Subinvestimento na qualidade da energia (DEC > DEC<sub>meta</sub>). Incluindo a compensação ao consumidor

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.

#### 4.2. Cálculo de tarifas para políticas públicas sustentáveis baseadas na tecnologia *Smart Grids*

Considere-se uma política pública destinada a aumentar o número de consumidores de baixa renda incluídos no consumo de energia elétrica. Dadas as curvas de distribuição de renda e de renda crítica, como mostrado Figura 14 pode-se obter o desconto tarifário que incorpora um determinado número  $\Delta N$  dos consumidores de baixa renda no uso de eletricidade: Seja  $T$  a tarifa existente. A partir da curva no lado esquerdo da renda crítica  $Y_C(T)$  é obtida, e do outro à direita, resulta que o número de consumidores incluídos serão  $N - N_C$ , enquanto os outros  $N_C$  ainda não participam no consumo de eletricidade.

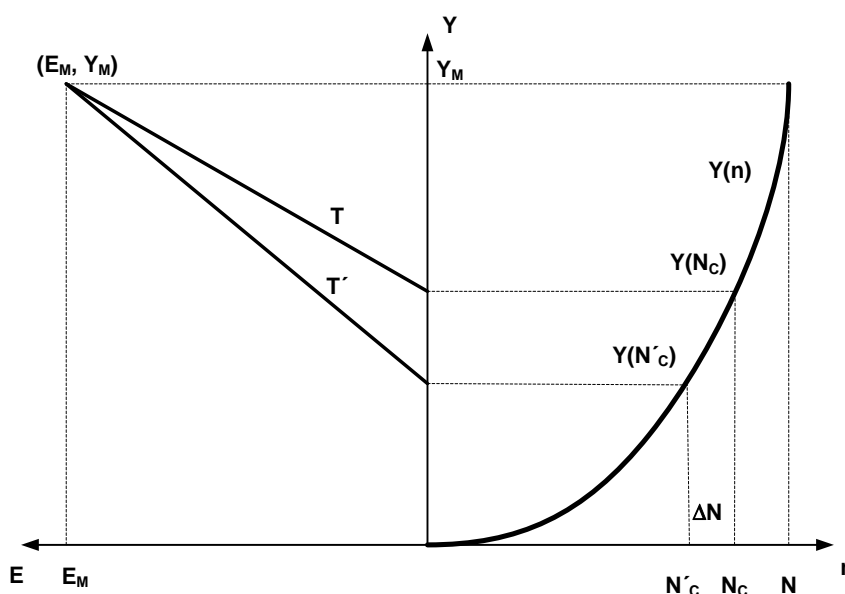


Figura 14 – Renda Crítica como função da Tarifa.



Para incorporar os  $\Delta N$  novos consumidores, deve-se obter o ponto  $N'_C = N_C - \Delta N$ . O valor  $Y_C(N'_C)$  traduzido para o eixo Y determina o ponto em que a linha  $Y_C(E, T = T')$  deve interceptar o eixo. sendo assim,  $\Delta T = T - T'$  é o desconto na tarifa necessário.

A bidirecionalidade de energia e recursos financeiros no cenário de *smart grids* abre novas portas para inclusão dos consumidores de baixa renda. Suponha que este consumidor em potencial está provido de um sistema de geração eólica ou solar, de modo que possa vender energia para a concessionária de distribuição a uma tarifa  $T_S$ . Nesse caso,  $T$  é a tarifa aplicada pela concessionária aos seus consumidores. Para um usuário em que sua renda o exclua do consumo de energia, uma tarifa  $T_U$  pode ser usada em que o usuário iria consumir um determinado valor de energia  $E_S$ , dado por:

$$T \cdot E - T_S \cdot E_S = T_U \cdot E \quad (67)$$

o que resulta em:

$$E_S = \frac{T - T_U}{T_S} \cdot E \quad (68)$$

Considere-se uma política pública destinada a aumentar o número de consumidores de baixa renda incluídos no consumo de energia por meio de um desconto progressivo sobre a tarifa aplicada a eles. O dinheiro necessário para isso será obtido por uma sobretaxa correspondente sobre as tarifas dos usuários mais abastados.

A Figura 15 descreve o mecanismo empregado. Seja uma tarifa original, que foi aplicada a todos os consumidores. Haverá um  $T_R$  para os usuários e um desconto, sobre  $T_R$ , para os de baixa renda. No intuito de simplificar, a distribuição de renda será considerada linear e o subsídio transferido pequeno em relação ao total das receitas. Como já mencionado,  $Y_C$  é o valor de renda que separa os ricos  $Y \geq Y_C$  dos consumidores de baixa renda  $Y < Y_C$ . Assim:

$$N_c = \frac{Y_c}{\bar{Y}} \cdot N \quad (69)$$

A Figura 15 ilustra também a dependência de E sobre a renda Y para diversos valores de T. Considerando que todos os potenciais usuários possuem a mesma preferência sobre E,  $\bar{E}$  mas com diferentes rendas. Os parâmetros são:  $a = 2000$ ;  $b = 500$ ;  $\bar{a} = 10000$ ;  $\bar{b} = 125$ ;  $\bar{T} = 750$ . Nessas condições, para  $T_R = 300$  [ $\frac{R\$}{MWh}$ ], e sem desconto, o consumo em termos da renda será dado pelo caminho (MAB), enquanto que com o desconto será modificado para (MACD), produzindo um aumento no consumo proporcional à área (ABDC). A relação entre T e Y ao longo da região de desconto será de:

$$T = 37.5 \frac{4 - \frac{Y}{37500}}{1 - \frac{Y}{60000}} \quad (70)$$

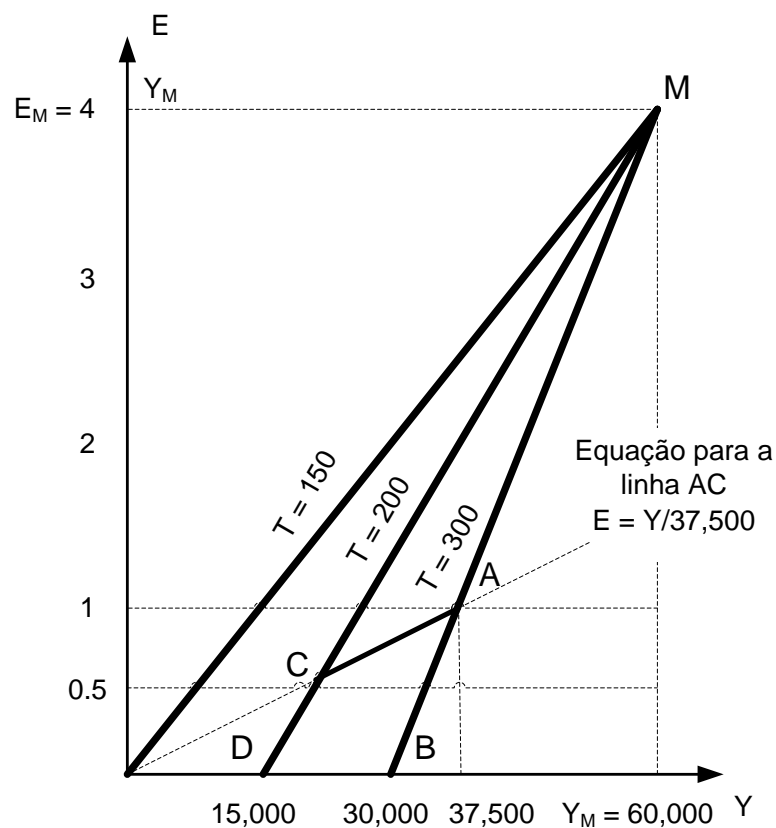


Figura 15 – Distribuição da renda do consumidor.

O usuário se compromete a vender a energia produzida para a Concessionária de Distribuição ao preço de  $T_S$ , menor que  $T_R$ , por exemplo  $T_S = 250 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right]$ . Nessas condições, o usuário irá comprar uma energia  $E$  correspondente à tarifa equivalente  $T$  resultante da combinação de compra e venda que surge. Seja  $T_R$  a tarifa na qual a Concessionária de Distribuição fornece energia para seus consumidores. Assim, tem-se a seguinte igualdade:

$$T_R \cdot E - T_S \cdot E_S = T \cdot E \quad (71)$$

Supondo agora que o usuário possui uma renda  $Y$  e, como já mencionado, a energia será adquirida será dada por:

$$\frac{E}{E_M} = 1 - \left( \frac{a}{\bar{a}} \right)^{-1} \left( 1 - \frac{Y}{\bar{Y}_M} \right) \left( \frac{T}{\bar{T}} \right) \quad (72)$$

A energia  $E_S$  que produz o mesmo efeito que a política de subsídio já proposta pode ser calculada impondo que  $T$  iguale à tarifa dada pela fórmula. Supondo uma renda  $Y = 24000$  [R\$], então:

$$T = 37.5 \frac{4 - \frac{24000}{37500}}{1 - \frac{24000}{60000}} = 37.5 \frac{4 - 0.64}{1 - 0.4} = 210 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] \quad (73)$$

e da equação (72) obtém-se:

$$E = 4 \left( 1 - \frac{1 - \frac{24000}{60000}}{150} 210 \right) = 0.64 [TWh] \quad (74)$$

Finalmente, utilizando-se a equação (71) conclui-se que:

$$E_S = \frac{T_R - T}{T_S} \cdot E = \frac{300 - 210}{250} \cdot 0.64 = 0.23 [TWh] \quad (75)$$

### 4.3. A modelagem econômica do mercado elétrico levando em conta o prosumer

No momento atual, tem-se debatido veementemente as questões relacionadas às redes elétricas inteligentes e suas implicações no sistema elétrico como um todo. Do vasto leque de problemas levantados pela pesquisa neste tema, procura-se aqui analisar os aspectos econômicos que surgem quando se admite a existência de um agente híbrido que, ao mesmo tempo em que consome, é capaz de gerar energia elétrica e disponibilizá-la através da rede de distribuição.

Um novo modelo de geração, em que coexistam geração centralizada e geração descentralizada, está sendo implementado. Milhares de usuários tem a possibilidade de geração própria tornando-se simultaneamente, produtores e consumidores de energia elétrica, denominados de consumidores-produtores (*prosumers*).

