

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

REGULAÇÃO E COMPETIÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Thaís Mélega Prandini

Orientador: Prof. Dr. Moacir Miranda de Oliveira Junior

SÃO PAULO

2014

Prof. Dr. Marco Antonio Zago
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Adalberto Américo Fischmann
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade

Prof. Dr. Roberto Sbragia
Chefe do Departamento de Administração

Prof. Dr. Moacir Miranda de Oliveira Junior
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Administração

THAÍS MÉLEGA PRANDINI

REGULAÇÃO E COMPETIÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Moacir de Miranda Oliveira Junior

Versão Corrigida

(versão original disponível na FEA-USP)

SÃO PAULO

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção de Processamento Técnico do SBD/FEA/USP

Prandini, Thaís Mélega
Regulação e competição no setor elétrico brasileiro / Thaís Mélega
Prandini. -- São Paulo, 2014.
164 p.

Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, 2014.
Orientador: Moacir Miranda de Oliveira Júnior.

1. Energia elétrica – Brasil 2. Competição 3. Mercado I. Universidade de São Paulo. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. II. Título.

CDD – 338.4762131

Aos meus pais Maria Estela e Mirto pela dedicação e valores tão importantes na minha criação e formação.

A meu companheiro João pelo seu intenso apoio e pela valorização recorrente de minhas qualidades profissionais.

A minha filha Sophia que compartilhou com ternura todos os meus momentos de ansiedade e dedicação na confecção deste trabalho.

A dedicação do autor**AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. Moacir de Miranda Oliveira Junior pelo apoio e incentivo ao desenvolvimento do tema de competitividade no setor elétrico, ao qual dedicamos mútuo entusiasmo.

A todos os colegas da Thymos Energia pelo apoio e orientações seguras sobre os padrões de competitividade do Setor Elétrico brasileiro, especial ao amigo Ricardo Savoia que sempre dedica parte de seu tempo para debater novidades regulatórias.

Ao Dr. João Carlos Mello que sempre compartilhou com todos, e em especial comigo, a importância de uma formação acadêmica sólida, em sincronia com suas metas profissionais, e que ao mesmo tempo contribua na capacidade de debater e pensar em novos conceitos e formulações.

Ao Prof. Dr. Alceu Salles Camargo Junior pelas valiosas sugestões para enriquecimento deste trabalho.

Aos executivos do setor elétrico que colaboraram em entrevistas objetivas com foco no conteúdo deste trabalho acadêmico.

À minha família enfim, que mais uma vez soube dividir e compreender minha dedicação à vida profissional e acadêmica.

O liberalismo económico e a competitividade

"Assim, o mercador ou comerciante, movido apenas pelo seu próprio interesse egoísta, é levado por uma mão invisível a promover algo que nunca fez parte do interesse dele: o bem-estar da sociedade".

*Adam Smith
Escrito na segunda metade do século XVIII
em "A Riqueza das Nações"*

RESUMO

Este trabalho procura investigar ações para estimular a competição no mercado livre de energia brasileiro, através do levantamento do desenvolvimento e status de mercados internacionais, com foco no desenvolvimento do mercado livre de energia, tendo como meta o incremento da competitividade como forma de garantir preços e serviços adequados aos consumidores finais e atraindo investimento para esta indústria.

Dentre os aspectos relevantes que o trabalho aborda está a identificação de estratégias e mecanismos para viabilizar a competição dos mercados no atacado e no varejo, acompanhada da implantação de modelos de negócios e preços que reflitam de modo mais fiel à realidade dos custos marginais de operação e expansão através da competição para o mercado.

Este trabalho utiliza como metodologia, a pesquisa exploratória e a pesquisa descritiva, que tem o objetivo de aprofundar o conhecimento nos temas e investigar informações que são objeto do estudo. Além disto, se adotou a experiência da autora em seus trabalhos atuais no setor elétrico brasileiro com vistas à proposição de melhorias na regulação e nos modelos de negócios para obter uma melhoria da competitividade.

Por fim, o trabalho faz uma avaliação da resposta da demanda com a ampliação gradativa da competição ao mercado de varejo, assim como já estabelecido pela demanda no atacado, e os efeitos necessários na oferta para que sejam atendidas as reais necessidades do consumidor.

ABSTRACT

This work investigates actions to stimulate competition in the liberalized Brazilian electricity market, by raising international markets development and status, focusing on the development of liberalized market with the goal of increasing competitiveness in order to ensure adequate services and prices to final consumers and attracting investment to this industry.

Among the relevant aspects that the work addresses is to identify strategies and mechanisms to facilitate electricity market competition in the wholesale and retail, followed by the arrangement of business models and prices that reflect more realistically the true marginal costs of operation and expansion through competition for the market.

This thesis uses as methodology, exploratory and descriptive research that aims to deeply capture the knowledge and investigate information on topics that are the subject of the study. In addition, it has been adopted the author's experience in her current jobs in the Brazilian electricity sector with a target to propose some improvements in regulation and business models for real life competitiveness.

Finally, the paper makes an assessment of demand response with the gradual expansion of the competition to the retail market, as well as already established by the wholesale demand, and the necessary effects on the supply to meet the real needs of the consumer.

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE TABELAS	7
1 INTRODUÇÃO	8
1.1 Caracterização do Problema e Relevância do Tema.....	8
1.2 Motivação	10
1.3 Objetivo	12
1.4 Revisão da Literatura.....	13
1.5 Metodologia.....	14
1.6 Estrutura da Dissertação	16
2 MODELOS COMPETITIVOS E A RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ...	18
2.1 Estruturas da Indústria de Energia – Evolução.....	18
2.1.1 Modelo – O Monopólio.....	20
2.1.2 Modelo – Agência Central de Comercialização.....	22
2.1.3 Modelo – A Competição no Atacado.....	24
2.1.4 Modelo – A Competição no Varejo	25
2.2 Estruturação do Modelo Competitivo no Setor Elétrico Mundial	26
2.3 Os Principais Ingredientes das Reformas	30
2.3.1 Estruturas Regulatórias	31
2.3.2 Acesso Aberto à Rede e Mecanismos de Preço do Transporte	31
2.3.3 Organização e Estruturas dos Mercados	33
2.3.4 Espaços Mercantis Internacionais	37
2.3.5 O Grau de Abertura do Mercado – Consumidor Livre	40
2.3.6 Os Principais Problemas Pendentes	42
3 MERCADOS MUNDIAIS – OS EFEITOS DA COMPETIÇÃO.....	44
3.1 União Europeia.....	44
3.1.1 Diretivas da Comunidade – Definição do Mercado Europeu.....	45
3.1.2 A Situação Atual do Mercado de Energia Elétrica Europeu	52
3.2 América do Norte	56
3.2.1 A Estrutura do Setor Elétrico Americano.....	57
3.2.2 A Regulação nos Estados Unidos.....	59
3.2.3 As Correções de Rumo nos EUA.....	61
3.2.4 A Implementação da Competição nos EUA.....	64
3.2.5 A Abertura do Mercado de Energia no Canadá	65
3.3 Oceania e Ásia	68
3.3.1 O Setor Elétrico no Japão e as Reformas	68
3.3.2 O Novo Mercado Elétrico na Austrália.....	72
3.4 América do Sul	74
3.4.1 A Argentina e seu Mercado de Energia Elétrica	75
3.4.2 O Mercado Chileno – O Pioneiro.....	80
4 OS AVANÇOS NO SISTEMA BRASILEIRO	85
4.1 O Modelo Competitivo Atual do Setor Elétrico Brasileiro	85
4.2 A Competição no Mercado Varejista Brasileiro.....	85
4.3 O Mercado Livre de Energia – Brasil.....	88
4.3.1 Contexto Atual	88

4.3.2	O Espaço Mercantil no Brasil	89
4.4	Implantação de Ferramentas de Mercado.....	91
4.5	Atuais Desafios no Mercado Competitivo Brasileiro.....	93
4.6	O Mercado Brasileiro e Outros – Comparações.....	97
4.7	O Papel da Energia no Desenvolvimento Econômico.....	102
4.7.1	O Modelo Relacional do Setor e os Esforços pelo ACL.....	105
5	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA – AUMENTO DA COMPETITIVIDADE .	106
5.1	As Oportunidades do Aumento da Competitividade no Varejo	106
5.2	Potencial do Mercado Varejista.....	109
5.3	Barreiras no Desenvolvimento do Mercado Varejista.....	117
6	AUMENTO DA COMPETITIVIDADE NO MERCADO – CONTRIBUIÇÕES.....	118
6.1	Racionalidade da Opção ACL – Questões e Soluções	118
6.1.1	Comparação ACR e ACL.....	121
6.1.2	Gestão de Riscos no ACL	123
6.1.3	Apoio Institucional	124
6.2	Oferta no ACL	125
6.2.1	A Expansão das Fontes Incentivadas – ACL Especial.....	129
6.3	Novas Estruturas de Contratação da Oferta.....	134
6.3.1	Desafios no ACL Especial	134
6.3.2	Comercializador Varejista.....	136
6.4	Novas Opções para a Expansão e Liquidez no Mercado.....	147
6.4.1	Liquidez na Contratação.....	147
6.4.2	Certificados de Energia Elétrica (CEE).....	147
7	CONCLUSÕES.....	155
8	SUGESTÕES – TRABALHOS FUTUROS	157
9	BIBLIOGRAFIA.....	158

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulado
AEMO: Australian Energy Market Operator
ALCA: Área de Livre Comércio das Américas
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
APE: Auto Produtor de Energia
BBCE: Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia.
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BPA: Bonneville Power Administration
BRIX: Brazilian Intercontinental Exchange
C: Comercialização
CALPX: California Power Exchange
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
CAPM: Capital Asset Pricing Model
CCE: Certificados de Energia Elétrica
CCEAL: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI: Contrato de Compra de Energia Incentivada
CfDs: Contracts for Differences
CFEE: Consejo Federal de la Energía Eléctrica
CL: Consumidor Livre
CPP: Critical Peak Pricing
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
D: Distribuição
DNAEE: Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
EBITDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
ECTO: East Coast Transmission Organization
EEX: European Energy Exchange
EFA: Electricity Forward Agreement
ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENSE: Empresa Nacional do Setor Elétrico
EU: União Européia
FAE: Fontes Alternativas de Energia
FCD: Fluxo de Caixa Descontado
FERC: Federal Energy Regulatory Commission
FPA: Federal Power Act
FSA: Financial Service Authority
G: Geração
GBA: Gran Buenos Aires
GCE: Câmara de Gestão de Crise do Setor de Energia Elétrica
GF: Garantia Física
GNL: Gás Natural Liquefeito
KEPCO: Kansai Electric Power Company
LEN: Leião de Energia Nova
LPX: Leipzig Power Exchange
MAE: Mercado Atacadista de Energia

MISO: Midwest Independent System Operator
MME: Ministério de Minas e Energia
MX: Montreal Exchange
NAFTA: North American Free Trade Agreement
NECC: North American Energy Credit and Clearing Corporation
NEM: National Electricity Market
NEMMCo: National Electricity Market Management Company
NEPOOL: New England Pool
NETA: New Electricity Market Arrangements
NTPA: Negotiated Third Party Access
NYMEX: New York Mercantile Exchange
NYPool: New York Pool
O&M: Operação e Manutenção
OECD: Organization for Economic Co-operation and Development
ONS: Operador Nacional do Sistema
OTC: Over the Counter
PIB: Produto Interno Bruto
PIE: Produtor Independente de Energia
PLD: Preço de Liquidação das Diferenças
PURPA: Public Utility Regulatory Policies Act
PX: Power Exchange
RE-SEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico
RTO: Regional Transmission Organization
RTP: Real Time Pricing
RTPA: Regulated Third Party Access
SB: Single Buyer
SIC: Sistema Interconectado Central
SING: Sistema Interconectado del Norte Grand
SMD: Standard Market Design
TE: Tarifa de Energia Elétrica
TEPCO: Tokyo Electric Power Company
TIR: Taxa Interna de Retorno
TOU: Time of Use
TPA: Third Party Access
TSO: Transmission System Operator
TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VAD: Valor Agregado de Distribuição
VN: Valor Normativo
VPL: Valor Presente Líquido
VPP: Virtual Peak Pricing
WACC: Weighted Average Cost of Capital

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Competição no Setor Elétrico Brasileiro	13
Figura 2 - Esquema da Estrutura do Modelo Monopolista	21
Figura 3 - Esquema da Estrutura do Modelo do Comprador Único	23
Figura 4 - Esquema da Estrutura do Modelo de Competição no Atacado	24
Figura 5 - Esquema da Estrutura do Modelo de Competição no Varejo	25
Figura 6 - Reforma do Setor Elétrico Mundial – Um Pouco de História	30
Figura 7 - Principais Bolsas Europeias	37
Figura 8 - Integração MISO e PJM	38
Figura 9 - Tarifas Finais Consumidor Industrial Europeu de médio porte	53
Figura 10 - Preço de energia (incluindo taxas) para consumidores residenciais	54
Figura 11 - Preço de energia (incluindo taxas) para consumidores industriais	55
Figura 12 - Principais Sistemas e Mercados na América do Norte	57
Figura 13 - Número de Agentes no Mercado dos EUA	57
Figura 14 - Volume de Vendas por agente no Mercado dos EUA	58
Figura 15 - Consumo de energia por classe	58
Figura 16 - Área de Atuação do FERC nos EUA	59
Figura 17 - Modelo Comercial Projetado e o Verificado - Crise na Califórnia em 2000	62
Figura 18 - O Setor Elétrico Japonês	69
Figura 19 - Sistema Australiano – Esquemático	72
Figura 20 - América do Sul – Capacidade e Produção de Energia Elétrica 2010	75
Figura 21 - Mercado Argentino – Regiões de Consumo	78
Figura 22 - Sistemas Elétricos e Mercados no Chile	80
Figura 23 - Mercado Chileno – Livres e Regulados	82
Figura 24 – Preços de Energia no Curto Prazo nos Mercados SIC e SING	83
Figura 25 – Preços de Potência no Curto Prazo nos Mercados SIC e SING	83
Figura 26 - Processos no Mercado Europeu	98
Figura 27 - Comparação dos Mercados Brasileiros e Europeus	101
Figura 28 - Modelo Relacional do Setor Elétrico Nacional – Segmentação	105
Figura 29 - Segmentação do Consumo	107
Figura 30 - Resposta da Demanda na Precificação	108
Figura 31 - Segmentação Tarifária	110
Figura 32 - Segmentação do Consumo 2012	111
Figura 33 - Participação ACR e ACL – 2011 a 2013	112
Figura 34 - Segmentação do Mercado ACL – 2013	112
Figura 35 - Segmentação do Mercado ACL – Consumidor Convencional, Especial e APE	113
Figura 36 - Elegibilidade e Potenciais ACL Convencional	116
Figura 37 - Elegibilidade e Potenciais ACL Especial	116
Figura 38 - Elegibilidade e Potenciais ACL	117
Figura 39 - Comparação do Custo Final de Energia Elétrica	119
Figura 40 - Cativo versus Livre – Processos	120
Figura 41 - Comparação Consumidor Cativo versus Livre – A2 e A4	122
Figura 42 - Crescimento do Número de Agentes na CCEE	135
Figura 43 - Crescimento dos Agentes na CCEE	136

Figura 44 - Estrutura de Mercado do Comercializador Varejista	138
Figura 45 - Facilidades Operacionais com o Comercializador Varejista	138
Figura 46 - Oportunidades e Desafios – Leilões ACR	139
Figura 47- Oportunidades e Desafios – ACL Especial	140
Figura 48 - Preços Médios da Venda de Projetos nos Leilões do ACR – Outubro de 2013	140
Figura 49 - Habilitação no Leilão A-3 2013 (MW.médios)	141
Figura 50 - Habilitação no Leilão A-3 2013 (MW médios)	142
Figura 51 - Relação Comercial Geradores e Compradores	142
Figura 52 - Atratividade do ACL Especial por Submercado (outubro de 2013)	143
Figura 53 - TIR do Acionista – Cenários	146
Figura 54 - Comparativo VPL Anual	146
Figura 55 - Visão Geral do Processo do CEE – Sugestão Autora	151
Figura 56 - Ambiente de Comercialização no Processo do CEE	154

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Estruturas Setoriais	18
Tabela 2 - Participação Público Privada na América Latina em 2011	29
Tabela 3 - Espaços Comerciais Mundiais - Características	35
Tabela 4 - Diferenças entre as Bolsas de Energia e o Mercado Bilateral	37
Tabela 5 - Situação da Competição das Províncias do Canada	67
Tabela 6 - Tarifas Finais de Clientes Industriais - Argentina	78
Tabela 7 - Custo Final Consumidores Cativos nas Distribuidoras Chilenas (US\$/MWh)	84
Tabela 8 - Consumo Nacional 2011 a 2013 (MWh/ano)	110
Tabela 9 - Segmentação dos Consumidores Elegíveis do ACL - 2013	114
Tabela 10 - Contrato Cativo – Padrão A4	143
Tabela 11 - Projeto Típico Eólico – Características Técnicas	145
Tabela 12 - Projeto Típico Eólico – Características Financiamento	145

1 INTRODUÇÃO

1.1 Caracterização do Problema e Relevância do Tema

O governo federal do Brasil, na década de 90, promoveu uma profunda reforma institucional no setor elétrico nacional, tendo como principais objetivos atingir as metas de expansão, até então previstas e, ao mesmo tempo, aumentar a sua competitividade através de uma maior abertura ao capital privado.

A participação cada vez mais expressiva e crescente do setor privado se concretizou através da privatização de empresas públicas, com maior ênfase na área de distribuição de energia e participação nos novos empreendimentos para a expansão da oferta de energia nas áreas de geração, transmissão e importação de energia. Para tal, foi construído um novo modelo no setor elétrico, baseado numa estrutura comercial evolutiva que paulatinamente implementa um ambiente de ampla competição entre os novos agentes do mercado de energia elétrica.

A reestruturação do setor de energia elétrico brasileiro, na década de 90, teve como principal característica a desverticalização da indústria, isto é, as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização são desempenhadas de forma autônoma e independente. Neste novo modelo, que segue uma tendência que vem ocorrendo em escala global, tem-se um mercado competitivo onde todos os interessados em participar deste mercado têm livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

A nova indústria de energia elétrica é organizada de modo a estimular a competição nos segmentos de produção e comercialização. Na transmissão e distribuição, por serem monopólios naturais, a princípio, torna-se impraticável o estabelecimento de competição nesses segmentos. Assim, a organização industrial concebida está alicerçada sobre os denominados agentes de produção, transmissão, distribuição e comercialização.

O funcionamento adequado do novo modelo institucional tem como atribuições permanentes as seguintes metas: eficiência econômica da indústria, sustentação adequada da indústria de modo a garantir a expansão do sistema, operação do sistema com elevado grau de

confiabilidade em consonância com requisitos de qualidade impostos pela sociedade e prestação dos serviços não discriminatória incluindo sua universalização.

Essas metas não foram plenamente atendidas desde a reestruturação do setor, o que levou o novo modelo a passar por uma grave crise de oferta de energia (acionamento 2001) e problemas de liquidez financeira (acordo geral do setor e pendências na liquidação do antigo MAE, Mercado Atacadista de Energia). Reflexões acerca dos problemas enfrentados levaram o governo, na época, a interferir diretamente no setor através da criação da GCE, Câmara de Gestão da Crise do Setor de Energia Elétrica que, dentre outras ações, promoveu os estudos necessários para a revitalização do modelo que apontou medidas que foram implementadas pela nova gestão do Executivo a partir de 2004.

Dentre outros aspectos relevantes, o novo modelo do setor de energia elétrica brasileiro, instaurado pela Lei 10.848/04, é dividido em dois ambientes de contratação de energia: o ACR, Ambiente de Contratação Regulado e o ACL, Ambiente de Contratação Livre. Os consumidores de energia que forem elegíveis para migração ao ACL têm, por direito, livre escolha de seus fornecedores de energia, por sua conta e risco. Nesse contexto, o Consumidor Livre (CL) tem a possibilidade de buscar a otimização de seu portfólio de contratação de energia, a fim de minimizar seus custos com este insumo de produção, sempre observadas as regras de procedimentos de mercado vigentes.