O mercado de energia elétrica irá fazer uso pleno de ambos, grandes produtores centralizados e pequenos produtores distribuídos, além do incremento de diferentes ações em eficiência energética e melhoria na qualidade do atendimento à demanda pela energia elétrica.

A inserção de **fontes renováveis** na rede de distribuição, principalmente nas instalações em baixa tensão, aumenta a complexidade da operação do sistema de distribuição. As figuras 16 e 17 ilustram as mudanças básicas, do ponto de vista econômico, que ocorrem quando o mercado de energia elétrica convencional passa para bidirecional.

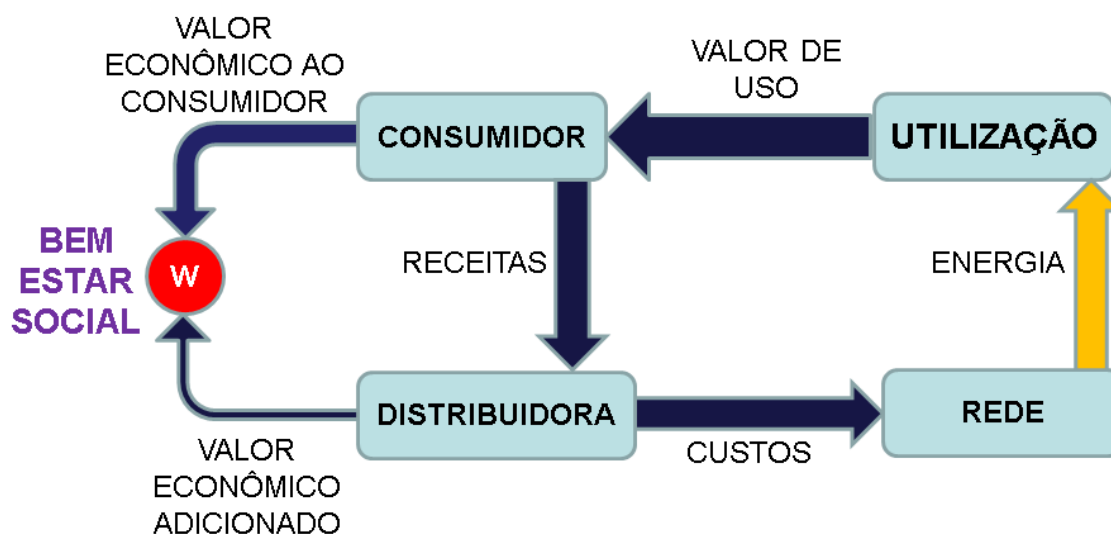


Figura 16 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia convencional.

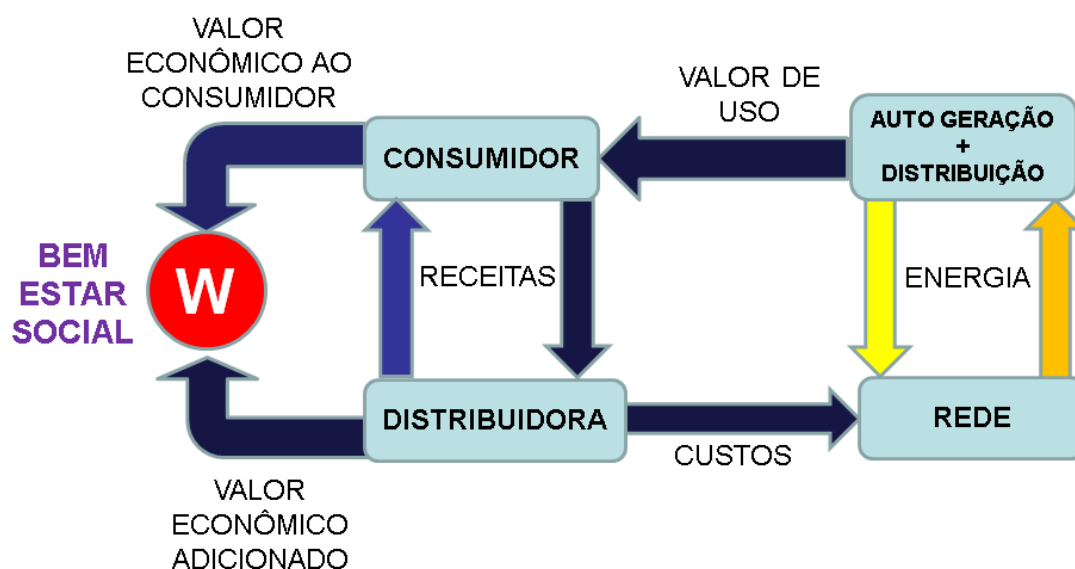


Figura 17 – Fluxos econômicos e físicos no mercado de energia bidirecional.

Neste sentido, formula-se aqui um problema de interesse e introduz-se de maneira gradual uma modelagem do problema junto aos elementos da teoria econômica necessários para a conceituação do mesmo, abordando a o regime abordado pela ANEEL que além de simples, possui grande importância prática.

O funcionamento de mercados inteligentes no Brasil teve um início embrionário através da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL expedida no intuito de estabelecer as condições gerais de

acesso da micro e mini geração distribuída às redes das concessionárias (ANEEL, 2012).

No regime decorrente, a energia injetada pela geração distribuída é cedida à empresa distribuidora, sendo compensada no faturamento posterior do usuário responsável. Nestas circunstâncias, o mecanismo financeiro pode ser analisado em duas etapas: **Doação e Compensação**.

Na Doação, cada consumidor dotado de geração distribuída, chamados aqui de *prosumers*  $PS_i$  através de seu autogerador injeta a energia  $A_i$  no seu ponto de acoplamento com a rede, enquanto recebe a energia  $E_i$  que utiliza no seu sistema de uso, perfazendo um consumo líquido  $L_i = E_i - A_i$ .

Monetariamente, o *prosumer* paga nesta etapa o valor  $T \cdot E_i$  de toda a energia consumida, onde  $T \cdot E_i$  é a tarifa praticada pela concessionária, além de arcar com os custos de sua autogeração  $C_i \cdot A_i$

Na etapa de Compensação, a concessionária desconta o valor  $T \cdot A_i$  em uma próxima fatura do *prosumer* em conformidade com a resolução normativa anteriormente mencionada.

O regime descrito pode ser esquematizado como ilustra as figuras 18 e 19 para o caso de dois *prosumers*.

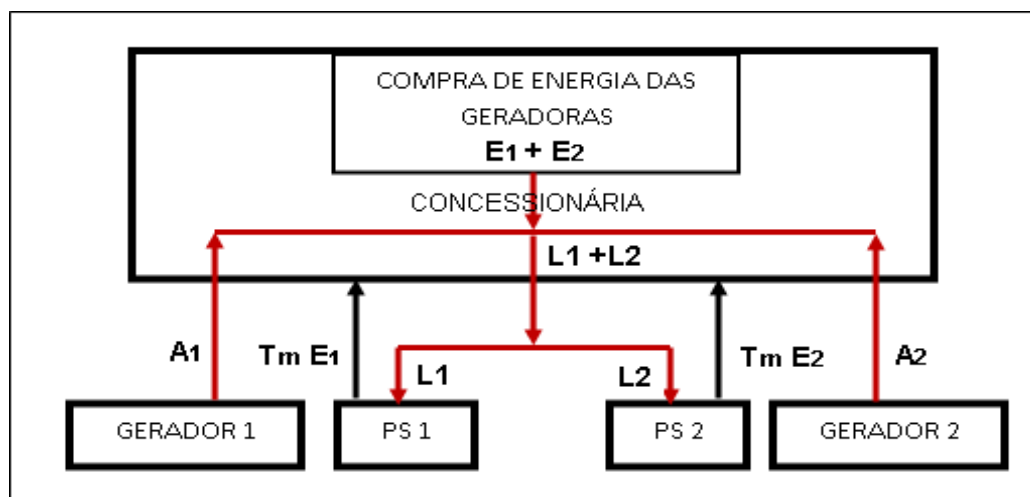


Figura 18 – Etapa de Doação – Mês(m).

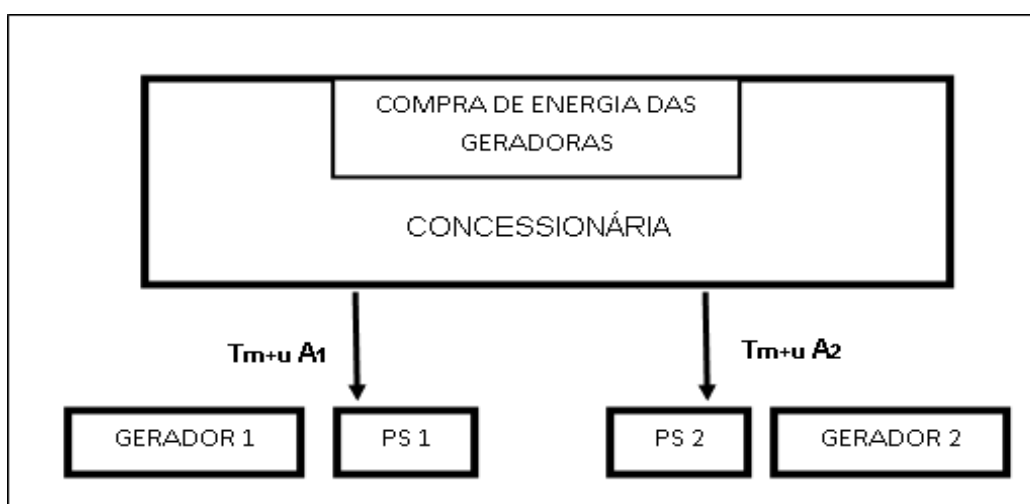


Figura 19 – Etapa de Compensação Mês(m+u), onde  $1 \leq u \leq 60$ .

Supondo os parâmetros de consumo e autogeração dados por

$$a_1 = 10,67 \quad b_1 = 1,33 \quad a_2 = 10 \quad b_2 = 1$$

$$m_1 = 2 \quad n_1 = 4 \quad m_2 = 1, \quad n_2 = 2$$

e assumindo uma tarifa  $T = 6$  da concessionária, o mercado atinge a condição de equilíbrio para um consumo  $E = 7,5$ , sendo  $E_1 = 3,5$  e  $E_2 = 4$

Cada consumidor, ao receber sua cota de energia, a converte em uma utilidade correspondente. Genericamente, tem-se:

$$U_i = a_i E_i - \frac{b_i}{2} \cdot E_i^2 \quad (76)$$

O excedente auferido pelo consumidor-produtor será dado por:

$$S_i = U_i - T \cdot E_i \quad (76)$$

Entretanto, como a quantia  $T \cdot E_i$  lhe é restituída, pagando apenas o custo de  $C_i \cdot A_i$ , terminará tendo um valor adicionado positivo dado por:

$$V_i = T \cdot E_i - C_i \cdot A_i \quad (76)$$

Dessa forma, pode-se expressar o diagrama de fluxos econômicos para os dois *prosumers* como mostrado nas figuras 19 e 20:

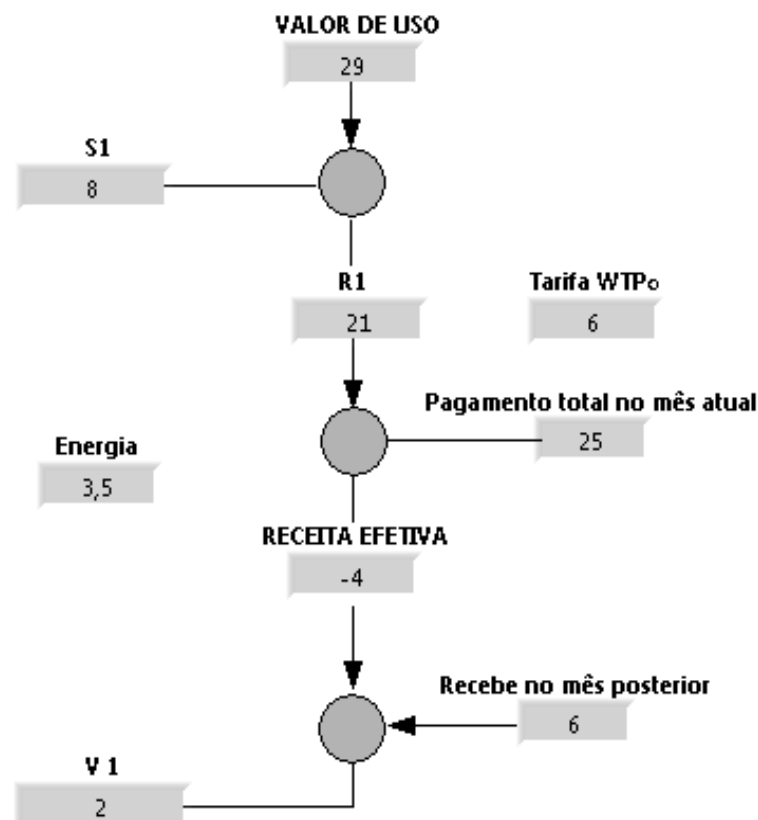


Figura 20 – Fluxograma econômico para o *Prosumer 1*.



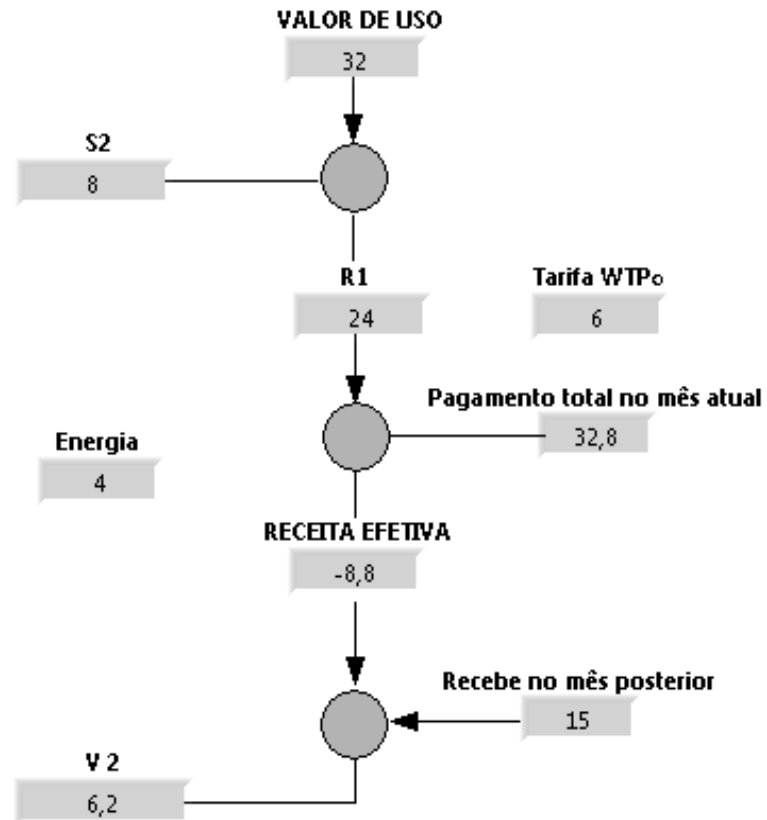


Figura 21 – Fluxograma econômico para o *Prosumer 2*.

## 5. Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

### 5.1. Conclusões

Este trabalho de tese 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 para a implantação de *Smart Grids* no mundo e no Brasil. Houve a preocupação em se conceituar o leitor sobre o processo de regulamentação do sistema elétrico brasileiro, que tem sido influenciado pelas experiências internacionais.

Trazendo as bases e fundamentos microeconômicos por traz do desenvolvimento do modelo TAROT – Tarifa Otimizada, 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 custos 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.

O modelo TAROT 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 (influindo em um ou mais

componentes do diagrama de fluxos monetários). 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.

Quanto à metodologia de compensação direta ao consumidor, esta garante que os investimentos na qualidade da energia não sejam efetuados abaixo dos valores que garantam a meta de continuidade imposta pela agência reguladora, enquanto este valor meta de investimento esteja abaixo do valor ótimo definido. 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.

Quanto à aplicabilidade do modelo para avaliação de políticas públicas apresentou-se uma singela aplicação envolvendo políticas sociais sustentáveis com base em tecnologias de *smart grids*. Esse modelo de mercado é capaz de representar a maioria dos conceitos básicos envolvendo tais questões, como o impacto da renda agregada no consumo de energia elétrica, o bem-estar assim produzido, e as novas estratégias de negociação disponíveis. O coração deste modelo é a representação dos consumidores como uma interface de energia, preços e renda.

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 agência reguladora. Exemplo disso são investimentos em automação do

sistema e inclusão de postos de atendimento para diminuir os índices de descontinuidade do serviço. Sendo assim, as ferramentas de modelagem e simulação desenvolvidas nesta tese permitirão auxiliar 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.

## 5.2. Recomendações para trabalhos futuros

As pesquisas conduzidas não esgotam as questões associadas ao tema regulatório. Esta tese 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 estimada pelo modelo TAROT.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial - ABDI. **Política para *smart grids***. Disponível em <<http://jcrs.uol.com.br/site/noticia.php?codn=159251>>. Acessado em 08 set. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Agenda Regulatória 2012/2013**, **31/01/2012**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/HTML/agenda-regulatoria-2013-2014.html>>. Acessado em 10 abr. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade Instalada de Geração no Brasil**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mar. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 262/2010**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 mar. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Superintendências de Regulação Econômica - SRE e de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD. Nota Técnica 107. **Definição dos novos conjuntos de unidades consumidoras da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins**. Brasília, 10 nov. 2010. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/089/documento/nota\\_tecnica\\_0107\\_celtins.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/089/documento/nota_tecnica_0107_celtins.pdf)>. Acesso em: 15 out. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Superintendências de Regulação Econômica - SRE e de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD. Nota Técnica 271. **Proposta de Alteração Metodológica da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. Brasília, 04 ago. 2009. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica\\_271\\_2009-Estrutura%20Tarif%C3%A1ria-1RA%20%282%29.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_271_2009-Estrutura%20Tarif%C3%A1ria-1RA%20%282%29.pdf)>. Acesso em: 15 out. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa 316/2008**, de **13/maio/2008**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008316.pdf>> Acessado em 21 mar. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 502, de 07 de agosto de 2012. Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. **Diário Oficial**. Brasília, 14 ago. 2012. Seção 1, p. 30, v. 149, n. 157. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2014.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade Instalada de Geração no Brasil**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 mar. 2014.

ANVISA - AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA. **Regulação e agências reguladoras: Governança e Análise de Impacto Regulatório**. 1. ed. Brasília: Anvisa, 2009.

ANVISA - AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA. **Procedimentos de Distribuição - PRODIST**. Disponível em <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>, Acessado em 25 jun. 2014.

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. **Toward a smart grid**. IEEE Power and Energy Magazine, v. 3, n. 5. 2005. p. 34-38.

ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; BONATTO, B. D.; TAHAN, C. M. V.; KAGAN, N.; GOUVÊA, M. R. **Introduzindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico**, VII Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica, Santos-SP, 05 a 08 de Agosto de 2007.

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**, in Proc. The International Conference on the European Electricity Market, Lisbon, Portugal, May 28-30, 2008.

ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; BONATTO, B. D.; TAHAN, C. M. V.; KAGAN, N.; GOUVÊA, M.R. **Modeling the Influence of Power Quality on the Creation of Market Value**. in Proc. 13th International Conference on the Quality of Power, Wollongong, New South Wales, Australia, Sept. 28 –Oct. 1st, 2008.

ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; BONATTO, B. D.; TAHAN, C. M. V.; KAGAN, N.; GOUVÊA, M.R. **The Influence of Quality on the Creation of Economic Value in Electricity Markets**, in Proc. 14th International Conference on the Quality of Power, Bergamo, Italy, Sept. 26-29, 2010.

ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; BONATTO, B. D.; TAHAN. **The Impact of Power Quality on the Economy of Electricity Markets**. Chapter 2 in the book Power Quality, edited by Andreas Eberhard, Intech, 2011, Disponível em: <<http://www.intechweb.org>>. Acesso em: 20 abr. 2013.

ARANGO, H.; BONATTO, B. D. ; LUSVARGHI, S. A. S.; VASCONCELOS, G. F. **Methodology for the Regulatory Deflation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) in Electricity Markets**. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, v. 24, p. 661-667, 2013.