A abertura do mercado no Brasil trouxe benefícios claros para o sistema, e devem ser mantidos como uma conquista a ser ainda mais cristalizada. Estas conquistas podem ser citadas como avanços para o consumidor, tais como, as reduções no custo de construção com a participação do capital privado nos investimentos de expansão, a negociação direta dos contratos de compra e venda com os fornecedores, o progresso da transmissão com custos competitivos, a crescente melhoria na transparência das operações coordenadas pelo ONS, Operador Nacional do Sistema, assim como o aprimoramento da regulação praticada pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, um aprendizado permanente num país sem tradição em aspectos regulatórios e sua manutenção.

Por outro lado, num país como o Brasil, a questão da expansão do sistema é crucial, não só pela garantia da oferta, mas também pelo impacto dos custos envolvidos. Na opinião da autora, no que tange à expansão, o mercado competitivo, por si só, não é capaz de resolver

todas as dificuldades, porém isto não significa que ele seja um “fracasso” como alguns críticos chegam a alardear, ou mesmo “impossível” de se adaptar em sistemas como o brasileiro.

As incertezas inerentes ao processo de expansão, muitas vezes não permitem que as decisões imediatas de todos os investimentos necessários sejam feitas no momento exato, implicando na criação da figura dos leilões de compra regulados para as distribuidoras. O papel deste “estoque regulador” é uma evolução bem identificada, tendo trazido ganhos para todos. Considera-se, porém, que o mercado comprador no longo prazo do ACL necessita de ferramentas e processos mais objetivos.

Em suma, o momento atual é de muito esforço junto aos responsáveis pelas futuras diretrizes para que as medidas a serem tomadas de melhorias no setor, sejam elas quais forem, estejam dentro de uma lógica e uma coerência de modo a permitir, ao setor elétrico, uma maior previsibilidade e poucos sobressaltos, com garantia de oferta e preços competitivos para o ACR e ACL.

1.2 Motivação

O principal objetivo de um sistema elétrico é satisfazer as necessidades energéticas e de potência dos seus consumidores com os menores custos possíveis e com um nível adequado de continuidade e qualidade no suprimento.

No planejamento da expansão determina-se a sequência de reforços no sistema (geradores, circuitos etc.) tornando possível o atendimento da demanda de forma econômica e confiável. Estes objetivos são claramente conflitantes: a melhoria da confiabilidade de suprimento requer novos investimentos, o que implica em aumentos de custos e, em última análise, em maiores tarifas para o consumidor. Desta forma, torna-se necessário encontrar o melhor equilíbrio entre custos e confiabilidade no sistema de energia elétrica.

A maioria dos países passou por uma reestruturação no gerenciamento dos seus sistemas elétricos, com o objetivo principal de atingir-se maior eficiência no consumo e geração de energia elétrica. A participação do setor privado, principalmente na área de geração, tem sido

cada vez mais comum nos sistemas elétricos, ao contrário de do que ocorreu com grande parte das estruturas verticalizadas com capital público no passado. Neste novo ambiente competitivo, todos os serviços a serem oferecidos aos agentes devem ser tarifados e corretamente alocados.

A estruturação da precificação ao consumidor final possui diferentes nuances em cada setor elétrico no mundo. As principais dependências que influenciam a característica de formação de preços no mercado são as seguintes: (i) matriz energética; (ii) necessidade de expansão da oferta; (iii) maturidade do mercado.

O Brasil possui características únicas na sua matriz energética, com um parque de hidrelétricas majoritário e uma necessidade permanente de crescimento da oferta para atendimento da nova demanda. A maturidade do mercado competitivo está avançando desde a sua criação em meados da década de 90, mas ainda encontra resistências para atingir a plena competição entre todos os agentes.

Este é um desafio permanente na indústria de energia elétrica, ou seja, encontrar o equilíbrio entre a modicidade de preços e tarifas, estimulando a competição e alcançando um padrão de qualidade de atendimento satisfatório.

Este trabalho se justifica pela necessidade atual do sistema elétrico brasileiro de expandir sua nova oferta de geração da forma mais harmônica com a “**competição para o mercado**”. Atualmente a expansão da oferta busca atender o crescimento do mercado numa “**competição pelo mercado**” através de leilões públicos para o mercado regulado ou venda de contratos bilaterais para o mercado livre.

A prioridade é atender o crescimento do mercado oferecendo melhores condições para oferta. Este trabalho pretende debater alternativas a esta prática, oferecendo sugestões para que as necessidades da demanda sejam também incorporadas pelo modelo brasileiro. Um sumário das investigações previstas no trabalho é apresentado a seguir:

- Contextualizar as reais necessidades da demanda frente à nova oferta de geração;
- Avaliar as melhores práticas de interação do mercado no atacado com o varejo;
- Investigar o comportamento da demanda frente às possibilidades de maior competição à sua disposição com base em experiências internacionais (EPRI , 2009) (Edison Electric Institute, 2008) (Mello, Mercados e Regulação de Energia Elétrica, 2012);

- Avaliar a eficácia da aplicação da abertura do varejo à competição;
- Propor estratégias competitivas para ampliação da competição no atacado e no varejo;
- Analisar estratégias para o aperfeiçoamento do arranjo comercial-regulatório para o funcionamento harmônico do mercado competitivo, com base nos princípios atuais do mercado atacadista de energia elétrica no Brasil.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é investigar ações para estimular a competição no ACL, através de estudo em mercados internacionais, com foco no desenvolvimento do mercado livre de energia, que buscam desenvolver este mercado para os consumidores de energia e atraindo investimento para esta indústria.

O trabalho considera o estado atual da regulação do setor e buscará identificar algumas lacunas para se alcançar uma competitividade mais ampla no modelo setorial. As ações propostas neste estudo buscam oferecer respostas às estas lacunas, reconhecendo a particularidade do sistema brasileiro, notadamente um setor em contínuo crescimento de demanda e por consequência da oferta (TOLMASQUIM, 2011). Deve-se acrescentar, também o fato de se tratar de um padrão bastante heterogêneo no lado consumidor, assim como, de um mercado de contratos financeiros baseado na proteção aos preços do curto prazo. Em adição, as ações propostas devem se concentrar em ampliar a “competição **para** o mercado” ao invés da prática atual em que grande parte da oferta pratica a “competição **pelo** mercado” (Cowan, 2005).

O desenvolvimento de uma estratégia competitiva é, em essência, o desenvolvimento de uma fórmula ampla para o modo como uma empresa irá competir, quais deveriam ser as suas metas e quais as políticas necessárias para levarem-se a cabo estas metas. (Porter, 1986)

As reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro, ao longo das últimas décadas, incluíram um novo agente ativo, denominado consumidor livre, que possui capacidade de resposta às condições de mercado através da competição (TOLMASQUIM, 2011). O estudo identificará a resposta da demanda aos mecanismos de mercado para encontrar o ponto de equilíbrio

adequado para a economia. É reconhecida pela literatura a importância da análise dos mercados para formulação de estratégias competitivas das empresas que atuam no setor.

1.4 Revisão da Literatura

A Figura 1 apresenta um esquema da competição no setor elétrico brasileiro utilizando o modelo de Porter (1999) que avalia como as forças competitivas moldam a estratégia de mercado.



Figura 1 - Competição no Setor Elétrico Brasileiro

FONTE: Adaptado de Lins & Ouchi, 2007

No trabalho será também analisada uma visão do contexto atual da interação dos mercados de atacado e varejo. As perspectivas futuras e as atuais dificuldades regulatórias para implantação de uma comercialização abrangente serão também objeto deste trabalho.

O sucesso depende de novas regras de competição (TREACY & WIESERMA, 1995) (PRAHALAD & HAMEL, 1990). Torna-se imprescindível que as estratégias agreguem valor para os consumidores (Oliveira Jr., 2004). A competição dos mercados de energia, característica principal destes novos modelos mundiais, busca a gestão ótima dos recursos

existentes e futuros para benefício de todos consumidores e setores da economia da nação (International Energy Agency, 2005). Uma aproximação cada vez maior das práticas dos mercados atacadista e varejista de energia, além de assegurar uma participação sustentável da demanda, busca garantir benefícios consistentes, não só para os atuais e futuros investidores da indústria de eletricidade, como também para consumidores, legisladores, pesquisadores, administradores públicos, que participam da formação do modo de organização desta indústria, onde a competitividade do mercado é o principal elemento a ser buscado.

Os principais países da economia mundial fizeram mudanças estruturais no modelo do setor elétrico que incluem: (i) Ampliação da Competição na Geração; (ii) Maior liberdade para participação do capital privado na expansão do Sistema Elétrico; (iii) Sistema aberto na transmissão; (iv) Implantação de novas sistemáticas de operação e regulação; (v) Liberdade de escolha no segmento consumo com diferentes níveis de participação no atacado e no varejo, visando a participação do lado da demanda na economia do mercado (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008).

O trabalho se concentrará também no melhor entendimento da resposta da demanda à ampliação gradativa da competição ao mercado de varejo, assim como já estabelecido pela demanda no atacado, e os efeitos necessários na oferta para que sejam atendidas as reais necessidades do consumidor.

1.5 Metodologia

A pesquisa exploratória tem o objetivo de aprofundar o conhecimento do tema, para realmente explicitar as questões e dificuldades encontradas e facilitar a construção de hipóteses e soluções. (GIL, 1991) A forma utilizada é a pesquisa bibliográfica para analisar experiência brasileira na matéria e a experiência da autora no tratamento das questões levantadas neste trabalho.

Este trabalho utiliza a pesquisa exploratória para a avaliação da tarifação básica e precificação no mercado de energia elétrica no Brasil com o objetivo de avaliar em que medida este sinal econômico impacta o consumidor final. O mercado livre entrará como um marco da

competição no mercado brasileiro, e suas vantagens terão abordagem específica neste trabalho.

Para os consumidores cativos no varejo, os preços no atacado fazem parte da TE, Tarifa de Energia Elétrica, que forma a tarifa de fornecimento, conforme a Resolução ANEEL nº 166/05. A TE é formada principalmente pelo custo de aquisição de energia elétrica para revenda, que é a compra no atacado das concessionárias distribuidoras de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2011). No modelo atual, as distribuidoras são autorizadas a repassar os riscos existentes nos contratos comercializados no ACR para todos seus consumidores, portanto uma política tarifária mais arrojada com compartilhamento de riscos pode ser o caminho de ser obtida a tão desejada resposta da demanda no varejo. Esta pesquisa foi realizada através de avaliação documental. Além disso, o estudo utiliza a técnica de entrevistas com os principais agentes do setor elétrico, incluindo especialistas do setor, associações setoriais e instituições e órgãos institucionais do setor elétrico.

A pesquisa descritiva tem o objetivo de descrever as características de determinada população ou fenômeno ou o estabelecimento de relações entre variáveis. Esta pesquisa utiliza técnicas padronizadas de coleta de dados como questionário e observação (GIL, 1991).

Foi utilizada a pesquisa descritiva para avaliar o mercado de varejo internacional, através de estudos das melhores práticas empregadas no mercado internacional para alcançar uma ampla competição no varejo. Esta pesquisa utiliza a técnica de questionários para coleta de dados, As pesquisas realizadas têm o objetivo de conhecer a sistemática de tarifação no Brasil, avaliar os diferentes mecanismos de mercado de varejo utilizados hoje no mercado internacional e, com base nas informações coletadas, apresentar uma proposta que para aplicação no mercado brasileiro de maneira a sua aumentar a competitividade através da identificara a resposta da demanda aos mecanismos de mercado.

Claramente, todos os efeitos ao consumidor final, seja ele no atacado (grandes consumidores) ou no varejo, advêm das práticas de formação de preços da oferta. Uma das dificuldades encontradas atualmente é descobrir novas formas de ofertar energia nova ao consumidor final, que sejam nos moldes dos tradicionais contratos de longo prazo indexados aos índices de inflação. O trabalho discute os conceitos e práticas atuais de formação de preços da nova

oferta e debater novas formas de encontrar soluções que atendam os consumidores finais, os investidores e as instituições de financiamento do setor.

Este trabalho utiliza como metodologia, a pesquisa exploratória e a pesquisa descritiva, além de fornecer sugestões para as questões identificadas ao longo da pesquisa.

1.6 Estrutura da Dissertação

A dissertação de mestrado é composta por oito capítulos, os quais serão descritos em linhas gerais conforme a seguir:

No **Capítulo 1** é realizada uma breve introdução das necessidades e dos problemas relacionados com as estruturas competitivas no setor elétrico junto com uma descrição do estado da arte atualmente disponível.

No **Capítulo 2**, denominado “Modelos Competitivos e a Restruturação do Setor Elétrico”, são descritas as principais estruturas econômicas e os principais tipos de regulação aplicada na reestruturação do setor elétrico, e a ligação com a remuneração pela energia elétrica gerada no sistema bem como o pagamento pela utilização do sistema.

No **Capítulo 3** é discutido o mercado de energia mundial, a maneira como alguns outros países passaram por esta fase de reestruturação do setor elétrico, e os efeitos da competição capturados em cada modelo mundial selecionado. Foram selecionados alguns dos mercados da União Europeia, da América do Norte, da Ásia e Oceania, e por fim da América do Sul.

No **Capítulo 4** são analisados em detalhe os avanços obtidos no mercado brasileiro de forma a caracterizar o seu momento atual, bem como sua evolução histórica e expectativas futuras. São descritos também os conceitos básicos e definições preliminares do Mercado Livre Brasileiro, onde se concentram as práticas competitivas do setor elétrico. Os desafios do mercado competitivo também são discutidos. De forma a caracterizar um debate profícuo da necessidade da competição é discutida a influência da energia no desenvolvimento econômico e a estrutura relacional do setor elétrico.

No **Capítulo 5** denominado “Caracterização do Problema – Aumento da Competitividade” aborda a projeção de oferta & demanda do mercado de varejo, os atuais entraves para que esse mercado competitivo se realize. As barreiras e desafios do mercado livre no varejo são debatidos.

O **Capítulo 6** são oferecidas as principais contribuições desta tese de mestrado que busca caracterizar a racionalidade econômica do mercado livre competitivo no varejo, a nova oferta para este mercado, as novas estruturas para contratação desta oferta e as novas opções para auxiliar a expansão e liquidez deste mercado. O capítulo apresenta alternativas que buscam aumentar a financiabilidade deste mercado, que proporcione a superação das atuais barreiras no desenvolvimento desse mercado, levantando algumas ações já em andamento para incentivar o desenvolvimento sustentável no mercado livre e a investigação de novas ações e /ou ferramentas que sustentem esse desenvolvimento.

No **Capítulo 7** são oferecidas as principais conclusões relacionadas com esta dissertação e no **Capítulo 8** são apresentadas algumas das principais questões e tendências a serem utilizadas na continuidade desta linha de pesquisa.

2 MODELOS COMPETITIVOS E A RESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Estruturas da Indústria de Energia – Evolução

Ao analisar as estruturas indústria de energia elétrica em curso é possível identificar um processo evolutivo na organização deste setor (Shuttleworth, 1996). Um resumo das características de cada estrutura setorial é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Estruturas Setoriais

Características do modelo	Monopólio	Agência Central de Comercialização	Competição no Atacado	Competição no Varejo
Competição na geração	✓	✓	✓	✓
Escolha para os distribuidores e comercializadores	×	×	✓	✓
Escolha para os consumidores finais de qualquer porte	×	×	×	✓

FONTE: Nery, 2012

A descrição dos modelos apresentados caracteriza conceitualmente o nível de abertura para competição no setor. Entretanto existem diversas combinações e nuances próprias de cada aplicação nos mercados mundiais.

- **Monopólio:** Forma inicial de estruturação da maioria dos sistemas elétricos, desde a sua concepção como rede de integração, em meados do século XIX, consistia em monopólio em todas as atividades (geração, transmissão e distribuição) e normalmente a integração das três atividades (TOLMASQUIM, 2011). Usualmente, no modelo monopolista, o regime tarifário é baseado no custo do serviço. A integração das atividades, ou seja, o monopólio nos diversos segmentos e a tecnologia disponível para geração de energia foram fatores que serviram de base para a estruturação de grandes sistemas geradores de energia elétrica, das economias de escala necessárias naquela época.
- **Agência Central de Comercialização:** neste modelo, a agência compra energia de diversos geradores, introduzindo a competição nesse segmento. Surge uma nova figura de gerador, o PIE, que agora compete pela venda de energia para a agência com o direito de acesso aberto à rede de transmissão (TOLMASQUIM, 2011). Nesse momento, é importante a atuação do governo, ou do regulador, para a fiscalização da

agência, com o objetivo de impedir condutas inadequadas, como o repasse do custo de ineficiências ou decisões incorretas no processo de contratação de energia

- **Competição no Atacado:** nessa forma de estruturação, além da competição na atividade de geração, é introduzida a opção de escolha de suprimento no mercado de atacado, através das concessionárias de distribuição. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)
- **Competição no Varejo:** nessa modelagem, é introduzida a possibilidade de escolha do suprimento para todos os níveis de consumo até os consumidores finais. Essa organização é conhecida como a competição no varejo. Esta modelagem acomoda diversas gradações, dependendo do tipo de liberdade aos consumidores (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008). Nesse caso é necessária a total separação das atividades de geração e comercialização do negócio de transporte para garantir o livre acesso às redes de transmissão e evitar a eventual ocorrência de subsídios cruzados entre segmentos. Outro ponto a ser considerado é a elevação dos custos de transação a medida que um maior número de relações comerciais for estabelecido entre agentes, entretanto as redes inteligentes ajudam a reduzir esta barreira. A liberdade de escolha no segmento de consumo com diferentes níveis de participação no varejo visa dar participação do lado da demanda na economia do mercado. A competição no mercado de varejo no Brasil se limita ainda aos consumidores especiais¹ que podem exercer sua liberdade de escolha somente através de compra de energia proveniente das FAE, Fontes Alternativas de Energia.

O setor elétrico brasileiro é altamente intensivo em capital, tem características de monopólio natural, especialmente nos segmentos de transmissão e distribuição e é pouco abrangente fora das fronteiras, mesmo com as crescentes conexões binacionais, principalmente em sistemas de transmissão. O setor tem grande influência econômica, pois é um setor de base para o desenvolvimento de todas as outras indústrias. Essas características fazem com que seja necessária uma forte regulação deste setor em todos os países, mesmo que com modelos e formas distintas. (ECLAC, 2011).

¹ São considerados consumidores especiais (Resolução ANEEL nº 264/98) aqueles cuja demanda contratada seja maior que 0,5 MW e menor do que 3MW, atendidos em qualquer tensão e também os consumidores ligados antes de 8 de julho de 1995, com tensão inferior a 69 kV e demanda contratada maior que 0,5 MW.

A evolução natural das reformas aplicadas nos setores elétricos mundiais teve sua origem no monopólio e passaram por várias fases até atingir o modelo de competição no varejo. Alguns países não aplicaram todas as mudanças necessárias para atingir a “competição no varejo” e estão ainda em evolução.

Praticamente todas as principais economias mais importantes no mundo promoveram mudanças estruturais em seus setores elétricos. Por exemplo, todos os países da OECD², *Organisation for Economic Co-operation and Development*, decidiram por abrir comercialmente o mercado de energia elétrica para os grandes consumidores industriais, sendo que alguns destes estenderam esta liberdade para os consumidores residenciais. Hoje nestes países espera-se que todos os consumidores industriais e mais de 500 milhões de pessoas terão a liberdade de escolha de seu fornecedor de energia, o que representa cerca de 50% da população destes países.

2.1.1 Modelo – O Monopólio

A estrutura de monopólio é caracterizada por não haver competição entre os geradores, tampouco os distribuidores podem optar por seu fornecedor de energia. Uma variação que pode surgir desse modelo é a existência de diversas empresas de distribuição (cada uma com sua área de concessão) que detêm os monopólios de rede e vendas no varejo, mas que, por outro lado, estão sujeitas ao monopólio de compra da energia, com um único proprietário da geração. (Terry)

Esse modelo apresenta baixíssimo grau risco para os agentes, pois existem muitas garantias: consumidores não migram de empresas de fornecimento, outros geradores não surgem no mercado para deslocar os antigos agentes e a tarifa remunera todos os custos. Não há a noção de “preço” e sim de “custo”.

A eficiência econômica dificilmente é atingida nesse modelo, pois qualquer decisão errada de investimento, seja na sequência de obras ou na opção de tecnologia, pode ser repassada para

² Países da OECD: EUA, Canadá, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido, Alemanha, Japão, Coreia do Sul, Nova Zelândia e Austrália.

os consumidores na tarifa de energia, criando assim poucos incentivos para a redução de custos.

A única vantagem que esse modelo apresenta, para a visão de um gestor estatal ou público, é a facilidade de implantação de políticas sociais, com a implementação de obras e/ou programas que não são financeiramente atrativos, diante da possibilidade de repassar os custos desses programas aos consumidores via tarifa.

Alguns exemplos dessas políticas foram marcantes em nível mundial, como o programa de expansão hidrelétrica em meados de 1930 nos EUA, Estados Unidos da América (Billington & Jackson, 2006), o programa nuclear francês iniciado no início da década de 1960 e até mesmo a expansão do sistema brasileiro no período entre 1970 e 1980 (Itaipu, Tucuruí, Angra, entre outras). Esses são exemplos que estavam atrelados a esforços governamentais atuantes na política energética.

O esquema a seguir na Figura 2 ilustra duas empresas integradas verticalmente atuando num sistema genérico. Não há separação das atividades e as transações financeiras são realizadas pela “controladora” de cada empresa.



Figura 2 - Esquema da Estrutura do Modelo Monopolista

A organização do sistema brasileiro na época anterior ao RE-SEB, Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (ELETROBRAS, 2014) pode ser enquadrada nessa estrutura onde havia áreas de concessão para exploração da geração (empresas federais e estaduais) e concessão para a venda de energia (as distribuidoras locais e as supridoras regionais), com reservas de mercado e tarifas definidas pelo DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, que era o antigo órgão regulador, baseadas no custo do serviço. (Rosa, Tolmasquim, & Pires, 1998)

2.1.2 Modelo – Agência Central de Comercialização

No modelo da Agência Central de Comercialização, a mesma pode comprar energia de diversos geradores, introduzindo a competição no segmento da geração (G). Nesta estrutura surgiram os produtores independentes de energia, que competiam pela venda de energia para a Agência Central de Comercialização, em nome de todos os compradores. (VINHAES & SANTANA, 2000)

Normalmente a venda de energia é feita através de Contratos de Compra de Energia que devem remunerar os custos de investimento e de operação da planta. Esses contratos costumam envolver um pagamento pela disponibilidade da central e outro pela energia vendida.

Pelo lado dos geradores, é importante estabelecer mecanismos de compensação para as situações em que um gerador fique impossibilitado de entregar energia ao sistema por uma restrição do sistema de transmissão.

Toda a venda de energia para as empresas de distribuição (D) é feita pela agência, que deve aplicar uma tarifa que reflita os custos marginais de curto prazo. Essa tarifa estaria garantindo a eficiência econômica, pois a demanda estaria sendo suprida pelo custo incremental das fontes existentes no sistema de geração. Ainda, essa tarifa deverá cobrir os custos operacionais da agência, toda a administração da compra e venda de energia.

A questão do acesso à rede de transmissão passa a ter um papel mais importante, de modo a facilitar a competição na atividade de geração. Passa a ser fundamental a divulgação de determinadas informações, como por exemplo, as responsabilidades de conexão, operação, padrões de equipamentos para controle, medição, bem como os preços para o acesso dos geradores.

Alguns aspectos relativos à eficiência e riscos merecem destaque. A maior parcela dos custos em um sistema de geração de energia elétrica está concentrada nos custos de investimento na atividade de geração, aberta à competição. A necessidade de firmar contratos bilaterais com a agência e a abertura a novos entrantes são incentivos suficientes para a busca de maior eficiência na construção das novas centrais.

A gerência de riscos é relativamente facilitada, pois ao firmar um contrato com a agência central, um gerador garante a sua remuneração, reduzindo a sua exposição a novos geradores. Além disso, esse contrato reduz a ameaça que novas tecnologias poderiam trazer à sua central, supondo-se que ele estará contratado por prazo suficiente para pagar totalmente a sua central. Para o gerador não existe o risco de mercado, pois uma vez acertada a venda para a agência, essa fica com a responsabilidade de repassar a energia para as empresas de distribuição. (TOLMASQUIM, 2011)

Essa estrutura também permite a implantação de políticas sociais. A agência de energia detém o monopólio sobre os consumidores - empresas de distribuição - podendo, dessa forma, repassar qualquer custo necessário à implantação de uma política, como desenvolvimento de uma determinada região do país, e o incentivo a um tipo específico de combustível, dentre outros. Nesse momento, é importante a atuação do governo ou do regulador para a fiscalização da agência e evitar abusos, como o repasse de ineficiências ou decisões erradas no processo de contratação.

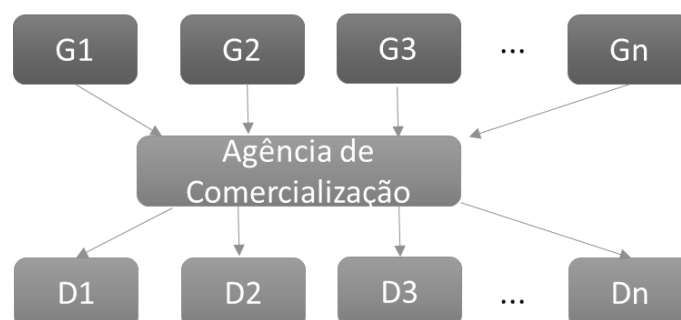


Figura 3 - Esquema da Estrutura do Modelo do Comprador Único

No Brasil, no início do governo Collor, houve uma tentativa de implantação de um modelo similar que propunha a transferência de todo o sistema de transmissão para uma nova empresa, a ENSE, Empresa Nacional do Setor Elétrico, a manutenção das grandes geradoras estatais e estaduais, as áreas de concessão das empresas de distribuição e finalmente a expansão de novas centrais de geração, que seriam financiadas prioritariamente pela iniciativa privada em parceria com as geradoras já existentes.

2.1.3 Modelo – A Competição no Atacado

Nessa forma de estruturação, além da competição na atividade de geração (G), é introduzida a opção de escolha de supridora para as empresas de distribuição (D). As empresas de distribuição ainda mantêm seu monopólio em suas áreas de concessão, porém são agora livres para negociar a compra de energia com qualquer produtor de energia. Para que a livre negociação ocorra é fundamental o livre acesso à rede de transmissão.

Os produtores de energia começam a ter alternativas para venda de sua energia, ao invés de somente a Agência Central de Comercialização descrita anteriormente. Porém, com o acesso aberto à rede de transmissão, os geradores passam a enfrentar o risco de novos entrantes. Os consumidores finais ainda não têm opção de escolha e a obrigação de suprimento recai sobre as empresas de distribuição.

A função de operação do sistema fica mais claramente definida como independente da função comercial. O operador do sistema é responsável pelo sistema sob o ponto de vista técnico, devendo manter as condições de atendimento dentro dos padrões de qualidade e continuidade definidos pelo órgão regulador.

A Figura 4 a seguir apresenta uma ilustração dos fluxos comerciais possíveis com essa organização. Consta-se a possibilidade de os concessionários de distribuição montar suas alternativas de suprimento. No esquema abaixo resta ainda o agente da agência central de comercialização, usualmente para acomodar contratos existentes, porém não mais como a única compradora de energia.

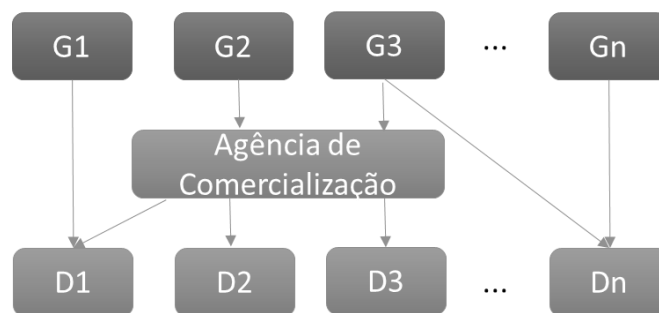


Figura 4 - Esquema da Estrutura do Modelo de Competição no Atacado

2.1.4 Modelo – A Competição no Varejo

Nesse caso é introduzida a possibilidade de escolha do suprimento para todos os níveis de consumo, até os consumidores finais, podendo chegar ao nível dos consumidores residenciais, que são livres para negociar a compra de energia de empresas de distribuição ou geração. Essa organização também é conhecida como a competição no varejo.

Nesse caso é necessária a total separação das atividades de geração e comercialização do negócio de transporte, seja ele na transmissão ou distribuição. Essa separação é importante para garantir o livre acesso às redes de transporte e evitar a ocorrência de subsídios cruzados.

A função de comercialização (C) é nova nesse modelo, sem a necessidade de propriedade de ativos. Além disso, é importante que haja a liberdade de entrada e saída do mercado para geradores e comercializadores, de modo a se aproximar de um mercado competitivo. Um agente comercializador não necessita deter a propriedade de nenhum ativo, seja ele de geração ou transporte.

A agência central de comercialização dá lugar ao operador do mercado, ou *pool*, que tem a função de atender ao sistema do ponto de vista comercial, fazendo apenas que todos que tenham disposição a pagar pela energia possam efetivamente recebê-la. A Figura 5 ilustra uma modelagem possível para o modelo de varejo. Outras são encontradas em diversos países.

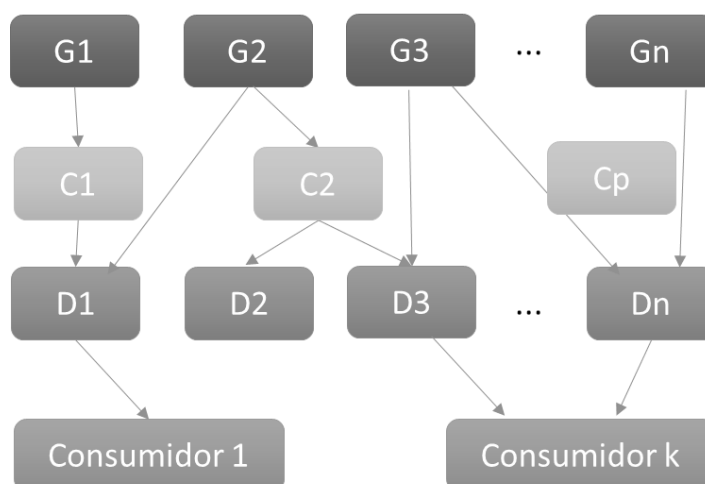


Figura 5 - Esquema da Estrutura do Modelo de Competição no Varejo

Fica cada vez mais importante a separação das atividades de operação técnica e comercial. A responsabilidade sobre a instalação de medição, seus padrões e o fluxo de informações entre

geração e carga deverá ser claramente definida entre os proprietários de geração, transmissão, distribuição e o operador do mercado.

Outro ponto a ser considerado é a elevação dos custos de transação à medida que um maior número de relações comerciais for estabelecido entre os diversos agentes. Isso provavelmente se traduzirá em uma vantagem para grandes consumidores, pois eles possuem uma maior escala para negociar sua energia. Para o caso de pequenos consumidores, a alternativa poderá residir em uma organização para facilitar a negociação de compra e venda de energia ou então a manutenção da sua condição de monopolizados.

Essa organização dificulta sobremaneira a implantação de políticas sociais, a menos que haja um processo de consideração explícita das suas necessidades e a quantificação dessas medidas.

2.2 Estruturação do Modelo Competitivo no Setor Elétrico Mundial

As mudanças estruturais nos setores elétricos mundiais começaram nos anos 70, tendo os Estados Unidos como pioneiros nesse processo, quando da publicação do PURPA, Public Utility Regulatory Policies Act, em 1978. Isto permitiu às concessionárias verticalizadas a compra de energia de novos geradores no sistema. (Prechel, 2012)

Em 1982, o Chile se apresenta como pioneiro na introdução do conceito de competição nos mercados de energia, permitindo aos grandes consumidores escolherem o seu supridor de energia. O mesmo setor chileno ainda aperfeiçoou este mesmo conceito de competição estendendo-o aos geradores, através de um mecanismo de preços de mercado determinado pelo despacho das unidades geradoras. (Hatzfeldt, 2013)

Em 1990, com o *Norwegian Energy Act*, ((NVE), 2011), foi estabelecido o primeiro grande *pool* que adotou os mecanismos de mercado na Inglaterra e no País de Gales. Imediatamente em 1991 a Noruega criou um *pool* competitivo, e em 1996 com a entrada da Suécia, Dinamarca e Finlândia, estabelece-se o Nordpool. Outros modelos de *pool* foram criados nos anos 90, tais como Argentina, em 1992; Colômbia, em 1994; e Alberta (Canadá), em 1996.

Em 1996 foi também publicada a diretiva europeia que determinou as condições necessárias para a criação de um mercado de energia europeu. Todos os países da comunidade teriam um prazo para se adaptar as condições estabelecidas nesta diretiva.

Em 1998, a Austrália cria o Mercado Nacional de Eletricidade com a fusão do Victoria Pool, em operação desde 1994, e o New South Wales Pool, estabelecido em 1996 com operações diárias. Em 1996 a Nova Zelândia cria um Mercado Atacadista de Eletricidade com adesão voluntária, concretizando 10 anos de reformas iniciado em 1987 (Government, 2012).

As bolsas de energia competitivas começam a operar em 1998 na Espanha e nos Estados Unidos, na Califórnia (CalPX California Power Exchange) e em PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), abrindo caminho para várias outras iniciativas regionais nos Estados Unidos, tais como o New York Pool (NYPOOL) e o New England Pool (NEPOOL), e na Europa, Alemanha (LPX, *Leipzig Power Exchange* e EEX, *European Energy Exchange*) e França (Powernext) (MELLO, 2010).

No Reino Unido, reformas profundas no primeiro *pool* foram aprovadas em 1999 e ficaram conhecidas como o Novo Arranjo do Mercado de Eletricidade (NETA - *New Electricity Market Arrangements*), e foram implementadas em 2001 (MELLO, 2010).

Paralelamente à criação dos mercados atacadistas de energia, dos *pools* e bolsas de energia, foi também estabelecido conceito de abertura do mercado para os consumidores chamados “livres”, que paulatinamente foram liberados para escolher seu fornecedor, como na Noruega, desde 1991, na Nova Zelândia, desde 1994, na Suécia, desde 1996, na Finlândia, desde 1997, na Califórnia, desde 1998 e no Reino Unido, desde 1999.

A introdução do modelo competitivo no setor elétrico mundial apresenta resultados significativamente positivos onde, pode ser destacado o aumento da competição, trazendo mais opções para os consumidores e melhorias no serviço, em consequência dos seguintes efeitos:

- (i) Avanços tecnológicos na geração de energia;
- (ii) Maior controle de custos resultante da entrada do capital privado na geração, permitindo reduções significativas de investimentos;

- (iii) A liberdade de escolha para os consumidores permitiu uma otimização das suas compras de energia;
- (iv) A melhoria na qualidade dos serviços passou a ser um fator de atração para novos consumidores;
- (v) Redução de preços repassados ao consumidor, onde a competição aumentou a eficiência;
- (vi) Uma sinalização de preços mais adequada para os participantes do mercado, refletindo com maior precisão as condições de mercado (Gellings C. , 2009).
- (vii) O acesso aberto à transmissão permitiu uma infinidade de alternativas para a compra e venda de energia, inclusive reduzindo os preços de energia em regiões outrora mais carentes (International Energy Agency, 2005).

As reformas voltadas para o aumento da competitividade no setor elétrico mundial surgiram com maior intensidade no começo da década de 90, o que resulta em quase 25 anos de experiência, muito pouco se comparado com quase 90 anos de existência das estruturas monopolistas do setor. Adicionalmente, independentemente do controlador dos ativos, estatal ou privado, existem exemplos marcantes da busca pela eficiência no setor elétrico mundial (International Energy Agency, 2005).

A Noruega possui grande parte do seu sistema sob o controle estatal e participa de um dos mercados mais eficientes do mundo que é o NORDPOOL (Kopsakangas-Savolainen & Svento, 2010). A Hydro-Québec, uma estatal do governo de Québec no Canadá, atendeu aos requisitos do regulador americano e em 1997 recebeu uma das primeiras licenças de comercialização no mercado atacadista americano (Genc, 2010). No Japão, que possui um monopólio privado tradicional, o processo de abertura foi muito lento, apesar de o país possuir uma das tarifas mais altas do mundo (Tanaka, 2007).

As reformas que ocorreram no final do século XX, especialmente aquelas realizados por países em desenvolvimento, mostram-nos que as principais características das transformações foram os aspectos político-econômicos e institucionais em constante discussão e diálogo com os interesses das elites locais / regionais (Lima, 2012).

No entanto, essas mudanças também resultam em fatores que influenciam em negociações e relações de influências entre os atores e os estados que compõem esse novo ambiente. Os

EUA e a Grã-Bretanha tiveram um papel de destaque e representam certa hegemonia no cenário internacional, na linha da liberdade de escolha e prioridade na competição.

Neste contexto usualmente se considerava o Estado como o principal ator para direcionamento e realização do planejamento e reformas. No entanto, a partir da década de 1980 essa situação começou a mudar sofrendo uma série de transformações radicais, entre as quais a privatização em setores executados pelo governo, como é evidenciado o caso do setor elétrico (Lima, 2012). A Tabela 2 apresenta a participação pública e privada dos países da América Latina nos segmentos geração, transmissão e distribuição.

Tabela 2 - Participação Público Privada na América Latina em 2011

PAÍS	Geração	Transmissão	Distribuição e comercialização
Argentina			
Bolivia			
Brasil			
Chile			
Colômbia			
Costa Rica			
Cuba			
Equador			
El Salvador			
Guatemala			
Honduras			
México			
Nicarágua			
Panamá			
Paraguai			
Peru			
Republica Dominicana			
Uruguai			
Venezuela			

FONTE: ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN, 2012

	PRIVADO
	PUBLICO – PRIVADO
	PUBLICO

A Figura 6 a seguir resume a evolução histórica inicial das reformas no setor elétrico dos principais países de interesse para o Brasil.

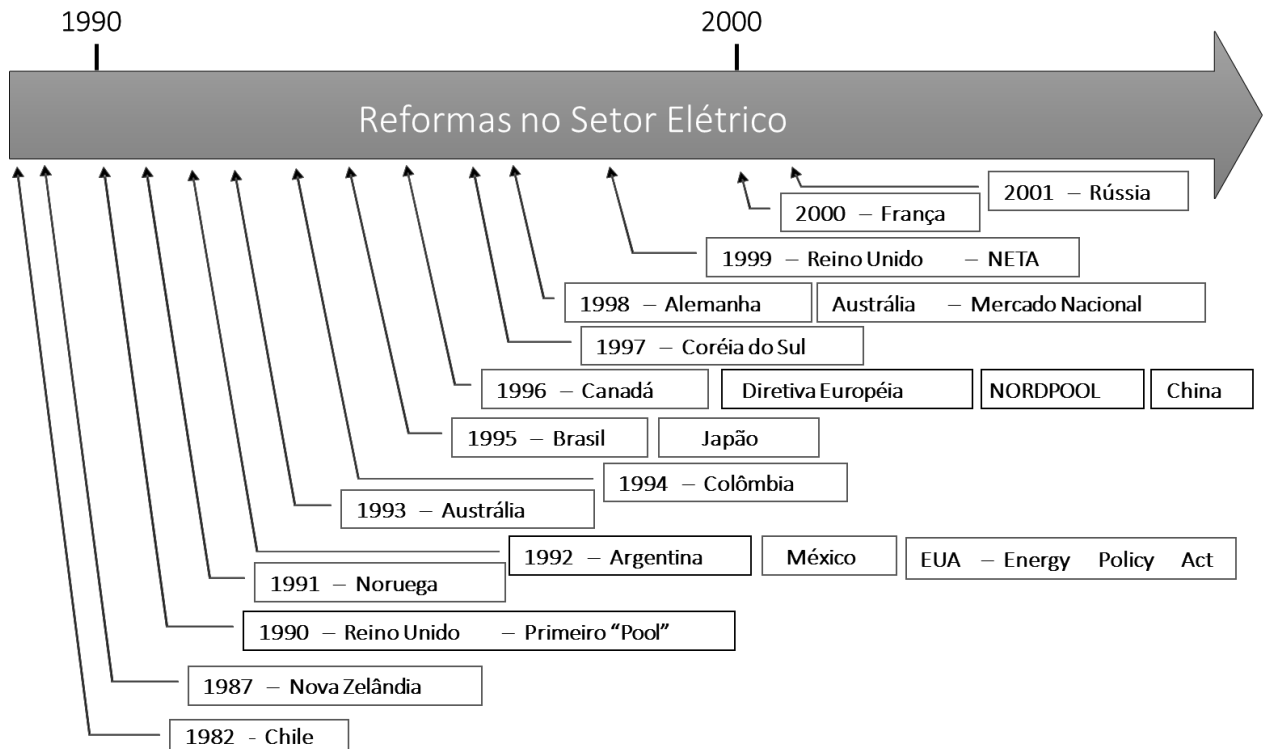


Figura 6 - Reforma do Setor Elétrico Mundial – Um Pouco de História

2.3 Os Principais Ingredientes das Reformas

Todas as reformas estão baseadas em alguns conceitos fundamentais, quais sejam: a introdução do acesso aberto à transmissão/distribuição, o TPA, *Third Party Access*, e uma maior liberdade comercial em alguns dos segmentos e atividades do setor. O TPA estabelece a obrigação da existência de um operador da rede elétrica, capaz de prover um acesso indiscriminado para todos os interessados. A liberdade comercial para uma atuação competitiva se concentrou principalmente nos segmentos de geração e suprimento, seja no atacado ou no varejo. (Ofgem, 2014)

Diferentes abordagens regulatórias foram formuladas e implementadas em conjunto com as reformas, que fundamentalmente dependeram: (i) do grau de abertura no mercado; (ii) da forma de separação das atividades; (iii) do acesso à rede e dos seus mecanismos de preço; e (iv) da organização do mercado e sua regulação. A seguir são avaliados alguns destes aspectos.