ARANGO, H.; BONATTO, B. D. ; LUSVARGHI, S. A. S.; VASCONCELOS, G. F. **An Economic Market Model for the Evaluation of Sustainable Social Policies**

**Based on Smart Grids Technologies.** IX Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica, Santos-SP, 25 a 27 de Agosto de 2014.

ABRADE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADE). **Dados de mercado – 2008**, disponível em [http://www.abradee.org.br/dados\\_mercado.asp](http://www.abradee.org.br/dados_mercado.asp). Acesso em 07 jun. 2014

BANDEIRA, F. P. M. **Redes de energia elétrica inteligentes (smart grids). Nota técnica. Consultoria Legislativa, 2012.** Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br>>. Acesso em: 20 mar. 2013.

BEESEYAND, M. E.; LITTLECHILD, S. C. **The Regulation of Privatized Monopolies in the U.K.** RAND Journal of Economics. Vol. 20, Nº 2, 1989.

BERG, S.; TSCHIRHART, J.. **Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice.** Cambridge: Cambridge University Press. 1988.

CAIU na rede: os textos falsos da internet que se tornaram clássicos. Rio de Janeiro: Agir, 2006. Disponível em <http://pensador.uol.com.br/frase/MTE1OTE2/> Acesso em 04 nov. 2014.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Redes Elétricas inteligentes: contexto nacional.** Brasília, 2012. 174 p. (Série Documentos Técnicos, nº 16).

DECC - Department of Energy & Climate Change. **Smart grids: The Opportunity.** December, 2009. disponível em [http://www.decc.gov.uk/assets/decc/What%20we%20do/UK%20energy%20supply/futureelectricitynetworks/1\\_20091203163757\\_e\\_@@\\_smartergridsoportunity.pdf](http://www.decc.gov.uk/assets/decc/What%20we%20do/UK%20energy%20supply/futureelectricitynetworks/1_20091203163757_e_@@_smartergridsoportunity.pdf) acessado em 17 mar. 2014

DECC - Department of Energy & Climate Change. **Smart meters Implementation Programme: delivery plan, 23-december-2011.** Disponível em <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/tackling-climate-change/smart-meters/3978-smart-meters-imp-programme-delivery-plan.pdf>. Acessado em 20 mar. 2014.

DTI - Department of Trade and Industry. **The Energy Challenge: Chapter 5 - Electricity Generation**, (BERR - Department form Business, Enterprise and Regulatory Reform) – Energy White Paper, 2007, 343p. Disponível em <http://www.berr.gov.uk/>. Acessado em 15 jun. 2014.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica 2013**, 2013. 1ª ed. Rio de Janeiro: MME, 2013. 251 p.

European Commission. **smart grids: new study highlights key challenges and trends in the EU.** Brussels, 7 July, 2011, disponível em

<[http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc\\_20110707\\_newsrelease\\_smart\\_grids.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_20110707_newsrelease_smart_grids.pdf)> acessado em 30 mar. 2014

FAMA, E. F.; GIONS, M.. **Inflation, Real Returns and Capital Investments**. Journal of Monetary Economics 9, 1982.

Federal Energy Regulatory Commission – FERC. **Smart grid Policy**. Disponível em <<http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2009/071609/E-3.pdf>> acessado em 30 mar. 2014.

FISCHER, I. **The theory of interest as determined by impatience to spend income and opportunity to invest it**. New York. A. M. Kelley. 1965.

FREES, Carlos Vinícius. **Políticas governamentais para o desenvolvimento industrial de Tecnologias de Informação e Comunicação em Redes Elétricas Inteligentes**. 2013. Disponível em <http://www.iwsgc.com.br/wp-content/uploads/2013/04/ABDI-Carlos-Frees.pdf>. Acesso em 02 out. 2014.

FRIEDMAN, L. **The Microeconomics of Public Policy Analysis**, Princeton University Press, 2002

GOTO, Mika; YAJIMA, Masayuki. **A New Stage in Electricity Liberalization in Japan: Electricity Market Reform: An International Perspective**, Elsevier, 2006, p.617-644.

Gellings, C. W. **The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. USA: The Fairmont Press Inc., 2009, pp. 300.

HUNT, Sally. **Making competition work in electricity**. 2002, John Wiley & Sons, Inc., 450p. Disponível em <<http://www.berr.gov.uk/>>. Acessado em 16 jun. 2014.

JEHLE, G. A.; RENY, J. P. **Advanced Microeconomic Theory**. 2nd ed., Addison Wesley – Longman, 2000.

Joint Research Centre European Commission. **Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments**. Disponível em <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/images/stories/deliverables/jrc%20report%20-%20smart%20grid%20projects%20in%20europe.pdf>> Acessado em 30 mar. 2014.

KREPS, D. **A Course in Microeconomic Theory**, Ed. Harvester & Wheatsheaf, 1990.

Kotler, Philip. **Administração de Marketing**, 10ª Edição, Edição do Novo Milênio. Prentice Hall. 2000, p. 764.

KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Editora Campus. 2004.



LUSVARGHI, S. A. S.; ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; BONATTO, B. D.; TAHAN, C. M. V. **Impactos Econômicos da Descontinuidade do Serviço Elétrico Utilizando um Modelo de Mercado**. IX Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica, Cuiabá-MT, 31 de julho a 6 de Agosto de 2011.

LUSVARGHI, S. A. S.; ARANGO, H. ; BONATTO, B. D. ; Lima, J. W. M. **A Influência da Distribuição de Renda no Modelo de Consumo Elétrico**. X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Araxá – MG, 2013.

JACKSON, J. **Improving Energy Efficiency and *smart grid* Program Analysis With Agent-Based End-Use Forecasting Models**. Texas A&M University, 2009. 32p.

JENSEN, M. C.; Meckling, W. H. **Theory of the firm: Managerial Behaviour, Agency Costs and Ownership Structure**. Journal of Financial Economics vol. 3. nº 4, pp. 305-360. 1976.

GELLINGS, Clark W., **The *smart grid*: enabling efficiency and demand response**, 2009, The Fairmont Press, 300p.

GONÇALVES, C. R. **Direito das obrigações: Parte especial - Contratos**. 13. ed. São Paulo: Saraiva, 2011.

Institute of Energy Economics – IEEJ. **Japan's Issues and Concerns on Energy Supply and Demand After the great east Japan earthquake** – august, 31, 2011. Disponível em <http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas/conference/pdf/conference08-07.pdf>. Acessado em 17 mai. 2014

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Indicadores**. Disponível em <http://www.ibge.gov.br>. Acesso em: 09 jun. 2014.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Global Standards for *smart grids***. Disponível em <http://www.iec.ch/zone/smartgrid/>. Acessado em 05 jun. 2014.

MARTIN, J. D.; PETTY J. W. **Value Based Management**. Harvard Business School Press. Boston, 2000.

MARKOWITZ, H. M. **Portfolio Selection**. Journal of Finance, Vol. 7, Nº. 1, 1952, pp. 77-91.

MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R., **Microeconomic Theory**. Oxford University Press. N.Y. - OXFORD, 1995.

MEIRELES, Cecília. **Escolha o seu sonho**. 26. ed. Rio de Janeiro: Record, 2005.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano nacional de energia 2030**. Brasília: MME, 2007. 322 p.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório sobre Smart grids**. Brasília, 2010. 228 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 20 fev. 2014.

MME - MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011. Disponível em <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/PDE\\_2019/PDE2020-RELATORIO.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/PDE_2019/PDE2020-RELATORIO.pdf)>. Acessado em 20 mai. 2014.

METI - Ministry of Economy. **Trade and Industry The Strategic Energy Plan of Japan – Meeting global challenges and securing energy futures**. Disponível em <[http://www.meti.go.jp/english/press/data/pdf/20100618\\_08a.pdf](http://www.meti.go.jp/english/press/data/pdf/20100618_08a.pdf)>. Acessado em 15 jun. 2014.

MORGENSTERN, O.; VON NEUMANN, J. **Theory of Games and Economic Behavior**. Princeton University Press, 1944.

NIST - NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. **NIST & The Smart grid**. Seção: *Smart grid*. 2009. Disponível em: <<http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm>>. Acessado em: 07 jul. 2014.

NTSC - National Science and Technology Council. **Subcommittee on smart grid, A policy framework for the 21st century grid: enabling our secure energy future**. Disponível em <<http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/microsites/ostp/nstc-smart-grid-june2011.pdf>> Acessado em 30 mar. 2014.

Office of Press Secretary. **Remarks by the President in State of Union Address**. President Barack Obama, January, 2011. Disponível em <<http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2011/01/25/remarks-president-state-union-address>>. Acessado em 29 mar. 2014.

PINHEIRO, T. M. M. **Regulação por Incentivo à Qualidade: Comparação de Eficiência entre Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 491/2012. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2012, 157p.

RIFKIN, Jeremy. **A Terceira Revolução Industrial: Como o Poder Lateral está Transformando a Energia, a Economia e o Mundo**. São Paulo: M. Books, 2012. 320 p.

ROLL, R. **Interest Rates on Monetary Assets and Commodity Price Changes**. Journal of Finance ,1972.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; Jordan, B. D., **Administração Financeira**, oitava edição. São Paulo: Mc Graw Hill, 2008.

SHARMAN, Hugh and CONSTABLE, John - **Electricity Prices in the United Kingdom Fundamental Drivers and Probable Trends - 2008 to 2020** - Renewable Energy Foundation, 2008, 41p.

US CONGRESS - **Energy Independence and Security Act of 2007, Title XIII – Smart grid**, Washington, DC: Public Law, 2007. Disponível em [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/EISA\\_Title\\_XIII\\_Smart\\_Grid.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/EISA_Title_XIII_Smart_Grid.pdf). Acesso em 14/05/2011, 11p.

US Department of Energy – DOE. **The smart grid Stakeholder Roundtable Group Perspectives** Disponível em [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/stakeholder\\_roundtable\\_sept\\_09\\_final.2.00.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/stakeholder_roundtable_sept_09_final.2.00.pdf). Acessado em 05 dez. 2013.

*“Tudo está certo, no seu lugar, cumprindo o seu destino.*

*E eu me sinto completamente feliz.”*

(MEIRELES, 2005 p. 21).

## APÊNDICES

### APÊNDICE 1 – Estimativa dos Parâmetros de Avidez (a) e Sacidade (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:

$$E = D(T) \quad (1)$$

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  $\Delta T$  isto implica numa variação na demanda de  $\Delta D$ . 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:

$$\frac{\Delta E}{E} \div \frac{\Delta T}{T} \quad \text{ou} \quad \frac{T}{E} \times \frac{\Delta E}{\Delta T} \quad (2)$$

Mas:

$$\Delta E = D(T + \Delta T) - D(T) \quad (3)$$

O que leva a:

$$\frac{T}{E} \times \frac{\Delta E}{\Delta T} = \frac{T}{E} \times \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} \quad (4)$$

Fazendo o limite da expressão acima quando  $\Delta T$  tende a zero:

$$\lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{T}{E} \times \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = \frac{T}{E} \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} \quad (5)$$

Porem:

$$\lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = D'(T) = \frac{dE}{dT} \quad (6)$$

Logo:

$$\frac{T}{E} \lim_{\Delta T \rightarrow 0} \frac{D(T + \Delta T) - D(T)}{\Delta T} = \frac{T}{E} \times D'(T) = \frac{T}{E} \times \frac{dE}{dT} \quad (7)$$

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:

$$\varepsilon = -\frac{T}{E} \times \frac{dE}{dT} \quad (8)$$

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

$$WTPo = aE - bE^2 \rightarrow T = a - bE \quad (9)$$

Agora é possível obter, resolvendo-se a equação (8), utilizando a (7), a Elasticidade da demanda de energia elétrica como uma função dependente dos parâmetros avidez, saciedade e energia. Sendo assim:

$$\varepsilon = -\frac{(a - bE)}{E} \left( \frac{-1}{b} \right) \rightarrow \varepsilon = \frac{a - bE}{bE} \quad (10)$$

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

$$\begin{cases} \frac{a-bE}{bE} = \varepsilon \\ aE - bE^2 = WTPo \end{cases} \quad (11)$$

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

$$a = \frac{WTPo}{E} \frac{(1 + \varepsilon)}{\varepsilon} \quad (12)$$

$$b = \frac{WTPo}{E^2 \varepsilon} \quad (13)$$

## APÊNDICE 2 – Considerações sobre o deflacionamento regulatório do custo médio ponderado de capital.

Conforme a metodologia regulatória da ANEEL as tarifas são reajustadas com base na inflação existente. Por consequência, todas as componentes contidas na Parcela B dos custos de referência evoluem com a inflação, incluídos nelas os custos de capital próprio e dívida.

Como estes custos foram estimados a partir de condições vigentes nos EUA, eles se originaram como valores nominais relativos ao índice de inflação americano ( $\Pi_{EUA} = 0,0245$ ).

Por outro lado, como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL se vale, para obter a remuneração do capital total, do custo médio ponderado (WACC), simbolizado aqui como  $r_W$ , é preciso também obter o custo de capital em termos reais. Este último será simbolizado como  $r_W^R$ . O texto a seguir apresenta o processo de obtenção de  $r_W^R$  a partir das condições prevalecentes no mercado e das metas regulatórias estipuladas.

### **O Significado do WACC**

Na análise do tema central, não se deve perder de vista a finalidade última da regulação, qual é a de maximizar o bem estar social das transações elétricas. Nesta condição ótima, o valor econômico adicionado da empresa concessionária deve ser nulo ou como também se diz, a mesma há de encontrar-se em “equilíbrio econômico-financeiro (EEF)”. (BEESLEYAND; LITTLECHILD, 1989)

Portanto, na revisão tarifária quadrienal, a ANEEL determina os Custos Eficientes e a Remuneração dos Investimentos Prudentes para compor, junto à Parcela A, a Receita Permitida ou Regulatória.

Ora, como o Valor Econômico Adicionado da empresa indica a velocidade de variação do seu Valor de Mercado, e a estabilidade implica a invariância deste último, conclui-se que uma empresa estável deve operar com Valor Adicionado nulo.

A Figura 1 ilustra o paradigma da empresa regulada brasileira que resulta dos critérios expostos acima. Na

Figura 22, B representa a Base Regulatória de Remuneração Líquida (BRRL) aplicada à empresa, enquanto NOPAT (Net Operating Profits After Taxes) denota o fluxo monetário disponível antes da remuneração dos acionistas e de eventuais investimentos.

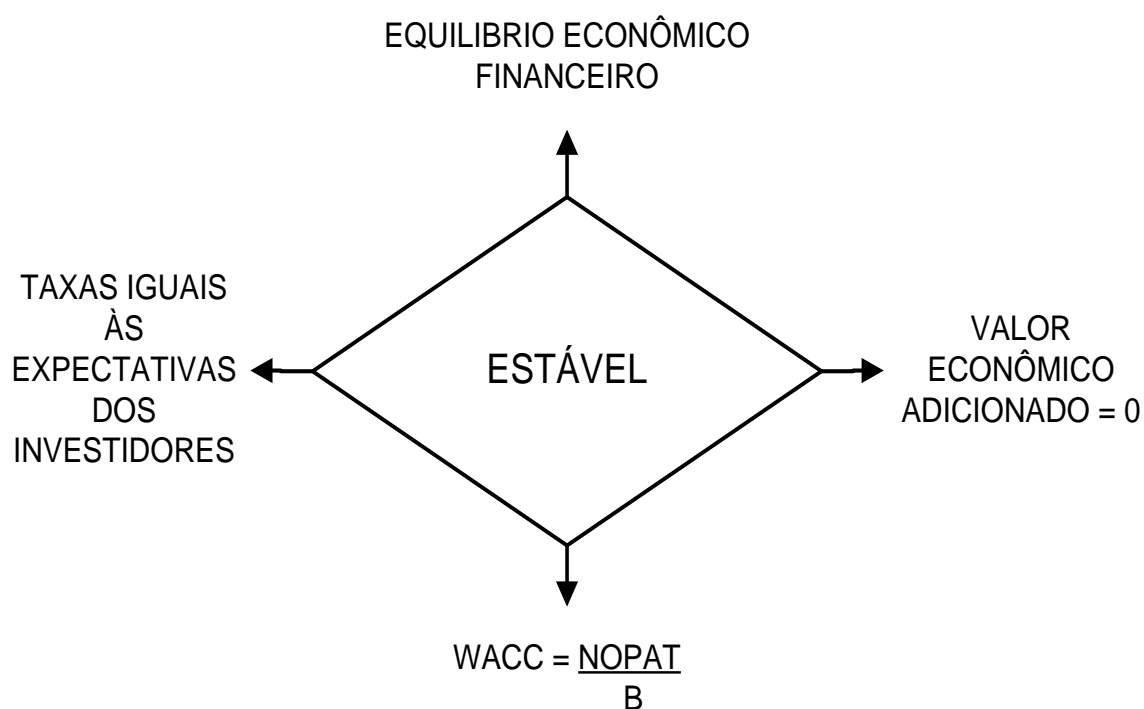


Figura 22 – Paradigma da regulação das concessionárias brasileiras.

### O Conceito de Taxas de Equilíbrio

Para uma empresa estável, as taxas pagas aos acionistas e aos credores (com títulos da dívida) são tais que o número de ações (ou títulos) comprado é igual estatisticamente aos vendidos, motivo pelo



qual os valores de cada ação (ou título) permanecem iguais ao longo do tempo. Essa invariância nas cotações dos papéis da empresa é que caracteriza sua estabilidade.

Por outro lado, o fato de haver um equilíbrio entre compras e vendas revela que as taxas pagas são iguais às expectativas dos investidores (também estatisticamente). Como a regulação assume uma empresa em equilíbrio, supõe ao mesmo tempo, que as suas taxas correspondem às expectativas dos investidores.

Na remuneração regulatória o custo médio ponderado de capital (WACC) é um conceito que aglutina os dois tipos de capitais presentes na empresa, ou seja, o capital próprio (P) e o capital de terceiros ou dívida (D). Entretanto, é importante considerar o significado que a ANEEL atribui aos custos individuais dos custos de capital, como contextualizado de modo eloquente na NT 262/2010 (ANEEL, 2010):

“[O que se deseja é] ... estimar a expectativa de retorno...[ou seja, aquela] ... exigida pelo investidor para o aporte de recursos ... ”.

Neste cenário, surge a questão de como deflacionar o WACC de modo que este reflita as exigências de acionistas e credores em um ambiente de preços constantes.

### **O papel do WACC na performance empresarial**

No intuito de dirimir essa questão, é importante considerar até que ponto o conceito de WACC traduz a realidade dos fluxos monetários ou pagamentos virtuais da empresa para os três agentes que participam do processo da remuneração do capital, isto é: acionistas, credores e governo (regulador). Para tal, serão utilizados dois diagramas que exprimem os tais fluxos monetários: um primeiro que mostra os fluxos efetivos para cada um dos agentes e o segundo, que resume os fluxos efetivos para acionistas e credores, na forma de

um único “fluxo para investidores” baseado no WACC, conforme será ilustrado mais à frente neste apêndice.

Se a remuneração do capital for menor do que aquela reclamada pelos investidores, eles não estarão dispostos a fornecer os recursos financeiros indispensáveis para manter e expandir a rede, sem os quais a empresa perde eficiência e valor de mercado.

Assim sendo, a questão fundamental é obter um valor deflacionado de WACC que viabilize pagar a cada tipo de investidor sua expectativa de remuneração. Esta condição deve valer tanto em valores nominais (com inflação) como reais (sem inflação).

## **Conceitos Básicos**

### **Custos do capital próprio e da dívida**

No conceito a seguir, consideramos uma empresa distribuidora que funciona em um país com índice de inflação ( $\Pi$ ) e se encontra em equilíbrio econômico-financeiro estável. Sejam ainda  $(r_P^N, r_D^N)$  os custos de capital nominais (isto é, praticados sob a referida inflação) aplicáveis a acionistas e credores, respectivamente, da referida empresa.

Assumimos ainda que, no início de um certo ano, existem capital próprio e dívida com valores  $P_0$ ,  $D_0$ , respectivamente.