2.3.1 Estruturas Regulatórias

Os arranjos institucionais para a regulação do setor elétrico após as reformas variaram bastante dentre os países devido a vários fatores, tais como, culturais e a existência prévia de agências reguladoras.

Agências reguladoras independentes foram estabelecidas em vários países, sendo estas entidades autônomas, com corpo próprio independente e com poderes específicos, governadas por um ou mais dirigentes com mandatos de duração conhecida. (JUNIOR, 2008)

Num outro extremo encontram-se aqueles países que mantiveram todo poder de regulação do setor sob o mandato do **ministério**, sendo que nestes pela estrutura do mercado adotada em grande parte não existem questões regulatórias que afetem a competição, como por exemplo o acesso à rede é negociado e não regulado.

Em alguns casos os ministérios estruturaram **agências consultivas independentes** para a parte de regulação que funcionam com diretores e corpo próprio, porém não detêm autonomia e poder decisório.

Em alguns outros países, os ministérios adotaram **agências regulatórias ministeriais**, que cuidam do dia-a-dia das questões regulatórias. Estas agências estão diretamente subordinadas ao ministro, e seu dirigente é designado por este para um mandato sob seu controle. Estas agências são responsáveis por publicação das tarifas e o controle do mercado, dentre outras atividades rotineiras. (JUNIOR, 2008)

Grande parte dos países com reformas no setor convive com as **Agências Reguladoras Independentes**, e noutros foram mantidas estruturas existentes, que por experiência do mercado não interferem de forma pouco previsível na regulação do mercado. Nos países que ainda convivem com modelos monopolistas, o papel do estado como regulador é o mesmo de sempre.

2.3.2 Acesso Aberto à Rede e Mecanismos de Preço do Transporte

A grande maioria das estruturas de acesso ao sistema de transmissão pressupõe uma forte regulação nas questões de acesso, seja no que se refere ao aspecto técnico como também no financeiro com a definição de tarifas de uso. Entretanto alguns países utilizaram a opção de

um acesso negociado, que em sua grande maioria ou inibe a entrada de novos agentes ou cria um ambiente de pouca transparência, o que resulta numa série de conflitos que acarretam arbitragens posteriores. (Einhorn & Siddiqi, 1996)

Nos países de sucesso com abertura do mercado com acesso não discriminado, a esmagadora maioria utiliza a forte regulação na questão da transmissão e acesso, incluindo o Brasil.

Um aspecto muito importante em todas as reformas no setor elétrico mundial é o acesso à transmissão e por consequência os aspectos comerciais que envolvem o transporte de energia nos modelos de competição. (Erdogdu, 2010)

Existem dois importantes parâmetros que refletem o impacto comercial da transmissão nas transações de energia: (i) o valor da tarifa para uso do sistema; (ii) a influência das restrições de transmissão no mercado de energia, fator mais conhecido como gerenciamento da congestão.

As tarifas de transmissão estão associadas à remuneração que as empresas de transmissão recebem por disponibilizar os seus ativos para as transações de energia. Basicamente existem dois métodos mais genéricos para tarifar a transmissão: (i) o método do selo postal que procura dividir toda a receita necessária das transmissoras igualmente entre os usuários, independente das distâncias e dos pontos de conexão de cada usuário; (ii) o método nodal que procura também dividir toda a receita das transmissoras entre os usuários, porém sinalizando de forma diferenciada em cada ponto de conexão do sistema conforme o impacto de cada usuário para a expansão e operação da transmissão. . (Einhorn & Siddiqi, 1996)

Neste último método nodal, pagam menos os usuários que utilizam o sistema de forma otimizada, seja utilizando o sistema no sentido contrário dos fluxos normais ou aproveitando-se de regiões com baixa utilização. Uma variação do método nodal é o zonal, que é idêntico ao nodal, porém busca encontrar tarifas médias que sinalizem de forma global para uma determinada região.

Outra influência importante para o mercado de energia são as restrições de transmissão que, dependendo da forma como estas são consideradas, poderão surgir preços de curto prazo *spot* diferenciados em cada região, ou estas são compensadas na fase posterior, durante a contabilização ou através de outros produtos, mantendo-se um preço *spot* único para todo sistema. Este aspecto pode provocar uma volatilidade indesejável nos preços *spot* naqueles

sistemas em que existem restrições frequentes, trazendo riscos para os agentes que operam no mercado.

No Brasil este aspecto é observado quando da definição dos submercados e suas limitações, que podem provocar diferentes Preços De Liquidação De Diferenças, PLD, em cada submercado, criando riscos nas transações comerciais para os agentes que compram e vendem em diferentes regiões do sistema, o famoso risco dos submercados. (TOLMASQUIM, 2011)

De forma geral, estes riscos existem em quase todos os modelos mundiais, porém existem também produtos de “seguro” (*hedge*) contra esta incerteza. No Brasil ainda não existem estes mecanismos explícitos para mitigar os riscos de submercados.

2.3.3 Organização e Estruturas dos Mercados

A introdução da competição no setor elétrico resultou no aumento expressivo do número de transações de energia e dos instrumentos financeiros associados, o que levou ao desenvolvimento de mercados de eletricidade organizados com a finalidade de administrar estes novos aspectos. (Belyaev, 2010)

A característica física da energia elétrica, que exige um balanço constante da oferta e da demanda, não permite um mercado *spot* verdadeiro, ou seja, um mercado de entrega imediata. Ao invés disto, as transações de energia são programadas com algum tempo antes da entrega física (i.e. 1 dia, 1 hora, 15 minutos antes). Qualquer desbalanço entre o programado e o fornecimento real é usual e gerenciado através de certos procedimentos pré-determinados, que poderão ser competitivos ou não.

Os *pools* competitivos e as bolsas de energia (*Power Exchanges*) são os substitutos para o verdadeiro mercado *spot*. Na maioria dos *pools*, os preços e a programação do suprimento são definidos através de leilões com algum tempo em avanço da entrega física. (Cowan, 2005)

O preço final de venda, utilizado na contabilização, é estabelecido acrescentando-se os custos do balanço físico da energia, serviços ancilares, e possivelmente outros custos relacionados com a demanda, como pagamento por capacidade. Quando os preços são determinados durante a programação, estes são conhecidos como preços “ex-ante”. De outra forma existem

os preços “ex–post”, quando os preços são definidos após a programação de curto-prazo dos geradores e da demanda.

Os *pools* e bolsas de energia, de uma forma mais geral, são organizados de forma a contabilizar as transações de energia, oferecer produtos padrões para comercialização, instrumentos financeiros para gerenciamentos de riscos, entre outros.

Estas organizações podem ser de adesão mandatória, onde toda a energia é contabilizada através destes, inclusive os contratos bilaterais. Alternativamente, podem ser de adesão voluntária, onde a sua utilização é uma opção dos agentes do mercado, e neste caso existirá uma câmara de compensação central, usualmente o próprio operador do sistema, para fechar o balanço das demais transações de energia que operarem marginalmente ao *pool* ou à bolsa de energia.

Em todos os modelos competitivos implantados no setor elétrico mundial existem algumas formas básicas de estruturação e operação da comercialização no atacado, algumas atingindo até mesmo no varejo, que podem ser observadas: (Mello, Mercados e Regulação de Energia Elétrica, 2012)

- Agente Central de Comercialização (*Power Pools*)
- Bolsas de Energia (PX, *Standardized Power Exchanges*)
- Mercado Bilateral (OTC, *Over the Counter*)

A entrada em operação de modelos competitivos de comercialização, que tomou maior ênfase na década de 90, introduziu estas práticas comerciais, que foram sendo aprimoradas com a experiência. Saindo de venda regulada através de tarifas de empresas verticalizadas do modelo anterior até alcançar estruturas sofisticadas, como as da Escandinávia (NordPool) e da Inglaterra (NETA), países tidos como os reais fundadores do modelo competitivo no setor elétrico mundial.

O processo começou com as agências centrais (*power pools*), que estão usualmente associadas com as seguintes facilidades operacionais e características comerciais: (i) Despacho centralizado pelo operador do sistema, onde frequentemente o operador central do sistema possui o controle formal do *pool* comercial; (ii) Participação mandatória para todos os agentes de mercado para assegurar um mercado não discriminatório disponível para os novos agentes entrantes no sistema. Desta estrutura centralizada que perseguia em muito aumentar a eficiência da operação em países já desenvolvidos, portanto sem grandes expansões do

mercado, ocorreram evoluções no sentido da liquidez e precificação das operações comerciais. (Shuttleworth, 1996)

Desta forma surgiu a participação voluntária nos mercados de contratos bilaterais, e na sequência as bolsas de energia, que são mercados em que atuam empresas independentes do operador do sistema. É possível encontrar em quase todas as aplicações de estruturas comerciais no mundo os tipos padrões de mercado. A coexistência só é possível de forma integrada com uma estrutura hierárquica adequada para ser equilibrada. Em algumas aplicações a existência dos *Power Pools* é obrigatória, portanto existe uma predominância de operações comerciais neste ambiente. (Nery, 2012). Na Tabela 3 a seguir é apresentado um quadro com diversos exemplos *pools* ou bolsas de energia, de alguns países, e suas principais características.

Tabela 3 - Espaços Comerciais Mundiais - Características

Mercado	Participação	Oferta pelo Lado da Demanda	Mecanismos de Capacidade
Austrália (NEMMCO)	Mandatária	Sim	Não
Espanha (ORMEL)	Voluntária	Sim	Sim
UK (NETA)	Voluntária	Sim	Não
Países Baixos (APEX)	Voluntária	Sim	Não
Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia (NORDPOOL)	Voluntária	Sim	Não
EUA (PJM)	Voluntária	Sim	Sim
Brasil (CCEE)	Mandatária	Não	Não

Fonte: Elaborado pela autora

Por exemplo, no Reino Unido, antes da introdução da NETA, *New Electricity Trading Arrangements*, em 2001, já existia um *pool* central obrigatório, onde a comercialização de bilaterais se dava via contratos por diferença – CfDs, *Contracts for Differences* - e contratos futuros padronizados – EFA, *Contracts, Electricity Forward Agreement* (Bower & Bunn, 2000). A criação da NETA foi inspirada num processo muito similar ao do NordPool, onde se priorizou a comercialização da *commodity* energia (produto *energy only*), com forte suporte de instituições financeiras, em detrimento da prioridade anterior da operação real do sistema. O surgimento e a adoção de mecanismos diferenciados no mercado de energia elétrica foram motivados principalmente pelo aparecimento de algumas características emanadas da prática: (Ofgem, 2014)

- Com a liberalização do mercado, principalmente pelo lado comprador, houve um aumento significativo do número de agentes, o que acarretou a necessidade de

controles mais sofisticados das posições frente ao balanço da oferta e da demanda; e também reduziu a capacidade do mercado de energia de absorver todos os riscos das operações, o que exigiu instrumentos financeiros para o gerenciamento de riscos não necessariamente ligados ao setor;

- Algumas mudanças na percepção da operação do sistema criaram uma série de novos preços e produtos no curto-prazo, o que fez com que os agentes enfrentassem volatilidades indesejáveis neste contexto, surgindo naturalmente a necessidade de instrumentos de *hedge* financeiro para a variação das condições comerciais de curto-prazo.

Com isto começou a existir uma forte tendência por produtos padronizados através das bolsas de energia, no início apenas com o chamado mercado de balcão, em contraposição ao tradicional mercado bilateral com transações limitadas apenas a um conjunto de agentes. Algumas das vantagens que as bolsas de energia oferecem a todos os seus participantes podem ser apreciadas a seguir: (Nord Pool Spot, 2014)

- Aumenta a eficiência da comercialização, com o aumento da transparência e da participação dos agentes do setor e fora dele, o que em contrapartida aumenta a liquidez do mercado;
- Potencializa a coordenação natural entre os compradores e os vendedores, o que no curto-prazo pode se tornar uma missão muito importante. A energia elétrica não pode ser armazenada completamente e será utilizada fisicamente no balanço carga-geração em tempo real, sendo necessária uma estrutura muito ágil que possibilite os arranjos entre a compra e a venda.

O mercado de balcão e as bolsas de energia são padronizados e, portanto ideais para forma mais expedita de comercialização, pois introduz um espaço comum onde é possível anonimamente encontrar suas necessidades, ao invés de buscar bilateralmente uma solução num curto espaço de tempo. O FSA, *Financial Services Authority*, monitora as operações de mercado na Inglaterra, e lateralmente na Europa. Em seu relatório “*Analysis of Activity in the Energy Markets 2007*” (FSA, 2007) foi constatado no mercado Inglês e Europeu uma queda substancial do processo de compra de bilaterais tradicional, por via de corretagem viva voz, para o processo de comercialização com plataformas eletrônicas das bolsas de energia (Financial Services Authority (FSA), s.d.). A Tabela 4 sumariza as principais diferenças entre estes dois tipos de mercado, sugerindo a sua necessidade uma existência compartilhada.

Tabela 4 - Diferenças entre as Bolsas de Energia e o Mercado Bilateral

Bolsa de Energia	Mercado Bilateral
<ul style="list-style-type: none"> •Comercialização anônima •Produtos Padronizados •Baixo Risco de Crédito •Baixo Custo de Garantias •Preços Transparentes •Aplicações iniciais no Curto Prazo com tendencia de extensao ao Longo Prazo •Área de abrangencia Conhecida 	<ul style="list-style-type: none"> •Negociação Bilateral •Produtos Sob Medida •Potencialmente Maior Risco de Crédito •Garantias Financeiras Baseadas na Capacidade de Crédito Recíproca •Preços não acessíveis •Aplicações típicas de Longo Prazo •Abrangência Negociada

Fonte: Elaborado pela autora

2.3.4 Espaços Mercantis Internacionais

Principalmente, na comunidade europeia, a abertura do mercado de energia elétrica possibilitou o surgimento natural das bolsas de energia para dar sustentação e liquidez aos mercados. A Figura 7 ilustra a abrangência das bolsas de energia europeias. Percebe-se que todas possuem operações físicas e algumas também incluem operações financeiras, principalmente nos mercados mais maduros como Inglaterra, Escandinávia e Alemanha. A abrangência dessas bolsas cobre praticamente toda a Europa, o que facilita, em muito, qualquer tipo de transação em qualquer país-membro e entre eles. As transações entre países, também incluída na Figura 7, é bastante complexa e incluem operações de mercado (*Market*), Intercâmbios contratados antes das Reformas (*No Market*) e de oportunidades (*Merchant*).

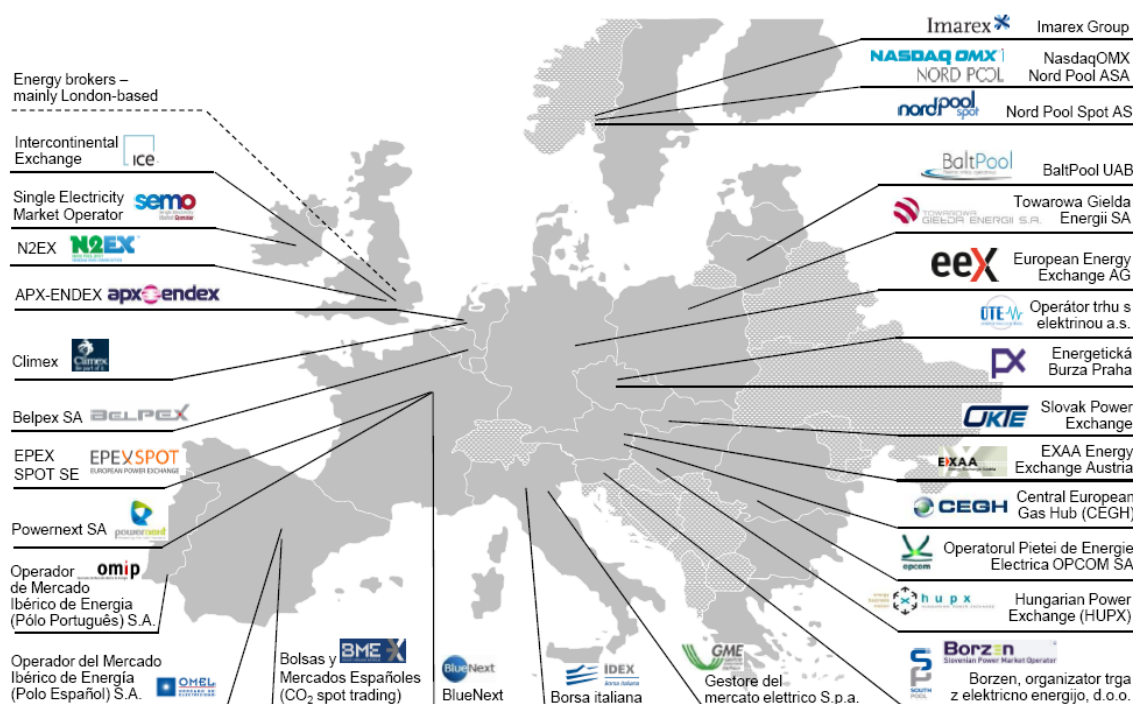


Figura 7 - Principais Bolsas Europeias

Fonte: EEX, 2014

Nos demais mercados (Ásia, América do Norte e do Sul) a integração das operações mercantis não é trivial, dada a dificuldade de integração física, ou, em outras palavras, interconexão elétrica. Na América do Norte (EUA e Canadá) existem operações interestaduais e até mesmo transnacionais, embora em volume menor que na Europa e com práticas não tão abertas. Uma das grandes dificuldades na América do Norte é o grande conjunto de estruturas regulatórias estaduais e os processos de livre acesso no nível de país. A prática americana é o sistema de *Power Pools* com procedimentos avançados, porém apenas com operações físicas. A integração de mercados se dá apenas entre os mercados PJM e MISO (Meio-oeste), como ilustrado na Figura 8.

As operações financeiras na América do Norte ficam a cargo das grandes bolsas de *commodities*, como a NYMEX, New York Mercantile Exchange em Nova Iorque, onde se podem transacionar futuros e opções do mercado de energia elétrica. A NYMEX e MX (Montreal Exchange) anunciaram uma aliança estratégica para aplicar os mesmos produtos do mercado americano no ambiente canadense. Todos os contratos que passam pela NYMEX, seja para comercialização ou liquidação, são coletados, organizados e colocados à disposição dos usuários da NYMEX, formando as posições dos produtos para terceiros. (miso-pjm, 2014)

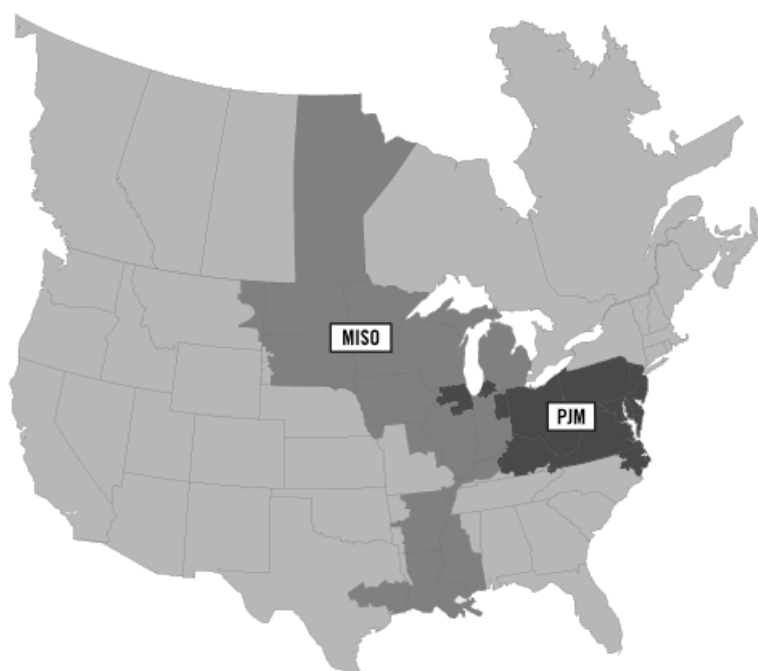


Figura 8 - Integração MISO e PJM
Fonte: MISO-PJM, 2014

A NASDAQ OMX, antiga NECC, *North American Energy Credit and Clearing Corporation*, tem como premissa que a integração do mercado financeiro e o físico é o melhor modo sustentável de atingir a maturidade do mercado. (NASDAQ OMX, 2014)

A missão da NASDAQ OMX é exatamente promover a ligação entre o físico e o financeiro, tanto no ambiente de compra e venda bilateral, com nas Agências Centrais de Comercialização, os *PowerPools* americano³.

O volume total de transações no mercado comparado com a carga física dá um sinal da robustez e liquidez do mercado e, neste quesito, o NordPool (Escandinávia) apresenta um padrão acima do normal com cerca de 10 vezes. Mesmo sujeito a volatilidades de preço o NordPool pelo regime e volume de negociações é um mercado estável.

2.3.4.1 Por que as Bolsas de Energia Surgiram?

As práticas comerciais incluem: (i) negociação de contratos físicos com entrega direta do vendedor ao comprador numa quantidade fixa de volume e preço, que respeita um determinado período de tempo fixo (horas, blocos de horas, dias, blocos de dias, semana, mês, trimestre ou ano) e entram na ordem do despacho físico; (ii) contratos futuros para próximas horas (*balancing*), dia seguinte (*day-ahead*), próximas semanas (curto prazo) e dos próximos meses e anos (médio e longo prazo); (iii) operações financeiras com débito e créditos com compra e venda de contratos que transferem as diferenças entre os preços acordados e verificados num período de tempo específico; (iv) swaps e opções.

As bolsas de energia e seus mecanismos de mercado são utilizados para o gerenciamento dos preços observados em tempo real a que os agentes são submetidos. Os agentes geradores e consumidores gerenciam suas operações de caixa, sujeitos a variação dos preços de energia. (Commission européenne, 2013)

Usualmente a formação técnica dos preços é sofisticada e difícil para todos os agentes, o que inclui os aspectos de custo dos geradores, tarifas de transporte e os reflexos do balanço oferta e demanda. Desta forma, torna-se necessário um mecanismo de mercado que realmente reflita as transações conduzidas pelos agentes. As bolsas de energia fornecem referências de preços

³ Os “PowerPools” de transações físicas nos EUA são coordenados pelos ISO e RTO nas suas áreas de controle.

da eletricidade baseado no volume de transações e os preços praticados, com o objetivo de transparência e ampla publicidade. (Nery, 2012)

As bolsas de energia fornecem mecanismos transparentes de operação aberto a todos os agentes, dando ao mesmo tempo transparência, anonimato das transações, igualdade de tratamento, regras desenhadas com a visão sistêmica harmonizada com as restrições físicas, prevenção da manipulação do mercado através do monitoramento e robustez ao para o acompanhamento regulatório. As bolsas têm o papel de criar a confiança no mercado dando a correta ponderação entre a liberdade e a segurança. O monitoramento das margens dos agentes, liquidez, blindagem contra posições abertas, consolidação das margens para fechamento da posição de todos, e respeito ao marco regulatório fazem parte desta missão de equilíbrio (EEX, 2014).

2.3.5 O Grau de Abertura do Mercado – Consumidor Livre

O principal impacto da liberalização para os consumidores inclui, por um lado, a nova liberdade para escolher seu supridor e as condições de fornecimento de energia e, por outro lado, o impacto da competição nos preços e na qualidade de serviço. Entretanto, a criação de mercado abrangente de consumidores livres (ou elegíveis) com condições de escolha do fornecedor é fundamental para a competição. (MELLO, 2010)

Em última análise o mercado livre é o principal interessado na redução de preços, pela introdução da competição. Os demais agentes, ou são meros repassadores com ganho nesta operação, ou são produtores preocupados legitimamente em maximizar seu lucro com o aumento dos preços da energia, ou então, são consumidores cativos, que não têm outra opção a não ser aceitar um determinado perfil tarifário imposto pelo órgão regulador.

Desta forma o mercado livre é o contraponto para o aumento de preços na competição, dado que é ele que buscará soluções otimizadas, sejam elas contratos no curto, médio ou longo-prazo, ou até mesmo a compra ou construção de ativos de geração. (MELLO, 2010)

Considera-se um erro imaginar que o mercado livre é um espaço privilegiado em detrimento do mercado cativo. É inequívoco que o mercado livre traz oportunidades, mas também traz riscos, e cabe ao consumidor saber como aproveitar ao máximo as oportunidades minimizando seus riscos.

Portanto o discurso de alguns interessados em inibir a migração dos consumidores livres, notadamente os detentores do mercado cativo, de que os consumidores cativos serão prejudicados com o aparecimento do mercado livre parece ser equivocado, uma vez que deverá sempre haver isonomia na transferência dos encargos setoriais e dos tributos comuns a ambos. Pelo contrário, as tarifas dos cativos devem ser influenciadas positivamente pelas referências de preço do mercado livre. Se estes preceitos não estão sendo atendidos, admite-se que as distorções regulatórias é que devem ser corrigidas.

Do ponto de vista regulatório o segmento de consumidores livres que já estejam participando do mercado é o principal formador das referências de preço, que depois serão utilizadas para os limites de repasse tarifário para os consumidores cativos. Sem o desenvolvimento de um mercado de consumidores livres efetivo não existem referências de mercado para o repasse, e daí surge à necessidade do estabelecimento desses limites pelo regulador.

A experiência do Brasil neste contexto foi à atuação da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, na definição dos valores normativos (VN). Muitos consideram que a atuação conseguiu desagradar ao mesmo tempo vendedores e compradores, pois estes valores não refletiam na opinião destes segmentos a sua percepção de qual deveria ser o preço da energia. Admite-se que a prática atual é mais coerente, pois permite o repasse aos cativos com base nos preços alcançados nos leilões públicos. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

Pelas razões acima expostas, em todos os países em que foram implantadas mudanças estruturais visando à introdução da competição, o surgimento do mercado livre foi sempre uma preocupação, não só pela sua importância, mas também pelo caráter inédito desta iniciativa no segmento consumo. De alguma forma, mesmo num modelo de monopólio, os demais segmentos do setor sempre encararam energia como um negócio e os consumidores sempre pagaram a conta estipulada pela regulação vigente. No modelo de competição, o consumidor recebe o direito de escolha, no qual está implícito o direito de acertar nas estratégias de compra de energia, mas também o de errar. (Erdogdu, 2010) Por este motivo sempre existe uma política de liberação gradual dos consumidores para o mercado livre, porém existem também prazos e metas para se alcançar um determinado grau de abertura desejado.

Na comunidade europeia foram estabelecidos marcos de abertura gradativa do mercado dos consumidores para todos os países de uma forma geral até se atingir a meta de 100% do mercado. (PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, 2009)

Nos Estados Unidos cada estado define a sua política de abertura do mercado, sendo que no momento 50% do consumo já possui a elegibilidade para tal. Na Austrália a adoção da política do “*full retail competition*” estabeleceu metas agressivas de abertura do mercado, e hoje na Costa Leste o mercado elegível já é 100%, sendo que a resposta dos consumidores em aderir a este mercado está sendo significativa. (Government, 2012)

No Brasil, desde 1995 existe a liberdade para um segmento expressivo do mercado porém a adesão a esta liberdade foi muito tímida no início, seja pela percepção de aventura num universo desconhecido, ou pelas condições de preço de mercado que não estavam favoráveis. Entretanto este panorama está mudando recentemente com as oportunidades de preço de energia e a adesão ao mercado livre está crescendo exponencialmente. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

Isto não significa que, de uma forma geral, haja uma adesão imediata a estas metas de abertura do mercado pelo lado consumo, porém é inegável que uma vez que parte do mercado se torna elegível para a competição, a resposta pelo lado da oferta já começa a ser notada.

2.3.6 Os Principais Problemas Pendentes

Numa avaliação global da reestruturação dos mercados de energia ao nível mundial, é possível constatar alguns problemas recorrentes em diferentes países. Evidentemente com maior ou menor grau de influência, os problemas listados a seguir preocupam de alguma forma os órgãos responsáveis pela saúde do mercado de energia.

- O acesso aberto às redes de forma irrestrita e não discriminatória ainda não é efetivo em alguns mercados devido à “verticalização” da geração e transmissão, em conjunto com uma função regulatória pouco atuante. Existem vários tipos de dificuldades colocadas pelos proprietários dos ativos de transmissão, que poderiam ser evitados ou pela separação física destes dos ativos de geração, ou por uma atuação muito forte do regulador para coibir abusos. Estas dificuldades vão desde negativas de acesso não justificadas, ou muito penalizadas economicamente, até situações operacionais com problemas de congestão muito frequentes prejudicando um intercâmbio de energia

mais amplo. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)

- A concentração econômica ainda se mantém alta em vários mercados, diminuindo a capacidade de competição. Apesar do esforço de reduzir o poder de mercado, o setor elétrico mundial, em sua maioria, surgiu de um monopólio integrado verticalmente e com poucas empresas, o que leva a uma dificuldade intrínseca de ampliar o número de *players*. À medida que os mercados se consolidam existe um crescimento natural do número de empresas no setor, incluindo corporações não tradicionais vindas do setor financeiro que, entendendo a importância estratégica do setor de energia no desenvolvimento das sociedades futuras, apostam em resultados de mais longo prazo.
- A competição no segmento dos médios e pequenos consumidores é frequentemente limitada ou inexistente. Alguns países não definiram ainda um cronograma de liberação de todo o mercado, pois entendem que deva haver uma maturação inicial ao nível dos consumidores industriais. Na realidade, nos países desenvolvidos, os segmentos comercial e residencial representam uma parcela razoável do mercado e impedir esta abertura pode limitar a competição. Entretanto, mesmo nos países que adotaram uma abertura de mercado ampla, geral e irrestrita, existem ainda limitações técnicas para uma difusão do conceito de competição, como por exemplo, medição (outros setores como telecomunicações não enfrentam esta restrição).
- Os preços finais de mercado (energia + transporte) não são suficientemente sensíveis às condições de oferta e demanda. Situações extremas de operação do mercado, tais como, sobras de energia ou racionamento, poderiam ser evitadas com uma sinalização de preço mais eficaz, que induziria a um movimento mais determinado dos agentes de mercado para tentar um novo ponto de equilíbrio para o balanço oferta e procura.
- As condições de contorno entre as decisões empresariais e as políticas governamentais relativas ao desenvolvimento energético e meio-ambiente continuam ainda pouco previsíveis e difusas. Por exemplo, metas de planejamento incompatíveis com o mercado, subsídios para fontes energéticas selecionadas, restrições ambientais intransponíveis com compensações sem cabimento, interesse do governo em promover “reformas das reformas” criando riscos regulatórios que afetam decisões de investimento.

3 MERCADOS MUNDIAIS – OS EFEITOS DA COMPETIÇÃO

3.1 União Europeia

A Europa foi o berço das reformas estruturais no setor elétrico com as iniciativas comandadas pela Inglaterra e Noruega no começo da década de 90. A extensão desta reestruturação para todo o continente veio na esteira das ações de integração do mercado comum europeu. A motivação principal foi a de tentar usufruir os benefícios de um mercado “único” energia, com a possibilidade de redução de custos, fator importante para a competitividade dos produtos europeus. (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2001)

A fim de harmonizar e liberalizar o mercado interno da energia da União Europeia foram adotados, entre 1996 e 2009, três pacotes consecutivos de medidas legislativas que abordam o acesso ao mercado, a transparência e a regulamentação, a proteção dos consumidores, o apoio à interligação e os níveis adequados de fornecimento. Como consequência destas medidas, os novos geradores de energia podem entrar nos mercados dos Estados-Membros, enquanto os consumidores industriais e domésticos são agora livres de escolher os seus fornecedores. (Parlamento Europeu, 2014)

A liberação foi iniciada em Dezembro de 1996, quando foi publicada a Diretiva 96/92/EC que impõe a integração energética dos países da comunidade em termos de eletricidade e gás natural, incluindo o estabelecimento de metas e regras comuns para a criação de um mercado único de energia, respeitando-se as demandas internas de cada país. A diretiva exigia que 15 países membros a abrir seus mercados de varejo, pelo menos parcialmente em 2000.

Até 2000, todos os países membros da União Europeia, com exceção da Grécia, tinham aberto os seus mercados de varejo. Os demais objetivos da diretiva incluíam a separação entre os segmentos potencialmente competitivos e monopolistas; liberdade de escolha para os grandes consumidores; e aumentar a autonomia das redes de transmissão. Esta diretiva traz uma série de mudanças estruturais no mercado, abolindo direitos de exclusividade, instituindo a desverticalização das atividades de transporte, produção e suprimento, e fundamentalmente a transparência e a não discriminação para todos. A comunidade europeia faz um monitoramento constante das ações e metas atingidas por cada país participante, buscando

harmonizar as regras existentes e identificando medidas complementares que evite o aparecimento de mercados de energia separados. (International Energy Agency, 2005)

Neste processo evolutivo a metas foram que o mercado de energia estivesse aberto para todos os consumidores não residenciais até Julho de 2004, e para todos os consumidores até Julho de 2007. Estas metas e marcos foram alcançados pela comunidade. Outras metas estão ainda em aprimoramento como a real desverticalização dos ativos, a definição do papel do regulador, a publicação das tarifas de transmissão, definição das obrigações de serviço público para o atendimento de consumidores mais vulneráveis e monitoramento da segurança, entre outras.

3.1.1 Diretivas da Comunidade – Definição do Mercado Europeu

A diretiva 96/92/EC do Parlamento Europeu e do Conselho deu um novo encaminhamento para a abertura do mercado europeu de eletricidade, pois buscaram uma definição a nível continental de metas e regras comuns para os países da comunidade europeia, alguns inclusive com iniciativas anteriores de reestruturação do mercado. A diretiva procurou o estabelecimento de regras comuns nas atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Esta diretiva relativa às regras comuns para o mercado interno da eletricidade foi substituída em 2003 pela Diretiva 2003/54/EC do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que foi atualizada em 2009 com a Diretiva 2009/72/EC, que trouxeram atualizações para as regras do mercado europeu. (PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPÉIA, 2009)

3.1.1.1 Entrada de Nova Geração

Para a construção de novas unidades geradoras, os países membros da comunidade poderão optar por um processo de autorização, de licitação, ou um misto destas opções. Qualquer que seja o procedimento selecionado, o mesmo deve atender os critérios de transparência e não discriminação. (Parlamento Europeu; Conselho da União Européia, 1997)

No **processo de licitação** (*tendering*) o responsável pelo planejamento em cada país produz um inventário das necessidades para atender a demanda futura, e os órgãos responsáveis

preparam um procedimento licitatório para a aquisição de geração adicional para o cumprimento destas necessidades.

No **processo de autorização** (*authorization*) são avaliadas ofertas por parte dos geradores interessados, conforme um critério técnico estabelecido, e são concedidas autorizações para os agentes construírem novas unidades, sendo que mesmo que exista excesso de oferta, não poderá haver entraves para estas autorizações.

3.1.1.2 Operação das Redes de Transmissão e Distribuição

Os países membros deverão sempre indicar um responsável pela operação do sistema de transmissão TSO, *Transmission System Operator*, independente da propriedade dos ativos envolvidos, com a atribuição de coordenação dos intercâmbios, da segurança do sistema, do despacho da geração, da expansão do sistema e do livre acesso.

Os critérios de despacho do TSO devem ser claros e transparentes, baseados em argumentos técnicos, econômicos e ambientais de cada país. Prioridades para o uso de combustíveis locais são toleradas até o máximo de 15% da energia total necessária de cada membro da comunidade.

Para operação dos ativos de distribuição deverá ser também designado um operador para cada região que será responsável pela sua manutenção e operação. Este operador poderá ser a própria distribuidora local. (Parlamento Europeu; Conselho da União Européia, 1997)

3.1.1.3 Acesso às Redes de Transmissão e Distribuição

Em relação ao acesso à transmissão, os países podem optar entre o acesso de terceiros, o TPA, *Third Party Access*, negociado ou regulado, ou pelo sistema de comprador único (*single buyer*).

O TPA negociado (NTPA, *Negotiated Third Party Access*) é caracterizado quando os produtores e consumidores podem contratar diretamente entre eles, porém devem negociar o acesso à rede com o seu operador, definindo-se para isto as tarifas de transporte e outras condições. No caso de um acesso ser negado, o mesmo deve estar respaldado por razões técnicas, e eventualmente será aberta uma disputa para uma posterior decisão das autoridades regulatórias competentes.

No TPA regulado (RTPA, *Regulated Third Party Access*), os produtores e consumidores também contratam diretamente entre eles, e acessam o sistema de transmissão com condições e tarifas reguladas pré-definidas, diminuindo assim a margem de contestação.

O comprador único – *single buyer* (SB) está definido na diretiva com a pessoa jurídica responsável pela gestão unificada do sistema de transmissão e/ou pela comercialização centralizada de energia. Isto significa que o “comprador único” poderia normalmente ser o TSO, mas não necessariamente. O sistema de “comprador único” é caracterizado como segue:

- Publicação das tarifas de transmissão e distribuição pré-definidas;
- Os consumidores livres podem fechar contratos bilaterais para cobrir suas necessidades com produtores dentro ou fora da área de cobertura do “comprador único”;
- O “comprador único” é obrigado a comprar a energia contratada bilateralmente para um consumidor livre com um produtor qualquer por um preço que seja igual ao preço de venda do “comprador único” menos o preço para uso da rede. O “comprador único” nunca é informado do preço de venda dos contratos bilaterais.

O benefício para os consumidores livres é equivalente à diferença entre o preço de compra de um contrato bilateral com um vendedor qualquer e o preço de venda do “comprador único”, excluindo-se os custos da transmissão. Com isto se cria para os consumidores um sistema semelhante ao do TPA regulado.

Adicionalmente, a contabilidade dos “compradores únicos” dos países europeus deve estar separada das atividades de produção e distribuição, no caso de empresas verticalizadas. Não pode existir também nenhum tipo de informação privilegiada circulando entre estas atividades.

A diretiva estabelece também que no caso dos países membros que adotarem o sistema de “comprador único”, os produtores independentes e os autoprodutores terão o direito de atender as suas necessidades de suprimento, sejam elas num mesmo país, ou em outro país membro utilizando o sistema interligado, e, além disto, contratos com consumidores livres fora da área do “comprador único” podem ser negociados livremente sem restrições. Vale lembrar que a Itália é o único país que adotou a opção de modelo de comprador único (*single buyer*).

No nível da distribuição, a diretiva exige um processo de acesso que pode ou não utilizar um operador independente para este nível de tensão, porém em qualquer hipótese as regras de acesso devem ser transparentes e públicas, incluindo-se as tarifas de acesso.

3.1.1.4 Abertura do Mercado no Varejo

A diretiva europeia promove a abertura do mercado dos países membros em etapas graduais até alcançar a completa liberalização atingindo a competição no varejo. Este processo começou em 1999 e até hoje as metas estão sendo verificadas e ajustadas, quando necessário. As metas para 2007 objetivavam a abertura de 100% do mercado como elegível, o que se concretizou.