Nestas condições, ao finalizar o ano, essas quantias terão aumentado para valores nominais  $P^N, D^N$ , tais que:

$$P^N = (1 + r_P^N)P_0 \quad (1)$$

$$D^N = (1 + r_D^N)D_0 \quad (2)$$

Ora, o valor aquisitivo destes valores foi erodido pelo processo inflacionário. Portanto, teremos valores reais (ou seja, poderes de aquisição) expressos na forma:

$$P^R = \frac{1}{1+\Pi} P^N \quad (3)$$

$$D^R = \frac{1}{1+\Pi} D^N \quad (4)$$

Substituindo nas expressões (1) e (2), obtemos:

$$P^R = \frac{1+r_P^N}{1+\Pi} P_0 \quad (5)$$

$$D^R = \frac{1+r_D^N}{1+\Pi} D_0 \quad (6)$$

Por outro lado, em termos reais,  $P^R, D^R$  estarão relacionados a  $P^0, D^0$  através das equações:

$$P^R = (1 + r_P^R) P_0 \quad (7)$$

$$D^R = (1 + r_D^R) D_0 \quad (8)$$

Onde  $r_P^R, r_D^R$  são os custos de capital que prevaleceriam em um país sem inflação ( $\Pi = 0$ ).

Igualando (5) a (7) e (6) a (8), obtém-se as equações:

$$r_P^R = \frac{1+r_P^N}{1+\Pi} - 1 = \frac{r_P^N - \Pi}{1+\Pi} \quad (9)$$

$$r_D^R = \frac{r_D^N - \Pi}{1+\Pi} \quad (10)$$

Obviamente, se  $\Pi = 0$ , os custos nominais coincidem com os reais.

### **O significado do Deflacionamento de $r_w$**

Coerentemente à discussão em 1.3 assumir-se-á “que a mesma empresa, funcionando em um país sem inflação e com custos de capital  $r_P^R, r_D^R$  se encontraria também em equilíbrio financeiro estável”. Em outras palavras:

“ $r_P^R, r_D^R$  são as taxas que os mesmos investidores que com  $\Pi$  reclamavam  $r_P^N, r_D^N$ , demandariam em um país com inflação zero”. (ROLL, 1972, p. 251-78; FAMA e GIONS, 1982, p. 297-323).

### **Exemplificação do procedimento: diagramas de performance**

A Figura 23 mostra o diagrama de fluxos monetários de uma concessionária brasileira de distribuição em equilíbrio econômico-financeiro. Para esta empresa assume-se um índice de endividamento (alavancagem),  $\frac{D}{P+D} = 0,5$  e um capital total  $(P + D) = 4975$  MR\$.

No diagrama de fluxos econômicos da Figura 2, ajustado aos fluxos monetários efetivos, parte-se do EBIT. Dele vão ser subtraídas as remunerações de cada parcela do capital e ante tudo se deduz o juro da dívida, que está isento de tributação.

A seguir é aplicado o imposto, depois do qual resulta o lucro líquido. Finalmente, subtrai-se a remuneração dos acionistas, obtendo-se o valor econômico adicionado, que é, pela suposição de equilíbrio, igual a zero. No caso exemplo, usam-se os valores da ANEEL NT 95/2011 SRE/ANEEL. Brasília, 13.04.2011:  $r_P^N = 0,1298$ ,  $r^N = 0,1126$ .

A Figura 3 ilustra o diagrama que surge quando se utiliza os conceitos de custo médio ponderado de capital (WACC, simbolizado aqui como  $r_w$ ). No intuito de que o diagrama da Figura 23 e Figura 24 sejam equivalentes, a soma das deduções em cada caso deve ser igual a EBIT, ou seja:

$$r_D^N D + t(\text{EBIT} - r_D^N D) + r_P^N P = r_W^N (P + D) + t \cdot \text{EBIT} \quad (11)$$

$$t \cdot \text{EBIT} + r_P^N P + (1 - t)r_D^N D = t \cdot \text{EBIT} + r_W^N (P + D) \quad (12)$$

Daí extraímos o valor de  $r_W^N$  como:

$$r_W^N = \frac{P}{P+D} r_P^N + (1 - t) \frac{D}{P+D} r_D^N \quad (13)$$

Para a empresa em pauta temos:

$$r_W^N = 0.5 \cdot 0.1298 + (1 - 0.34)0.5 \cdot 0.1126 = 0.102058$$

Note-se que o (WACC) reúne dívida e capital próprio como se ambos fossem tributáveis. Por conseguinte, o imposto é aplicado antes da remuneração do mesmo.

Ora, na Figura 23 cada dedução corresponde a pagamentos efetivos aos credores, governo e acionistas respectivamente. Já na Figura 24 as duas deduções efetuadas não correspondem a nenhum pagamento efetivo individual, não obstante que seu total iguale ao pagamento total a credores, governo e acionistas. Portanto, o  $r_W$  deve ser olhado mais como um artifício destinado a aferir um custo de capital total equivalente do que uma taxa efetiva, isto é, aplicada a um ativo real.

De qualquer modo, o valor de  $r_W$  resulta da equivalência entre ambos diagramas, cujo ponto de partida é o mesmo (EBIT). Desta forma:

$$r_D^N \cdot D + t(\text{EBIT} - r_D^N D) + r_P^N P = t \cdot \text{EBIT} + r_W^N (P + D) \quad (14)$$

Cancelando t.EBIT e agrupando, vem:

$$r_P^N P + (1 - t) r_D^N D = r_W^N (P + D) \quad (15)$$

Logo:

$$r_W^N = \frac{P}{P+D} r_P^N + (1 - t) \frac{D}{P+D} r_D^N \quad (16)$$

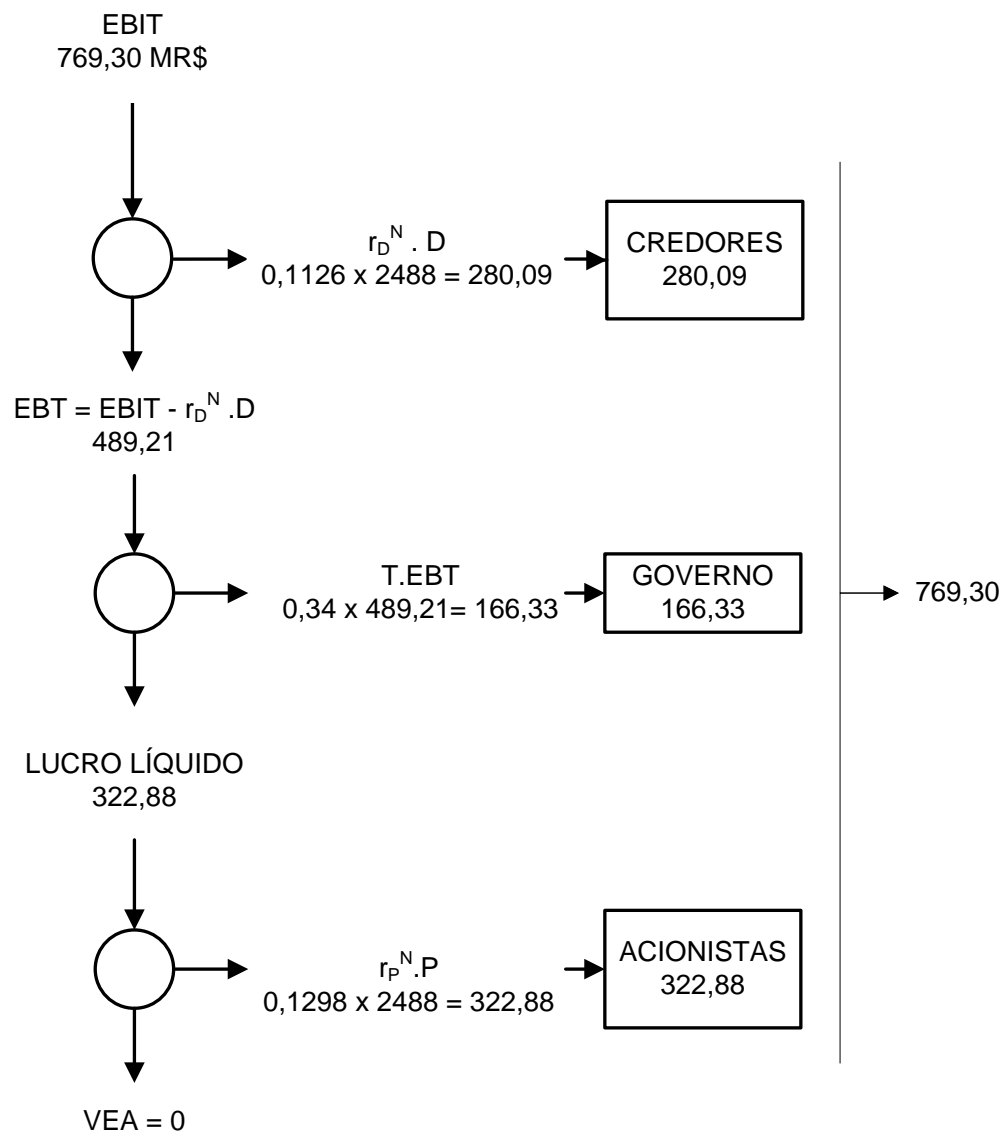


Figura 23 – Remunerações por separado, em valores nominais.