Inicialmente a primeira meta para todos foi abrir a competição para todos os consumidores com um consumo anual acima de 40 GWh. Numa segunda etapa, este nível mínimo cai para 20 GWh/ano e, finalmente para 9 GWh/ano. Isto significou ao final da progressão inicial um mercado elegível para o livre de cerca de 33% do consumo total. Cada país membro define os critérios de seu mercado livre, porém todos os grandes consumidores com mais de 100 GWh/ano devem ser obrigatoriamente elegíveis na comunidade.

A evolução prevista para a abertura para o varejo do mercado de energia elétrica dos países da comunidade europeia logo após a implementação da diretiva 96/92/EC foi realizada. A questão é a resposta do mercado aos benefícios da liberdade a ser exercida. As previsões mais atuais já mostram uma evolução bem mais agressiva da prática da abertura para a competição no varejo do mercado consumidor. (Parlamento Europeu; Conselho da União Européia, 1997)

3.1.1.5 Desverticalização

A iniciativa da diretiva no sentido de caracterizar a necessidade da desverticalização tem o propósito de evitar a discriminação, o subsídio cruzado e distorções na competição. Alguns países europeus possuíam um alto grau de verticalização das atividades, como é o caso da EDF na França, e a diretiva buscou acomodar e reconhecer as situações existentes, porém estabelece linhas mestras para as mudanças desejadas.

Numa primeira fase as empresas verticalizadas poderiam manter uma estrutura de contabilidade separada. Neste caso o regulador tem o direito de acessar estas contas separadas para a verificação da ocorrência de práticas não autorizadas, como por exemplo, o *dumping* de uma atividade para benefício de outras. Atualmente, conforme admitido pela diretiva, coexistem os seguintes tipos de separações de atividades no setor elétrico europeu:

- Separação física – onde se encontram diferentes proprietários para os segmentos de transmissão, geração e distribuição;
- Separação legal – onde se pode encontrar o mesmo proprietário como controlador de diferentes empresas nos diversos segmentos;
- Separação gerenciada – neste caso se preserva a propriedade dos ativos sob uma mesma empresa, porém se encontram contabilidades diferentes para as atividades de geração, transmissão e distribuição;

3.1.1.6 Obrigações de Serviço Público

A diretiva permite que os países membros possam impor obrigações de serviço público pelo interesse econômico mais amplo de cada país no desenvolvimento da eletricidade. Os países membros devem definir estas obrigações em detalhe, e devem ser transparentes, não discriminatórias, verificáveis e publicadas. As obrigações devem ser notificadas à Comunidade Europeia que fará uma avaliação e aprovação dentro das leis da Comunidade. Estas obrigações devem se encaixar em alguma das cinco categorias descritas a seguir:

- Segurança no suprimento;
- Confiabilidade;
- Qualidade;
- Preços;
- Proteção ambiental;

Qualquer outra obrigação que seja qualificada fora de uma destas categorias não é aceita pela Comunidade. O uso permanente das práticas de definição criteriosa das obrigações de serviço público permite aos países balancear a competição e suas necessidades de governo e interesse geral da sociedade dentro de uma lógica de preservação do mercado.

Estas obrigações podem ser, por exemplo, a necessidade de uma empresa de distribuição de suprir seus consumidores numa área com a mesma tarifa, ou a necessidade de compra de uma

percentagem mínima de energia proveniente de fontes renováveis. Entretanto não existe a possibilidade destas obrigações incorporarem favorecimentos para produtores locais.

3.1.1.7 Reciprocidade

A inclusão do conceito de reciprocidade na diretiva europeia procura evitar o desbalanço na abertura do mercado livre entre os países da Comunidade. Na transição para o mercado livre total, é permitido que fosse negado o acesso aos consumidores livres de um país por agentes de outros países, caso estes tenham um nível de liberdade menor no mercado. (Parlamento Europeu; Conselho da União Européia, 1997)

Por exemplo, um país A pode recusar o acesso aos seus consumidores livres por vendedores de país B se o país A tiver uma parcela do mercado livre maior que B. Um caso prático foi verificado. Durante algum tempo na transição, as empresas da França não poderiam vender diretamente para os consumidores livres da Alemanha, porém o inverso era possível e estava sendo feito em grande proporção. Esta é uma questão superada no momento pela abertura ampla, geral e irrestrita em todos os países da comunidade.

3.1.1.8 Confirmação dos Avanços na Comunidade Europeia

Com o objetivo de obter um mercado integrado mais efetivo, acelerar a liberalização do mercado e consolidar constatações práticas da diretiva original de 96, o Parlamento Europeu estabeleceu recentemente uma revisão do texto original e publicou em Junho de 2003 a nova diretiva 2003/54/EC. A nova Diretiva colocou requisitos mais rigorosos para que os membros providenciassem a desverticalização suas indústrias de eletricidade e de introduzir a concorrência na geração e oferta de varejo. Os principais pontos revisados foram os seguintes:

- Abertura total do mercado até 2007, sendo até Julho de 2004 para todos os consumidores comerciais. Objetivo que foi alcançado com sucesso;
- Separação legal das atividades de operação da transmissão e da distribuição, daquelas de geração e comercialização;
- Comandos mais detalhados para que a separação gerenciada seja mais efetiva;
- Definição de uma metodologia única de cálculo de preços de transporte, com vista a facilitar o acesso e a integração das redes na Comunidade;
- Adoção apenas do procedimento de autorização para nova capacidade;

- Os países membros só poderão adotar o processo de licitação por razões de segurança no suprimento;
- As obrigações de serviço público constituem exigências fundamentais, sendo importante especificar normas mínimas comuns a serem respeitadas por todos os países membros;
- Definição transparente do papel do regulador nos serviços de eletricidade;
- Os países-membros poderão designar um fornecedor de última instância, sendo que esse fornecedor pode ser parte de uma empresa verticalmente integrada que também exerça as funções de distribuição, desde que satisfaça os requisitos em matéria de separação de atividades.

Comissão Europeia adotou um terceiro pacote de reformas do mercado de energia em 2009 (PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, 2009). Este novo pacote visa ampliar os pacotes de reforma anteriores, em 1996 e 2003. No centro do terceiro pacote legislativo, há a escolha do consumidor, preços mais justos, uma energia mais limpa e segurança de fornecimento. Para atingir essas metas, a Comissão propõe a separar geração e fornecimento de redes de transmissão; facilitar o comércio *cross-border* de energia; melhorar a eficácia das autoridades reguladoras nacionais; promover a colaboração e investimento entre fronteiras; aumentar a transparência do mercado sobre a operação da rede e da oferta e aumentar a solidariedade entre os países da UE, União Europeia.

No geral, todas as diretrizes visaram à criação de um sistema fortemente baseado no mercado e um mercado único europeu de energia elétrica. No entanto, muitos Estados membros da UE estão relutantes em implementar algumas medidas. Um problema particular na UE é a falta de vontade entre os Estados membros e à Comissão Europeia para reduzir o poder das empresas dominantes do mercado. Eles preferem manter ou permitir a emergência de "campeões nacionais" no setor elétrico. Esta preferência também explica por que o modelo de reforma de eletricidade da UE não inclui a privatização de qualquer dos ativos estatais atualmente. (Erdogdu, 2010)

Hoje coexiste uma série de modelos de mercado de energia elétrica na Europa e eles são diferentes um do outro em termos do tipo de propriedade, grau de abertura, a concentração de

mercado e do grau de integração vertical. Então, é muito difícil argumentar que um padrão único europeu de reforma está emergindo. (Erdogdu, 2010)

3.1.2 A Situação Atual do Mercado de Energia Elétrica Europeu

O monitoramento do andamento da implantação da diretiva europeia em cada país é feito periodicamente com vista a correções de desvios e ajustes necessários. As principais áreas de avaliação estrutural são as seguintes:

- **Aspectos de Mercado:** desenvolvimento do mercado atacadista, competição na geração e o nível de competição no mercado de varejo para suprimento aos consumidores finais;
- **Aspectos da Regulação:** o acesso à transmissão, intercâmbios internacionais e o poder de influência dos reguladores.

3.1.2.1 Tarifas e Preços Finais aos Consumidores

Um dos principais aspectos considerados na avaliação do sucesso da implantação dos mercados europeus é a sua capacidade de redução dos preços praticados para seus consumidores. O monitoramento notou que no período inicial de implantação da diretiva na década de 90 não houve nenhum aumento nos preços ao consumidor final, mas em compensação houve uma redução em vários países. Os ganhos foram significativos neste período. No período seguinte, já nos anos 2000, houve uma redução complementar em alguns países, porém existiram alguns aumentos localizados. Nas reduções verificadas, a Alemanha se destacou como a mais significativa, saindo de uma tarifa industrial em torno de 85 €/MWh em 1990 para um patamar entre 40 e 50 €/MWh em 2003. (EUROSTAT, 2014)

Nos aumentos, dois deles devem ser avaliados em particular, na Itália e na Dinamarca. Na Itália houve restrições de oferta e o fato que provocou aumentos nas tarifas. Uma primeira visão das tarifas e preços finais aos grandes consumidores industriais na Europa pode ser observada na Figura 9.

Preço de energia - Industrias de Médio Porte

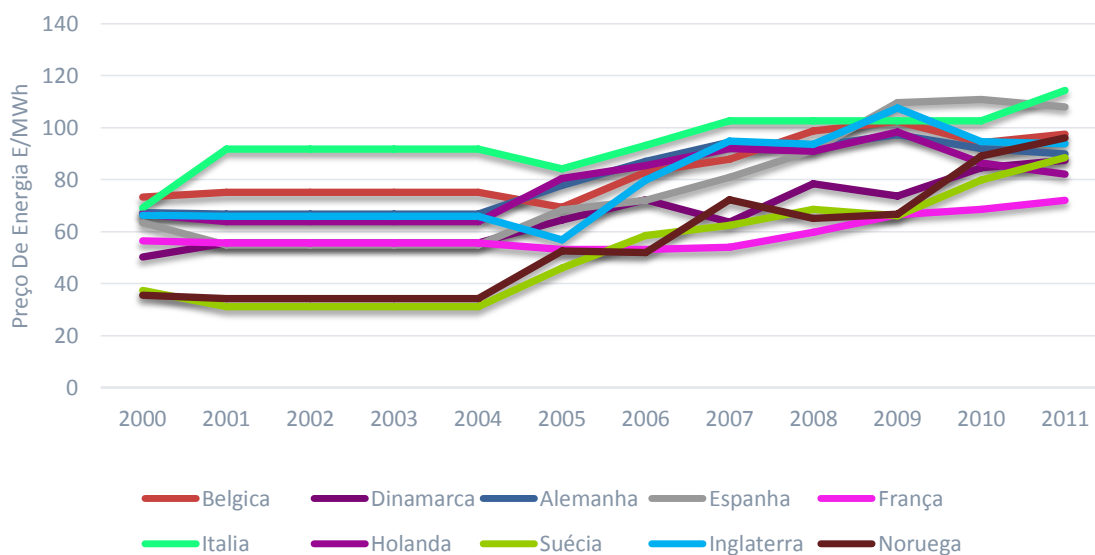


Figura 9 - Tarifas Finais Consumidor Industrial Europeu de médio porte

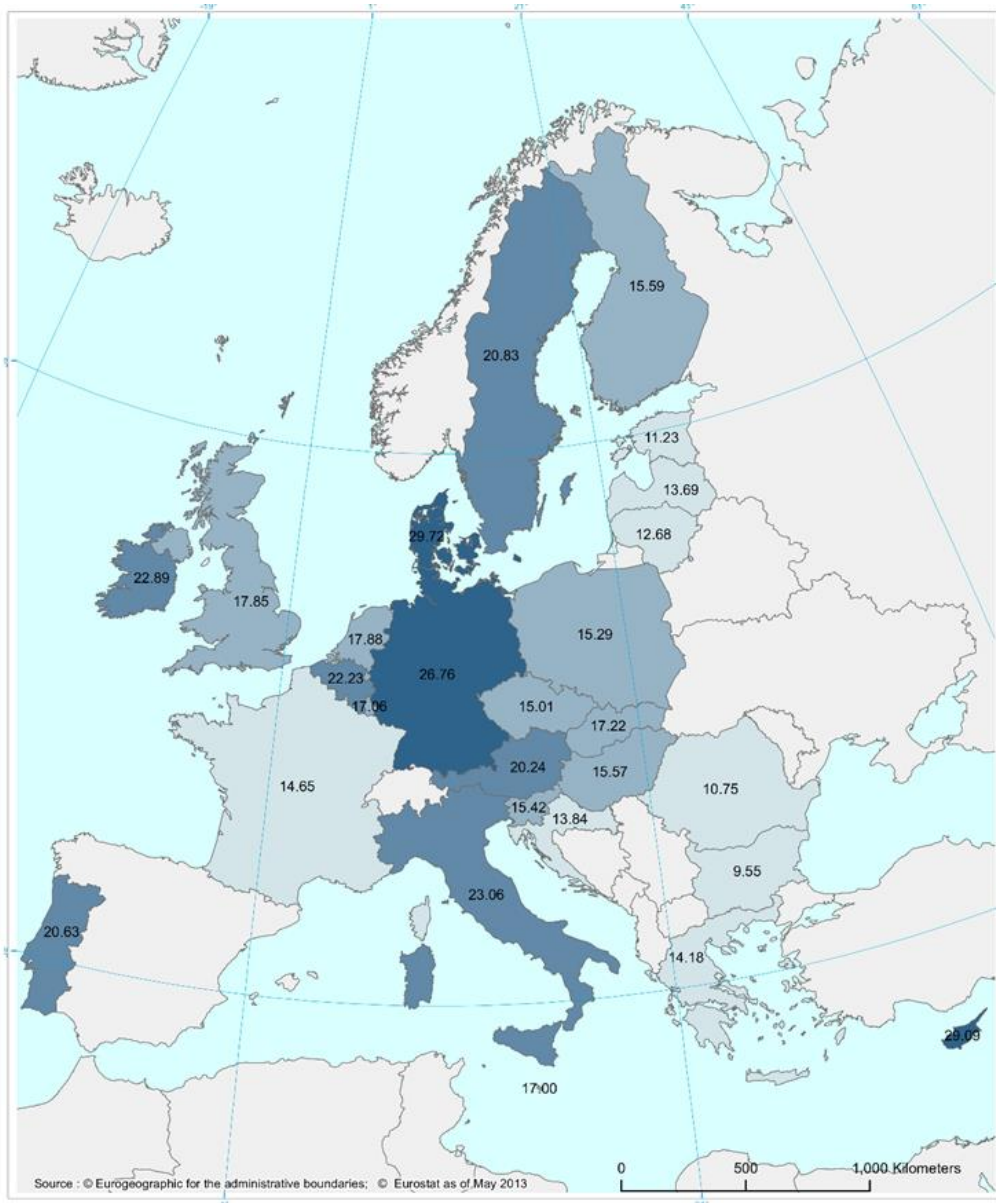
Fonte: EUROSTAT, 2014

Para a avaliação ilustrada na Figura 9 foi utilizado um consumidor industrial padrão, de médio porte. O período utilizado para análise é de 2000 a 2011. Notar que houve uma estabilidade de preços no período entre 2000 e 2004, e a partir de 2005 há uma tendência de alta no mercado cativo industrial da maior parte dos países, com uma tendência de queda a partir de 2009 no mercado espanhol, alemão, inglês e holandês.

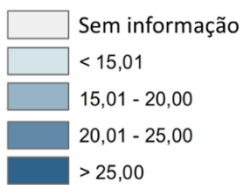
Ao analisar estes três fatos mais relevantes são possíveis obter algumas tendências. (i) O movimento inicial de estabilidade é explicado como um resultado positivo dos novos modelos, já a tendência de alta é explicada pela alta no preço dos combustíveis fósseis, do qual a matriz europeia é muito dependente: (ii) Noruega é um dos custos de atacado mais baratos da Europa e a tendência de alta reflete uma maior capacidade de venda no continente europeu a preços de oportunidade naqueles mercados; (iii) A Itália está numa posição mais periférica ao sistema de transporte europeu e invariavelmente não possui capacidade de transferência com outros mercados, o que não facilita a convergência de preços mais baixos em seu território, que possui um matriz energética mais cara e com capacidade limitada. (Commission européenne, 2013)

O senso comum na comunidade é que a abertura do mercado ao padrão competitivo foi positiva no custo final aos consumidores, e o assunto inversões de tendências, é uma questão estrutural da matriz energética europeia, que é o próximo tema da pauta da comunidade.

A Figura 10 e a Figura 11 apresentam o preço de energia para consumidores residenciais e industriais em cada um dos países da Europa.



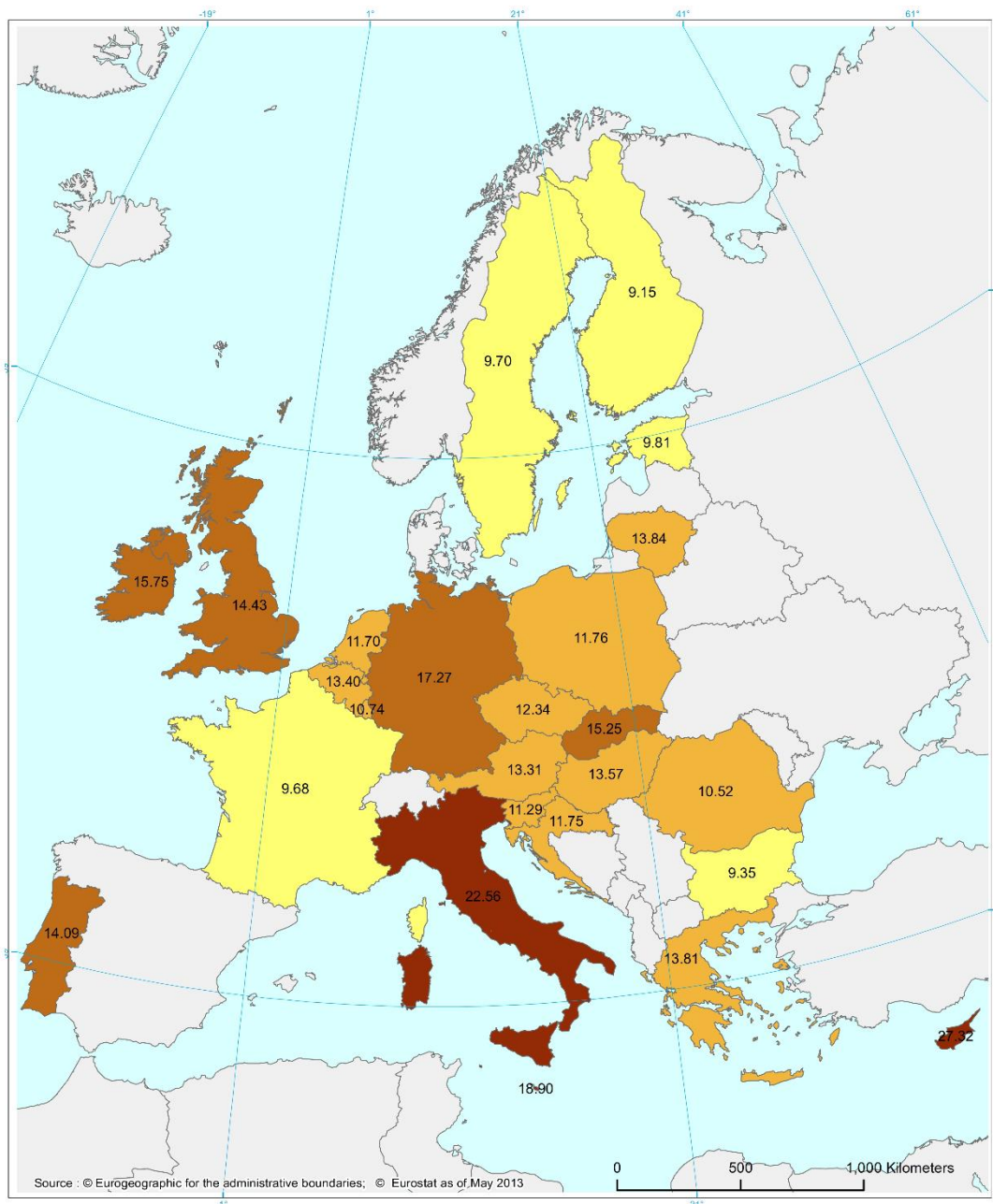
Preços em c€/kWh



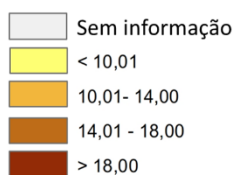
Banda: 2500 kWh < Consumo < 5000 kWh

Figura 10 - Preço de energia (incluindo taxas) para consumidores residenciais

Fonte: Eurostat, 2013



Preços em c€/kWh



Banda: 500 MWh < Consumo < 2000 MWh

Figura 11 - Preço de energia (incluindo taxas) para consumidores industriais

Fonte: Eurostat, 2013

3.1.2.2 O Mercado Livre e os Consumidores Elegíveis

As metas da Diretiva Europeia original, inclusive na sua última atualização, preconizam cada vez mais a importância do mercado livre e dos consumidores elegíveis. As metas atualizadas foram bastante desafiadoras e se estabeleceu que todo o mercado seria elegível até 2007 em todos os países membros. Numa etapa intermediária, até Julho de 2004, todo o mercado não residencial deveria ser elegível. Estas metas poderiam, na prática, ser antecipadas por qualquer dos países, pois estes poderiam também usufruir vantagens na questão da reciprocidade. Uma vez que implementado um nível de abertura maior, receberiam mais privilégios para a exportação de energia para outros países vizinhos que tinham um mercado mais restrito. Estas metas de elegibilidade foram cumpridas e hoje todos os países atingiram a meta de 100% de elegibilidade. (PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPÉIA, 2009)

3.2 América do Norte

Os Estados Unidos e Canadá possuem características muito particulares na estrutura de seu setor elétrico, que refletem de alguma forma a organização de cada um como nação. Os estados e províncias possuem uma autonomia razoável para decidir sobre os caminhos a serem trilhados. Uma verdade é irrefutável, em termos de energia elétrica, ambos estão bastante integrados, refletindo a tendência de operação do livre comércio no continente (NAFTA e ALCA).

Por esta razão as reformas no setor elétrico de cada país afetam o país vizinho e criam tendências regulatórias muito próximas. Além disto, os dois países estão fortemente integrados eletricamente, seja na costa Leste e na costa Oeste. A Figura 12 apresenta uma visão geral do setor elétrico dos países, seus mercados e as suas principais áreas de operação integrada. (EIA, s.d.)

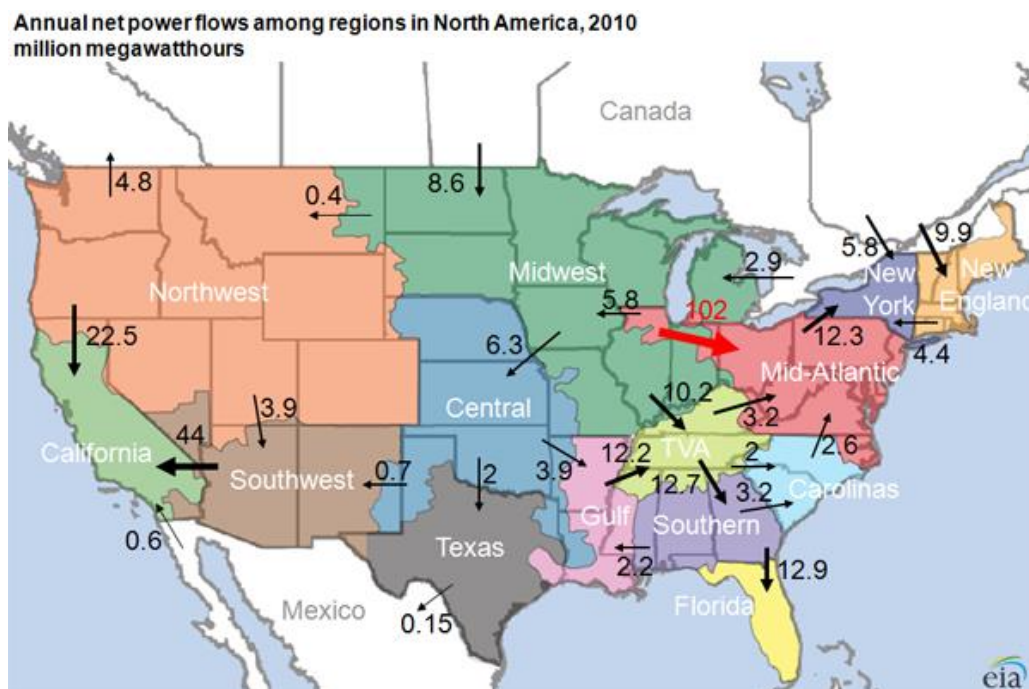


Figura 12 - Principais Sistemas e Mercados na América do Norte
Fonte: EIA, 2011

3.2.1 A Estrutura do Setor Elétrico Americano

O setor elétrico americano, o maior do mundo em volume de venda de energia, não é uniforme em termos de organização. O governo federal, os estados e os municípios exigem estruturas muitas vezes diferenciadas. Além disso, o número de agentes de mercado que atua no mercado americano é enorme. A Figura 13 ilustra bem este universo. (American Public Power Association, 2014)

AGENTES NO MERCADO DOS EUA

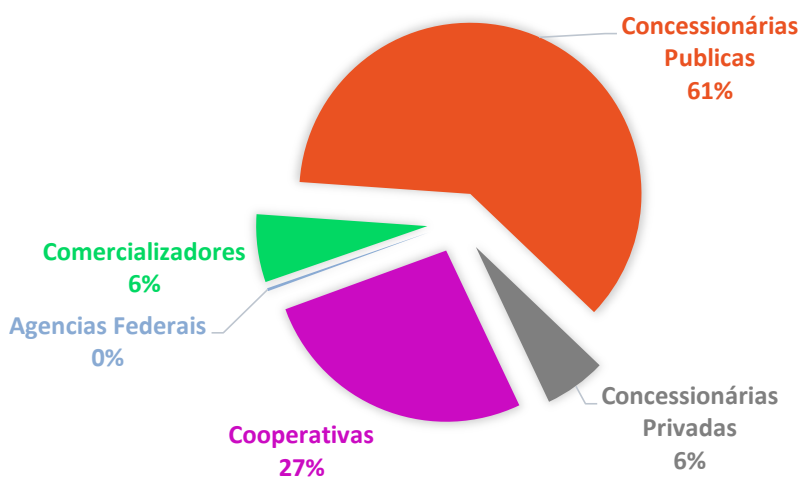


Figura 13 - Número de Agentes no Mercado dos EUA
Fonte: (American Public Power Association, 2014)

VOLUME DE VENDAS

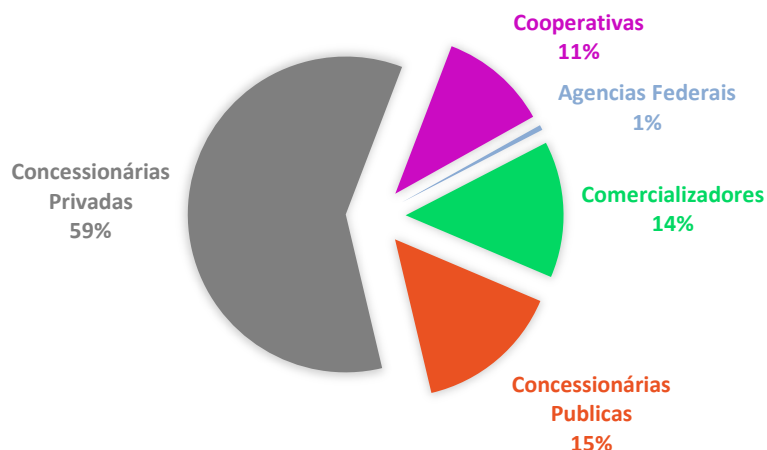


Figura 14 - Volume de Vendas por agente no Mercado dos EUA

Fonte: (American Public Power Association, 2014)

Em termos de propriedade das empresas que atuam no setor por volume de vendas, grande parte é proveniente das empresas de capital aberto (73% em 2014). As concessionárias com controle estatal (federal, estadual, distrital e municipal) representam 15% do volume e os 11% restantes pertencem às cooperativas. (American Public Power Association, 2014)

A segmentação do mercado de energia elétrica, apresentada na Figura 15, segue o padrão de países desenvolvidos com um percentual equilibrado entre os setores industrial (26%), comercial (36%), residencial (38%) e serviços públicos (3,3%) com um volume total consumido cerca de 10 vezes o consumo brasileiro. (U.S. Energy Information Administration, 2014)

CONSUMO DE ENERGIA POR CLASSE

■ Residencial ■ Comercial ■ Industrial

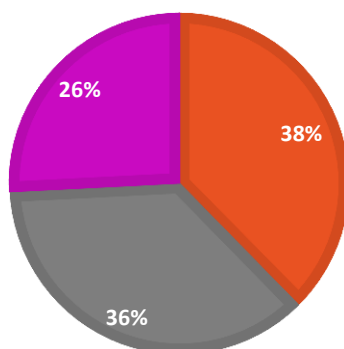


Figura 15 - Consumo de energia por classe

Fonte: U.S. Energy Information Administration, 2014

A produção de energia elétrica nos EUA encontra-se hoje em transformação com a entrada cada vez mais expressiva do gás natural (28%), em 2013, porém o carvão ainda é o principal combustível com aproximadamente 40% da matriz energética. Por sua vez, as hidroelétricas e outras fontes renováveis respondem por apenas 12,5% da energia produzida, as nucleares por 19,5% e as térmicas flexíveis a óleo combustível por menos de 1%. (U.S. Energy Information Administration, 2014) .

3.2.2 A Regulação nos Estados Unidos

O FPA, *Federal Power Act*, é a lei que governa a regulação das concessionárias de energia elétrica nos EUA. Sobre o FPA, o governo federal possui jurisdição nas vendas no mercado atacadista (troca de energia entre concessionárias e vendas a grandes consumidores) e nos intercâmbios de energia no sistema de transmissão. As leis estaduais regulam as vendas no varejo e as concessões locais de distribuição de energia elétrica. (USA, 2014) O FERC, *Federal Energy Regulatory Commission*, é regulador federal responsável pela aplicação e implementação do FPA. Uma concessionária pública, conforme definição do FPA inclui qualquer empresa com atuação (transmissão ou vendas no atacado) sujeita à jurisdição do FERC. O FERC não possui jurisdição direta sobre as concessionárias federais, tais como as administradoras de mercado (por exemplo, BPA, *Bonneville Power Administration*, e a *Western Area Power Administration*) ou as concessionárias estaduais e municipais, e a maioria das cooperativas. Em compensação o FERC tem o direito de atuar sobre todas as concessionárias de capital privado. A Figura 16 ilustra a área de atuação do FERC nos EUA, onde se percebe que a regulação é um tema que possui vários níveis hierárquicos nos EUA. (Federal Energy Regulatory Commission, 2014)

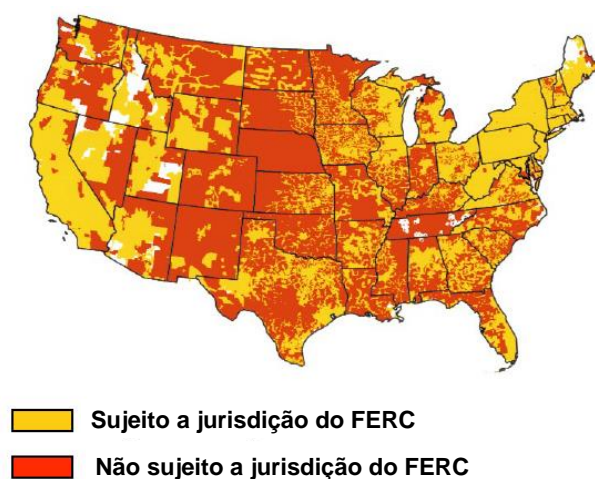


Figura 16 - Área de Atuação do FERC nos EUA

Fonte: POWERmap

Todas as concessionárias “públicas” devem preencher os requisitos tarifários do FERC de serem “justas e razoáveis”. Caso exista um parecer de uma tarifa que viole estes dois princípios básicos, poderá haver uma reposição das perdas no período em análise. A forma de análise destes dois princípios não segue uma metodologia e possui um amplo poder discricionário que considera vários fatores. (Federal Energy Regulatory Commission, 2014)

Historicamente, o FERC estabelecia as tarifas de energia no atacado baseado no custo do serviço com uma taxa de retorno para o capital investido. Nos últimos anos, o FERC, como parte de seu suporte para a introdução do mercado atacadista competitivo, tem aprovado preços de mercado para as vendas no atacado. As empresas aplicam os preços de energia e devem comprovar que elas, e suas afiliadas, não possuem o poder de mercado de geração e transmissão e não podem impor barreiras para a entrada de outros agentes. O FERC possui a autoridade para revogar as autorizações para as empresas que praticam os preços de mercado, caso não sejam encontrados preços “justos e razoáveis”

A lei federal de energia de 1992⁴ criou a figura do produtor independente de energia, a competição no atacado, o acesso a rede de transmissão, em suma foi o marco mais importante da competição nos Estados Unidos.

Em 1996, o FERC editou a “FERC Order 888”, (Federal Energy Regulatory Commission, 2014) possibilitando a abertura de todas as linhas de transmissão dos proprietários privados para qualquer acessante que queira utilizar sua capacidade de transporte, através de um preço de acesso. Virtualmente milhares de supridores de energia podem utilizar estes circuitos de forma competitiva para atingir o mercado atacadista nos Estados Unidos. No final de 1999, o FERC editou a “FERC Order 2000” encorajando as concessionárias proprietárias de ativos de transmissão de colocar à disposição o controle operacional de seu sistema de transmissão, até o final de 2001, para as organizações regionais de transmissão – RTO, *Regional Transmission Organizations*, que foram criadas. Esta medida visa aumentar a segurança operacional do sistema americano no regime de competição e uso aberto da transmissão. Os RTO serão responsáveis pela coordenação operacional de grandes áreas elétricas e pelo planejamento da transmissão de forma otimizada para atender as necessidades destas áreas.

⁴ “The Energy Policy Act of 1992”

De certa forma o FERC, com intervenção do governo americano preocupado com a segurança, reconheceu a necessidade de uma operação coordenada, mesmo sob um regime de competição. O sistema americano sempre operou de forma individualizada, e quando se introduziu o acesso aberto à transmissão, o que se viu foi uma total incapacidade de se lidar com situações operacionais não previstas. O resultado foi uma perda de confiabilidade incompatível com o padrão americano, devido a uma falta coordenação da operação da transmissão, inclusive levando o sistema a situações extremas de *blackouts* frequentes. A correção destas situações está ainda em evolução, e outros aperfeiçoamentos em relação à coordenação dos sistemas interligados, estão sendo implementados⁵.

3.2.3 As Correções de Rumo nos EUA

O Departamento de Energia americano estima em US\$ 13 bilhões por ano os ganhos alcançados pelos consumidores finais com a introdução da competição na geração em substituição a tradicional regulação pelo custo do serviço. Isto ocorreu com o estímulo às inovações tecnológicas na geração e transmissão e pela liberdade dos consumidores na seleção dos seus fornecedores. (DOE - Department of energy, 2014)

Este ambiente competitivo foi alcançado através de legislação nacional, estadual e uma série de mudanças estruturais nas empresas do setor. O conceito principal sempre foi o de promover uma competição justa e equânime para todos os agentes do mercado, tendo o acesso aberto à transmissão como condição necessária. Entretanto, nem sempre esta meta foi alcançada com pleno sucesso.

A questão ENRON foi diagnosticada como um problema muito mais de falta de controle financeiro / contábil, e de uma estrutura de capital inadequada, do que fruto de um resultado apenas do setor elétrico. O impacto na credibilidade do setor foi enorme pela própria pujança da empresa no mercado de energia e gás, porém a falta de mecanismos de controle era um problema extra setorial.

⁵ Os “blackouts” foram muito frequentes nos anos de 1999/2000 na Costa Oeste e atingiram também a Costa Leste com o grande evento de Agosto de 2003.

Contudo o caso da crise na Califórnia foi emblemático para todo o mundo. Como num país com um grau tão avançado de liberalismo econômico a competição no setor elétrico poderia ter falhado? A resposta é simples e já era previsível para alguns, pois existiam falhas estruturais no modelo californiano. Em resumo, se tentou implementar um mercado com pouquíssima regulamentação, com um modelo comercial inadequado, que tem problemas clássicos de falta de oferta de geração e de novas linhas de transmissão, e com um mercado consumidor em expansão. O resultado que se viu foi uma “falência” das distribuidoras e problemas graves de abastecimento. Correções conjunturais foram adotadas com a intervenção do governo do Estado da Califórnia entrando como uma espécie de comprador de última instância para novamente estabilizar o mercado.

A Figura 17 ilustra bem a diferença no modelo comercial projetado e aquele verificado durante a crise. Percebe-se que, por uma questão de oportunidade, todos geradores concentraram suas vendas no curto-prazo, onde se recebia sua receita com preços *spot* extraordinários, oriundos da escassez de energia. As distribuidoras expostas a estes preços e sem lastro contratual de longo-prazo, dado que não era permitido tê-los no modelo da Califórnia, tiveram um resultado líquido desastroso, o que as levou a insolvência em poucos meses.

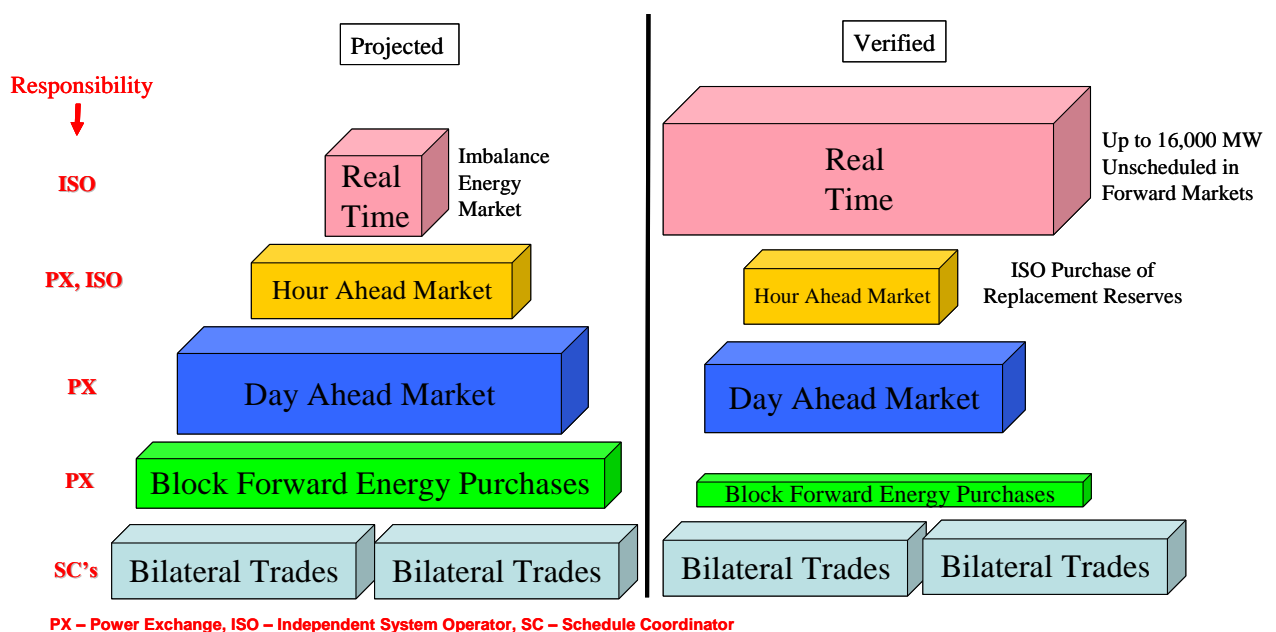


Figura 17 - Modelo Comercial Projetado e o Verificado - Crise na Califórnia em 2000

Desta forma em Julho de 2002, o FERC colocou em audiência pública uma nova proposta, a ser consolidada em 2003 para aplicação em 2004, de correções de rumo em algumas falhas e a

criação de um modelo padrão de mercado. A proposta incorpora as experiências americanas e mundiais, com o projeto de modelos de mercado, os efeitos das crises de oferta, da falta de uma resposta adequada da demanda aos altos preços, a pouca transparência na formação dos preços de mercado, a importância do monitoramento do mercado e a mitigação do poder de mercado. Este novo padrão indo na direção da “Segunda Geração” de modelos de mercado.