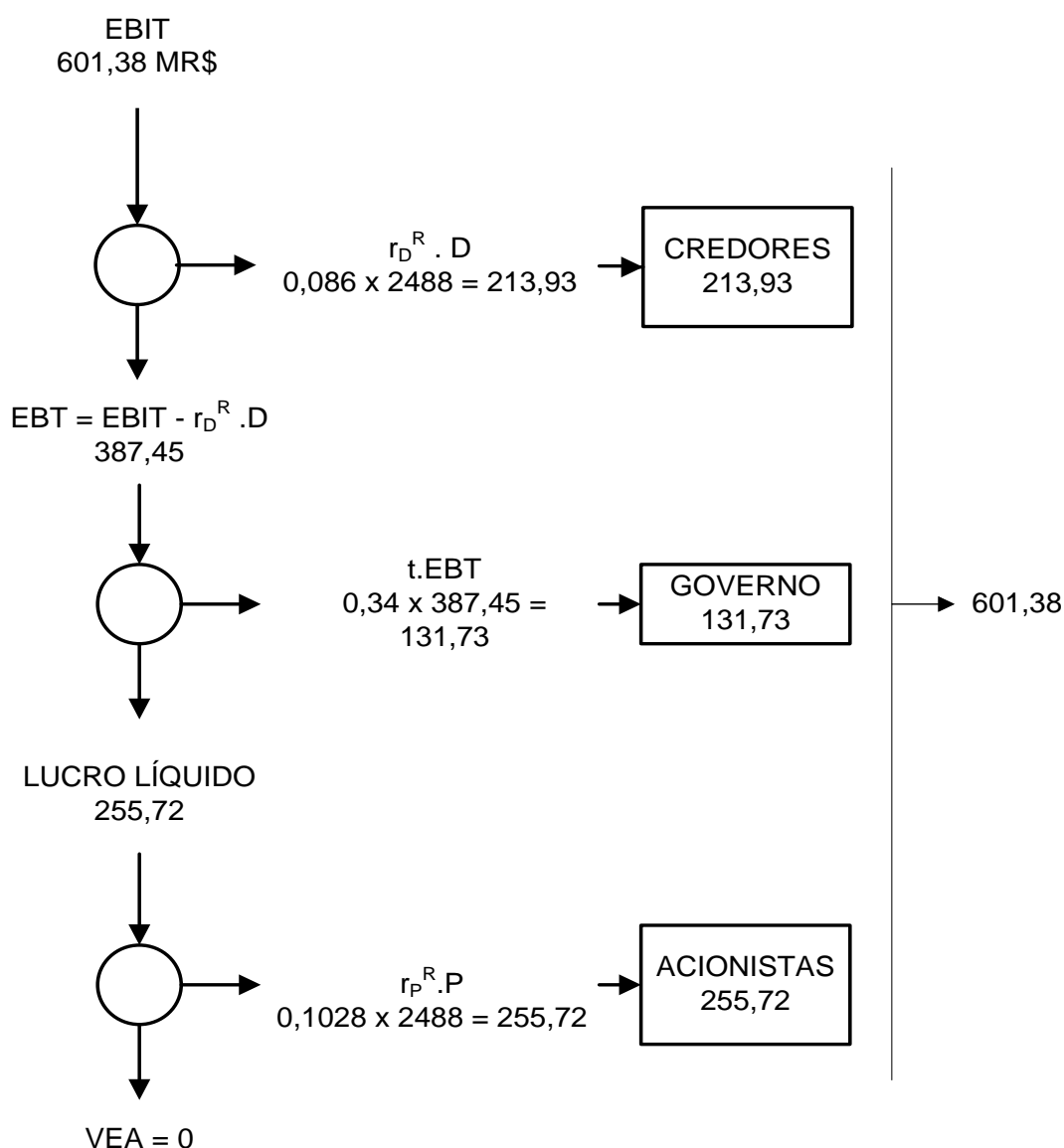


Figura 24 – Remunerações por separado, em valores reais.

## O Cálculo do WACC Deflacionado

A Figura 25 ilustra o diagrama da empresa caso operasse em um país livre de inflação. Como foi dito, se os investidores fossem remunerados com taxas  $r_P^R$ ,  $r_D^R$ , a empresa estaria em equilíbrio econômico-financeiro estável, ou seja,  $VEA = 0$ . Assim, os valores  $r_P^R$ ,  $r_D^R$  podem ser calculados em função do índice de inflação ( $\Pi$ ) suposto igual a 0,0245 e das taxas nominais  $r_P^N = 0,1298$ ,  $r_D^N = 0,1126$ :

$$r_P^R = \frac{0,1298 - 0,0245}{1 + 0,245} = 0,1028 \quad (17)$$

$$r_D^R = \frac{0,1126 - 0,0245}{1 + 0,245} = 0,0860 \quad (18)$$

Assim, resultam os valores constantes na Figura 26, em particular um EBIT = 601,38 MR\$.

No diagrama utilizando  $r_W^R$ , coerentemente às considerações anteriores, o valor de  $r_W^R$  deve ser tal que exista igualdade entre as somas das deduções. Portanto, (analogamente ao raciocínio com valores nominais)  $r_W^R$  deverá ser:

$$r_W^R = \frac{P}{P+D} r_P^R + (1-t) \frac{D}{P+D} r_D^R \quad (19)$$

o que conduz ao valor  $r_W^R = 0,07978$ . O diagrama resultante é representado na Figura 5:

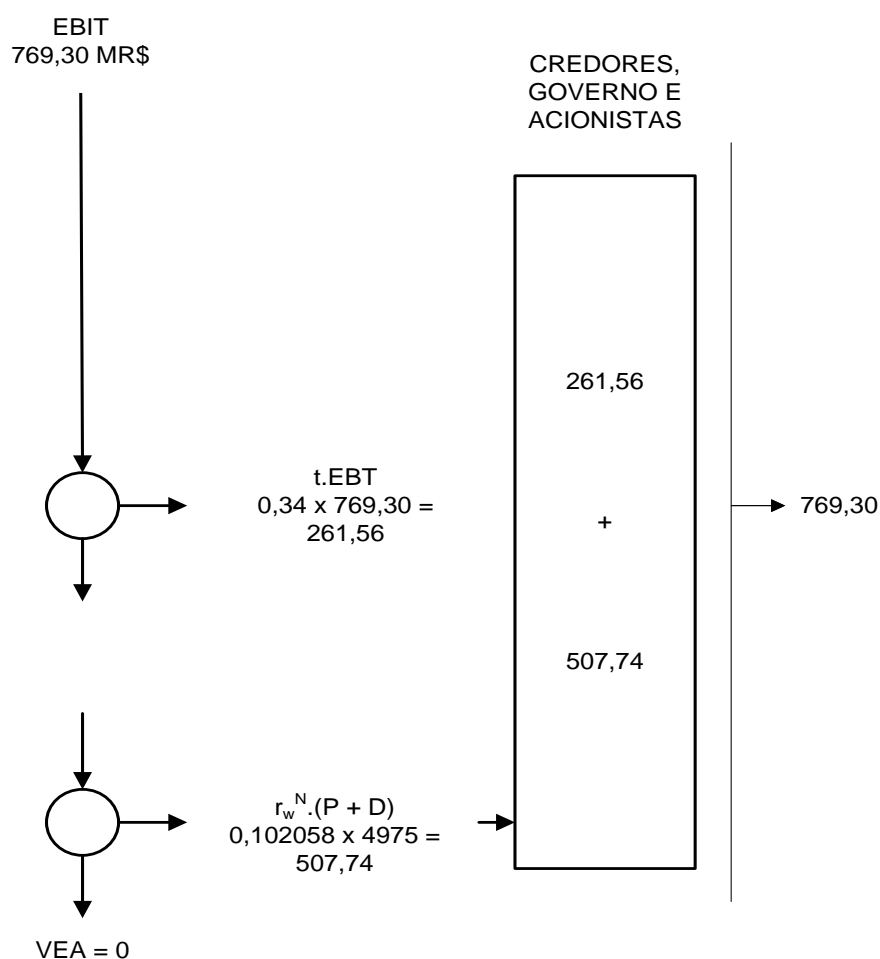


Figura 25 – Remunerações aglutinadas através do WACC, em valores nominais.



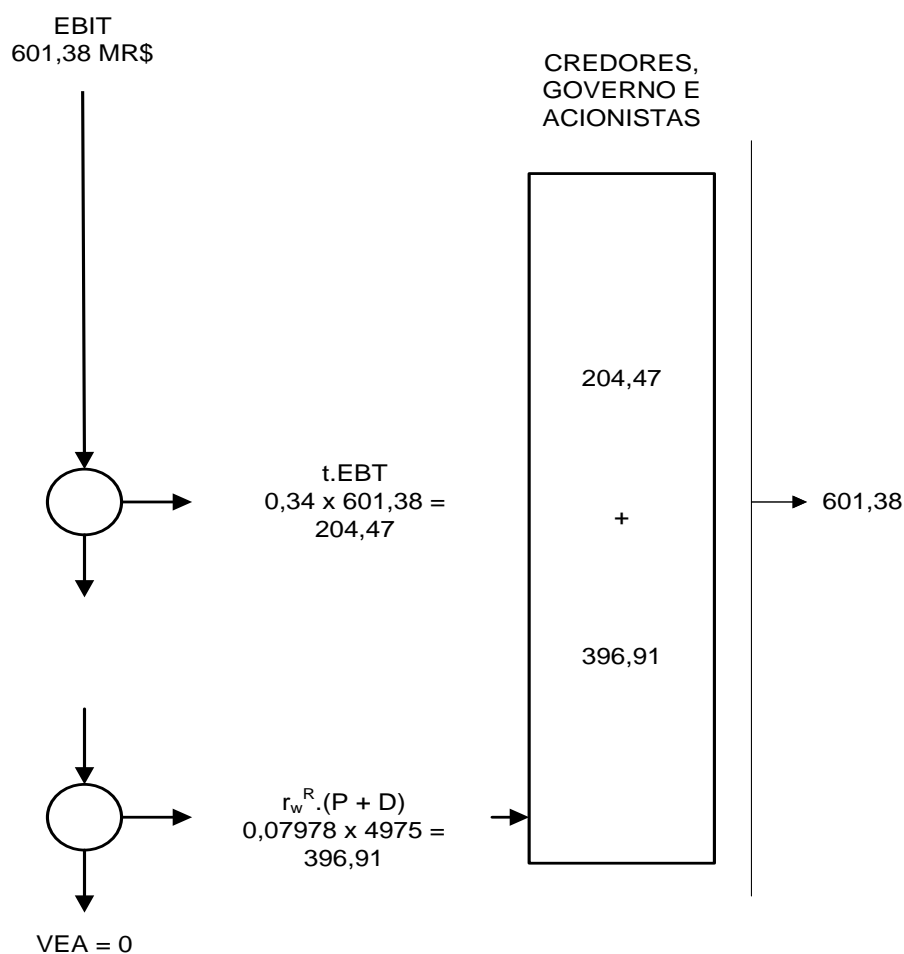


Figura 26 – Remunerações aglutinadas através do WACC, em valores reais.

## Comparação com outros métodos

A ANEEL tem utilizado como custo de capital deflacionado a expressão:

$$\left(r_W^R\right)_{ANEEL} = \frac{r_W^N - \Pi}{1 + \Pi} = \frac{0,1021 - 0,0245}{1 + 0,0245} = 0,07574 \quad (20)$$

isto é, deflaciona diretamente  $r_W^N$ .

No intuito de comparar este resultado com aquele proposto no texto anterior vamos substituir (5) e (6) na (7). Deste modo chegamos à expressão:

$$r_W^R = \frac{r_W^N - \Pi}{1 + \Pi} + t \left( \frac{\Pi}{1 + \Pi} \right) \left( \frac{D}{P + D} \right) \quad (21)$$

ou seja:

$$r_W^R = (r_W^R)_{ANEEL} + t \left( \frac{\Pi}{1 + \Pi} \right) \left( \frac{D}{P + D} \right) = 0,07981 \quad (22)$$

Ora, aplicando à empresa em pauta o valor de  $(r_W^R)_{ANEEL}$  partindo de  $VEA = 0$ , resulta o diagrama da Figura 27, na qual se origina um  $EBIT = 570,92$  MR\$. Observa-se no mesmo que a previsão para remunerar capital que surge da utilização do  $(r_W^R)_{ANEEL}$  não bastaria para satisfazer as expectativas dos investidores. Em outras palavras, se estas expectativas forem mesmo satisfeitas, haveria um VEA negativo (vide Figura 28), onde  $VEA = - 20,10$  MR\$, produzindo no futuro uma queda no valor de mercado da empresa que, se repetido de ano em ano, conduzirá à falência da mesma.

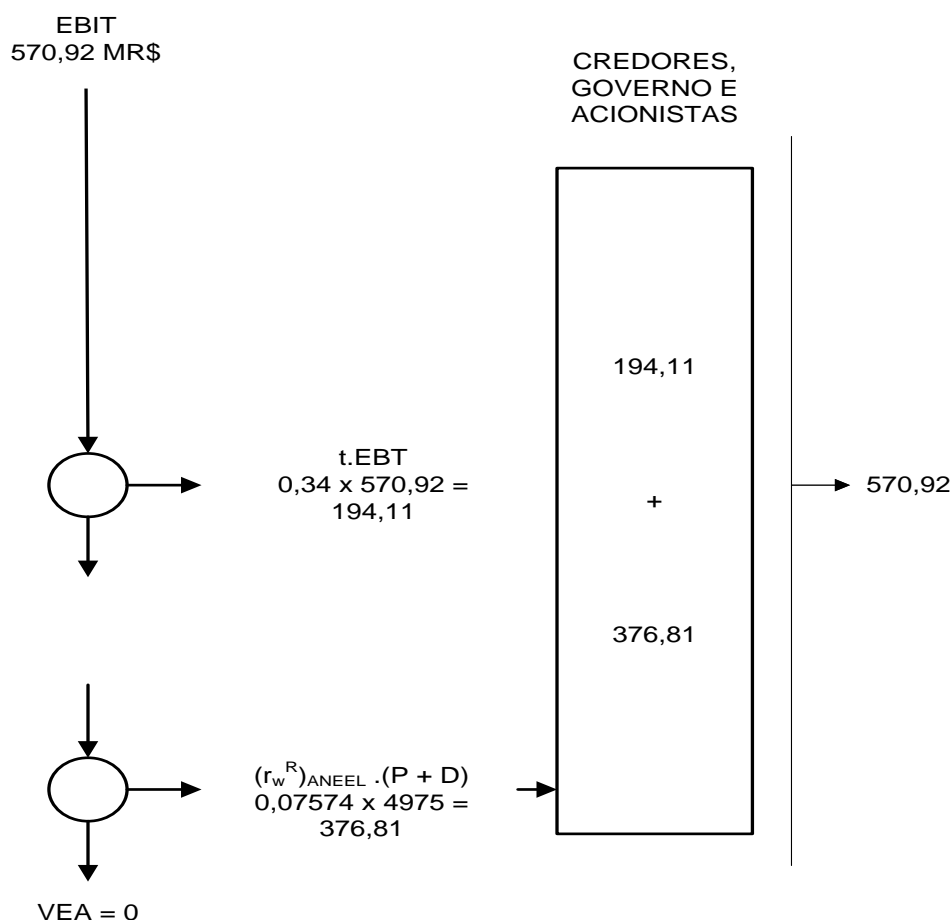


Figura 27 – Cálculo de EBIT utilizando valores reais segundo a ANEEL, a partir de  $V=0$ .

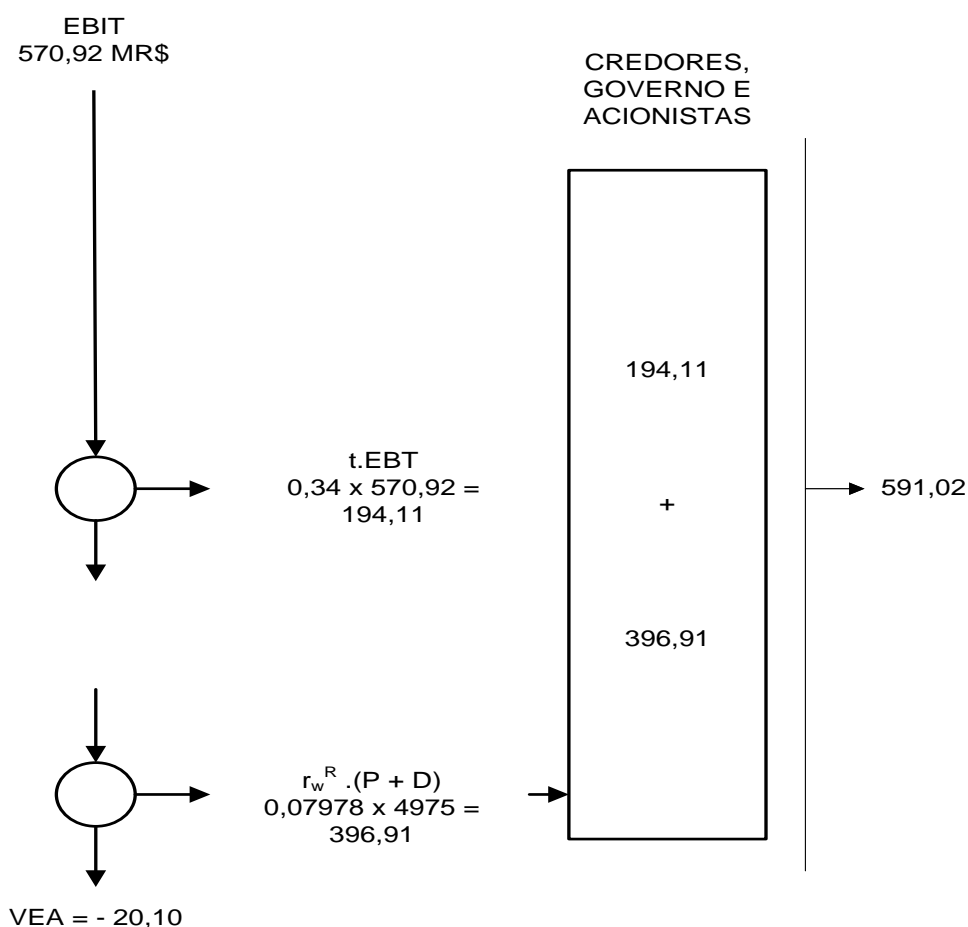


Figura 28 – Cálculo de Valor Econômico Agregado a partir do EBIT da ANEEL, remunerado segundo expectativas.

O método para deflacionar o WACC desenvolvido aqui se baseia no princípio em que os investidores, em um ambiente de aumento dos preços, reclamam taxas maiores das que demandariam quando os preços forem constantes. Este “efeito inflação” foi quantificado, identificando a taxa reclamada em ambiente inflacionário como  $r^N$  (taxa nominal) e aquela sem inflação como  $r^R$  (taxa real).

Na análise dos autores, o “efeito inflação” age individualmente sobre cada tipo de investidor: acionista e credor. São as taxas reais que demandam,  $r_P^R$  e  $r_D^R$  as que determinam o WACCR a utilizar. Este raciocínio é coerente com a teoria de Irving Fischer (1965). Ainda que esta teoria seja discutida na sua aderência aos dados históricos, trata-se de um modelo capaz de explicar o comportamento dos investidores,

permitindo assim trasladar ambientes de um país para outro e enriquecer o benchmarking com dados exógenos.

Diferentemente, o modelo adotado pela ANEEL se baseia na construção do WACCN a partir dos custos nominais de cada tipologia de capital e, logo, deflaciona o WACCN como se houvesse um único tipo de investidor, resultado do cruzamento de acionistas e credores, que reagissem à inflação com sua idiosincrasia peculiar.

A diferença entre ambos enfoques é pequena em termos acadêmicos (aproximadamente 5%) porém, na prática envolve quantias econômicas muito elevadas.

## ANEXOS

### ANEXO 1 – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.

#### **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

#### **CAPÍTULO I**

## **DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço

adequado de energia elétrica; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das

unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

## **CAPÍTULO II**

### **DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do



inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§ 3º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§4º Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§5º Para a solicitação de fornecimento inicial de unidade consumidora que inclua microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve observar os prazos estabelecidos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para emitir a informação ou o parecer de acesso, bem como os prazos de execução de obras previstos na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.) §6º Para os casos de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

### **CAPÍTULO III**

#### **DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora: (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

I – com microgeração ou minigeração distribuída; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

III – caracterizada como geração compartilhada; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

IV – caracterizada como autoconsumo remoto. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos: (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (Redação dada pela RE ANEEL 687, de 24.11.2015.)

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VI - o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VII – para o caso de unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

IX – para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar

primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das

tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XII - os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XIV – adicionalmente às informações definidas na Resolução Normativa nº 414, de 2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento: (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

b) o saldo anterior de créditos em kWh; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

h) o saldo atualizado de créditos; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do referido inciso; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua

participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica; e(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e, em seguida, conceder os descontos conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 414, de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

#### **CAPÍTULO IV**

#### **DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**



Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§1º Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

## **CAPÍTULO V**

### **DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO**

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

## **CAPÍTULO VI**

### **DAS DISPOSIÇÕES GERAIS**

Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 13-A A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as

disposições da Resolução Normativa nº 414, de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019. (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 19.04.2012, seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de 08.05.2012 e 19.09.2012.

(Retificada a nota explicativa (1) da Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, pelo DSP SRD/ANEEL 720 de 25.03.2014)