O foco principal do modelo padrão de mercado – SMD, *Standard Market Design*, é uma base calcada na contratação bilateral, encorajando aquelas de longo-prazo. O mercado *spot* seria na realidade um complemento dos arranjos bilaterais. Os “provedores independentes de transmissão” seriam responsáveis pelo mercado de balanço (curtíssimo prazo), serviços ancilares e de transmissão. Os pontos principais da proposta do FERC são detalhados a seguir:

- Estabelecimento de um conceito único de tarifa de transmissão, como também um serviço de transmissão padrão⁶ a ser aplicado a todos os usuários;
- Requer a criação dos “Provedores Independentes de Transmissão” como uma forma operacional de desverticalização destes ativos;
- Requer que estes provedores forneçam os serviços de transmissão e administrem o mercado do dia seguinte⁷ e o de tempo real para energia e serviços ancilares;
- Estabelecimento de uma tarifa de conexão padrão para cobertura de custos fixos embutidos;
- Utilização dos custos marginais de longo prazo como base do sistema de gerenciamento da congestão na transmissão, que deverá incluir mecanismos financeiros de venda de direitos de transmissão para aqueles que desejarem preços fixos de transmissão;
- Estabelecimento de leilões de venda dos direitos de transmissão com a previsão de um período de transição para os agentes existentes;
- Estabelecimento de um mercado de fechamento do balanço de energia (curtíssimo prazo) para vendedores e compradores;
- Garantia do mesmo nível de qualidade dos serviços aos consumidores com contratos existentes e futuros, já no novo modelo de mercado;
- Estabelecimento de procedimentos de mitigação do poder de mercado nos mercados do dia seguinte e tempo real, e mecanismos eficientes de monitoramento de mercado;

⁶ “Network Access Service”

⁷ “Day-Ahead Market”

- Estabelecimento de procedimentos que assegurem no longo-prazo recursos adequados de geração, transmissão e gerenciamento de demanda;
- Criação de um papel formal para os representantes estaduais participarem do processo decisório dos Provedores Independentes de Transmissão;
- Esclarecer as obrigações para todos os usuários do sistema de transmissão de estarem em acordo com todos os padrões e procedimentos necessários para garantirem a confiabilidade e segurança.

3.2.4 A Implementação da Competição nos EUA

A decisão de implementação de um modelo de competição no varejo que atinja todo o mercado consumidor nos EUA é feita a nível estadual. Alguns Estados americanos com maior nível de desenvolvimento já adotaram o modelo de competição no varejo. Atualmente mais de 50% da população americana pode ter acesso ao regime de competição no varejo, ou sejam pode escolher o seu provedor de energia. (Jaquelin Cochran, 2013)

A despeito de alguns estados americanos estarem ainda em análise da implantação da competição no varejo, já existem alguns estados importantes que possuem um mercado livre elegível razoável. Com a ampla competição, seja no varejo ou atacado, algumas áreas do sistema americano se organizaram num *pool* operativo para aumentarem a sua confiabilidade, como por exemplo, Nova Inglaterra e PJM (Pensilvânia, Jersey e Maryland). Além disto, existem também bolsas de energia que atuam como referência para os agentes que precisam realizar operações financeiras de *hedge* para cobrir alguns riscos resultantes de suas transações físicas.

Isto é necessário, pois a volatilidade dos preços no mercado de energia é relativamente grande, devido à própria natureza das fontes de energia que sustentam o mercado, baseadas em sua maioria em combustíveis fósseis. Por exemplo, uma exposição inesperada de algum consumidor no mercado de curto-prazo pode criar um desbalanço financeiro indesejado. Ferramentas disponíveis no mercado de opções possibilitam um nível de proteção adequado para aqueles que assim desejarem. (Genc, 2010)

Os Estados que implementaram a competição no varejo são exatamente aqueles onde as tarifas médias aumentaram. A pressão das tarifas historicamente altas nestes estados é que

levaram os seus governos a adotarem a solução da competição para conter os preços futuros. Estes Estados possuem intrinsecamente na sua formação de preços de varejo, custos de produção mais elevados devidos às características da oferta de energia na região. Sem a competição, estes estados estariam sofrendo ainda mais com a alta de preços. Caso houvesse uma rede de transmissão sem limites, todos os preços tenderiam a convergir com base numa competição ampla e uma oferta global de todo país. Entretanto existem restrições de transmissão que impedem que uma área de preços mais baixos possa exportar para as áreas mais carentes. Com exceção da Califórnia, onde houve intervenção do governo estadual para corrigir os problemas de concepção do novo modelo, os demais estados experimentam respostas bem sucedidas. O Texas é o melhor exemplo de uma política de varejo bem conduzida, e economias crescentes para o consumidor final são informadas pelos comissários à assembleia estadual. (Jaquelin Cochran, 2013)

3.2.5 A Abertura do Mercado de Energia no Canadá

Os principais mercados de energia no Canadá se concentram nas províncias de Québec e Ontário, com mais de 50% de cerca do total. O mercado industrial tem um peso significativo e representa 40% do consumo total, sendo o comercial 30% e o residencial 27%. (IEA - International Energy Agency, 2009)

O sistema elétrico canadense é marcado por uma diversidade de fontes de geração entre as suas diferentes províncias, por exemplo, os parques hidroelétricos de British Columbia, Manitoba, Labrador e Québec, o gás natural e carvão em Alberta e a geração nuclear em Ontário. Proporcionalmente a geração hidroelétrica representa 59 % do total. (IEA - International Energy Agency, 2009) A geração de energia elétrica no sistema canadense é eminentemente hidroelétrica, proporcionando ao Canadá, não só uma vantagem competitiva em termos de preços de energia⁸, mas também uma ampla oportunidade de exportação de energia elétrica para os Estados Unidos. Usualmente cerca de 9% da geração canadense é destinada à exportação para os Estados Unidos, provenientes basicamente das províncias de British Columbia, Québec e Manitoba.

⁸ O setor industrial em B.Columbia e Québec tem uma tarifa final bem reduzida e sem subsídios.

Em contrapartida, a regulação americana, através do FERC, exige que as suas orientações sejam obedecidas para que as importações canadenses participem do ambiente de competição nos Estados Unidos.

Devido a estas características e necessidades, e aliado ao interesse das empresas canadenses em participarem do mercado americano, as províncias canadenses começaram a implantar uma abertura do mercado de energia elétrica nos mesmos moldes das tendências mundiais. As empresas canadenses em sua maioria verticalmente integradas providenciaram mudanças estruturais para atender as exigências regulatórias. (Energy Policy Institute of Canada (EPIC), 2009)

Um bom exemplo destas transformações pode ser visto na província de Quebec, que representa 32% da capacidade total de geração do Canadá, e é predominantemente hidroelétrica. Em 1997, a concessionária verticalmente integrada Hydro-Québec (HQ), uma estatal do governo de Québec, atendeu aos requisitos da “FERC Order 888” e os requisitos de reciprocidade. Como resultado, uma licença de comercialização no mercado atacadista americano foi emitida em favor da “HQ Energy Services (U.S.)”, uma subsidiária da HQ em solo americano. (Hydro Quebec, 2014) A licença permite acesso direto ao mercado atacadista americano e requer em contrapartida que Québec forneça acesso livre ao seu mercado. Em 2000, a HQ estabeleceu uma mesa de comercialização própria para participar integralmente do mercado do nordeste americano, incluindo o NYPool de Nova York.

Em 2001, a HQ foi reestruturada em 4 divisões: a “HQ Distribution”; a HQ TransÉnergie, rede de transmissão criada em 1997; a “HQ Production”; e a “HQ Engineering, Procurement and Construction”. A “HQ Production” é responsável pela geração de eletricidade e vende a sua energia no mercado atacadista interno e externo de Quebec. Em resumo uma empresa estatal canadense tradicional, verticalizada, como a HQ foi uma das primeiras a se candidatar à competição, e tem tido um enorme sucesso, pois tem um excelente produto, energia hidroelétrica competitiva baseada em custos de construção controlados. Isto mostra que a eficiência no mundo competitivo não é necessariamente um atributo apenas do capital privado, porém a existência da competição e a necessidade de ser melhor neste ambiente que as próprias empresas americanas, certamente impulsionaram a HQ para o sucesso.

As questões relativas à regulação da eletricidade no Canadá estão sob jurisdição das províncias e territórios. Isto cria uma diversidade regulatória dentro do Canadá, pois o

interesse pela reestruturação varia para cada província. Por exemplo, Alberta e Ontário, com respectivamente 7% e 27% do mercado, já implementaram a competição no varejo, enquanto outras estão praticando a competição apenas no atacado, e providenciando a separação das empresas em atividades de geração, transmissão e distribuição, como na Tabela 5. (Canadian Electricity Association, 2014)

Tabela 5 - Situação da Competição das Províncias do Canada

Província	Situação
Alberta	Abertura de mercado no atacado e no varejo
	Separação Funcional
British Columbia	Abertura de mercado no atacado
	Separação Funcional
Manitoba	Abertura de mercado no atacado
	Separação Funcional
	Primeiro membro do RTO
New Brunswick	Abertura de mercado para transmissão atacadista e industrial varejista
Newfoundland	Polícias energéticas em revisão
Nova Scotia	Polícias energéticas em revisão
Ontario	Abertura de mercado no atacado e no varejo
	Separação corporativa das funções de geração, transmissão e controle do sistema
Prince Edward Island	Apenas rede de distribuição
Québec	Abertura de mercado no atacado
	Separação Funcional
	Competição no atacado para residenciais Id > 165 TWh
Saskatchewan	Abertura de mercado no atacado
	Separação Funcional

Fonte: Canadian Electricity Association, 2014

Todas as empresas que mantêm comércio de energia com os Estados Unidos já se adaptaram a regulação do FERC⁹ e estão em processo de atualização para as últimas resoluções. Em termos dos RTO que estão em operação, ou em formação, nos EUA, as principais províncias canadenses estarão também participando deste processo de construção, e as perspectivas são as seguintes:

- Alberta e British Columbia com o sistema interligado do oeste americano ¹⁰
- Saskatchewan e Manitoba com o sistema interligado centro americano MISO ¹¹
- Ontário com o sistema interligado do nordeste americano ¹² e/ou o MISO

⁹ Wholesale Open Market – FERC Order No.888

¹⁰ “RTO West”

¹¹ “Midwest Independent System Operator (MISO)”

¹² “Northeastern RTO”

- Québec e as Províncias do Atlântico com nordeste americano ou o ECTO, *East Coast Transmission Organization*

Com as iniciativas de evolução do modelo americano sendo seguidas pelas principais províncias canadenses, se espera um grande sistema interligado transnacional, operando de forma integrada e coordenada, com acesso a todos os agentes interessados em participarem do mercado competitivo de energia em ambos os países. (Canadian Electricity Association, 2014)

3.3 Oceania e Ásia

O processo de reforma no setor elétrico dos países da Ásia e da Oceania se iniciou no começo dos anos 90 e apresenta características bem distintas. Na Ásia as reformas tiveram como principal objetivo atrair o capital privado internacional para financiamento da expansão da geração, condição necessária para sustentar o rápido crescimento da economia e do consumo de energia, e muito pouco se fez para incentivar a competição. Países com grande população como a Índia avançaram muito pouco em termos de reformas e modernização. Na Oceania, mais especificamente na Austrália e Nova Zelândia, as reformas tiveram como ponto principal um forte incentivo para a competição como forma de garantir o aumento da eficiência e preços competitivos para os consumidores.

3.3.1 O Setor Elétrico no Japão e as Reformas

O Japão possui 286 GW de capacidade de geração de eletricidade instalada total em 2011. Usinas movidas a combustíveis fósseis compõem a maior parte desta capacidade, com mais de 185 GW (65%) da capacidade total. (Energy Information Administration, 2014) O Japão tem atualmente de 46 GW de capacidade nuclear, após a redução de 3 GW referentes a quatro reatores foram abatidos no rescaldo de Fukushima Usinas hidrelétricas compõem 17% da capacidade e têm sido uma constante fonte de alimentação para o Japão por vários anos. A capacidade restante vem de energia eólica, solar, geotérmica e pequenas usinas movidas a biomassa. (Energy Information Administration, 2014)

O governo japonês e empresas de energia elétrica têm tomado várias medidas para garantir que fornecimento de energia atenda a demanda após a crise de Fukushima. Algumas destas medidas para usinas que utilizam combustíveis fósseis incluem restaurar algumas das plantas afetadas pelo desastre, e reiniciar unidades de geração movidas a óleo desativadas. Além disso, o governo promoveu restrições de energia para consumidores em áreas afetadas pelos desastres em 2011 e 2012, evocando uma redução de potência de 15% sobre os usuários finais da Kansai Electric Power Company (KEPCO) durante o verão de 2012 e incentivar outras medidas do lado da demanda, especialmente durante os períodos de pico de verão. Como há um aumento na geração de energia a partir de fontes de combustíveis fósseis e, se mantêm praticamente constantes os níveis de consumo, há menos necessidade de racionamento de energia elétrica. (Energy Information Administration, 2014)

O setor elétrico japonês é dividido em 10 empresas privadas verticalizadas com 90% do consumo e o resto suprido por autoprodutores e PIEs. A distribuidora de Tóquio TEPCO - Tokyo Electric Power Company, é a maior empresa privada de energia elétrica do mundo, com um mercado de cerca de 270 TWh/ano (GENI - Global Energy Network Institute, 2014). A Figura 18 ilustra a divisão do território japonês nas áreas de concessão das 10 empresas verticalizadas.

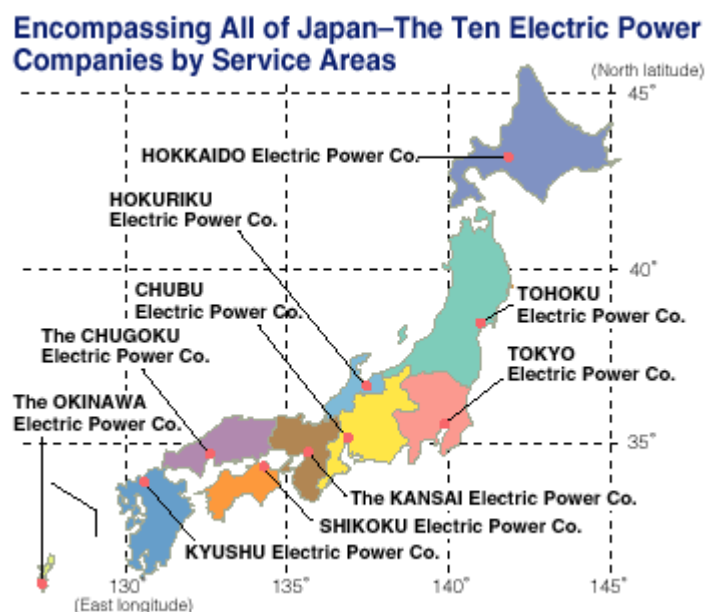


Figura 18 - O Setor Elétrico Japonês

Fonte: (GENI - Global Energy Network Institute, 2014)

As dez empresas de energia elétrica de propriedade privada no Japão são responsáveis por fornecer as operações locais de geração de energia para distribuição e fornecimento de suas respectivas áreas de serviços. O Japão é um país estreito que se estende de norte a sul com diferentes climas e geografia. Devido a esses fatores, o fornecimento de energia para cada região tem suas próprias características especiais. Para atender às exigências locais, as dez empresas operam como fornecedores independentes, e, portanto, são capazes de estabelecer relações estreitas com entidades locais para o desenvolvimento regional. Em março de 2000 fornecimento de energia foi parcialmente liberalizado para permitir que produtores de energia vendessem diretamente para os consumidores de alta tensão (acima de 2MW). Empresas da região também foram autorizadas a começarem a vender energia para os usuários fora da sua área designada. Todos os outros usuários que não eram alvo, de acordo com as novas diretrizes de liberalização continuarão a ser atendidos por sua empresa de energia regional.

As dez companhias de energia não só servem suas respectivas áreas de serviços regionais, mas também cooperam entre si para garantir um fornecimento de energia elétrica estável e eficiente em todo o país. Este esforço cooperativo é a base para as empresas se envolverem em atividades que transcendem as suas áreas de serviço para o benefício de todo o setor de energia elétrica.

As empresas trabalham em conjunto para trocar energia elétrica com o objetivo de fornecer energia da maneira mais eficiente possível, a fim de lidar com situações de emergência, de problemas de fornecimento de energia ou falhas de pico de demanda durante o verão. Para garantir o bom funcionamento da intercambio de energia, linhas de transmissão de alta tensão ligam todo o país a partir de Hokkaido, no norte até Kyushu, no sul. Essas empresas também participam no desenvolvimento cooperativo de tecnologia de energia elétrica e da partilha de recursos. (GENI - Global Energy Network Institute, 2014)

Neste mesmo sentido e para cumprir as metas ambientais, aumenta cada vez mais a importação de gás natural do sudeste asiático para a substituição do óleo combustível, apesar do alto custo da conversão já que a maior parte é importada como GNL, gás natural liquefeito.

A reforma no setor elétrico começou em 1995 após o reconhecimento pelo governo que as tarifas japonesas eram as mais altas do mundo. Em média a tarifa residencial corresponde a cerca de 190-210 US\$/MWh e a industrial está em torno de 130-140 US\$/MWh (IEA). Este

processo se iniciou com a abertura para os PIE e a liberação do monopólio sobre combustíveis. A abertura para os PIE acrescentou no sistema um total de cerca 10 GW de capacidade instalada até 2001.

Em 2000 foi então estendida a reforma do setor aos consumidores, e com isso cerca de 6000 consumidores industriais e 2000 comerciais, com consumo acima de 2 MW e conectados em tensão acima de 20 kV, foram considerados elegíveis, o que representa cerca de 30% do mercado japonês. Neste mesmo sentido, ou seja, de maior liberdade para o mercado, as concessionárias agora estão obrigadas a permitir a passagem de fluxo de terceiros mediante uma tarifa de pedágio calculada, o que havia sido considerado um grande impedimento para a reestruturação efetiva do setor.

Em termos práticos, observa-se que o processo de reformulação no Japão é lento e conservador, pois procura preservar o direito das concessionárias privadas existentes. Além disto, existem muitos “custos encaçados” que não serão jamais competitivos, o que dificulta em muito o aumento da eficiência e a redução dos preços de energia.

Outro fato importante a ser melhorado é a estrutura de mercado. O modelo atual e o planejado são completamente inadequados para uma competição mais ampla, pois não consideram a existência de um operador independente, da rede e do mercado, e não incluem a desverticalização como uma forma de controle do poder de mercado num ambiente de monopólio privado.

Após a desregulamentação do setor de energia elétrica do Japão, que começou em 1995 no mercado, o atual governo japonês está tentando permitir a liberação do mercado para até 2020. Essencialmente, as reformas de energia elétrica são destinadas a uma maior concorrência e preços mais baixos de energia elétrica para os consumidores com base em melhores operações e investimentos no setor de energia. O gabinete de Abe aprovou um plano para desmembrar geração, transmissão e distribuição de 10 monopólios regionais do país em abril de 2013. O Gabinete tem a intenção de apresentar uma série de projetos de lei para o Poder Legislativo até 2015 para realizar essa separação. (Energy Information Administration, 2014)

Devido aos crescentes custos de combustível fóssil, concessionárias de energia elétrica do Japão têm procurado aumentar as tarifas de energia elétrica pagas pelos usuários finais para

ajudar a cobrir as suas perdas. Desde julho de 2012, METI aprovou tarifa aumento entre 7% e 11% para seis concessionárias (TEPCO, Kansai Electric, Kyushu Electric, Hokkaido, Shikoku e Tohoku) (Energy Information Administration, 2014)

3.3.2 O Novo Mercado Elétrico na Austrália

As reformas do setor elétrico australiano, seguindo a tendência pioneira da Nova Zelândia, resultaram na desverticalização da geração, transmissão e distribuição. Foi criado o NEM, Mercado Nacional de Eletricidade. O NEM engloba os mercados do leste e sul da Austrália, ou seja, as províncias de New South Wales, Victoria, South Australia, Queensland, Tasmânia e o Território da Capital Australiana. Na prática quase todo o mercado de energia da Austrália se concentra nesta parte de seu território. A Figura 19 ilustra um esquemático muito simples do sistema australiano, onde se percebe esta concentração do mercado no leste da Austrália. A Figura 19 ilustra a abrangência do NEM.

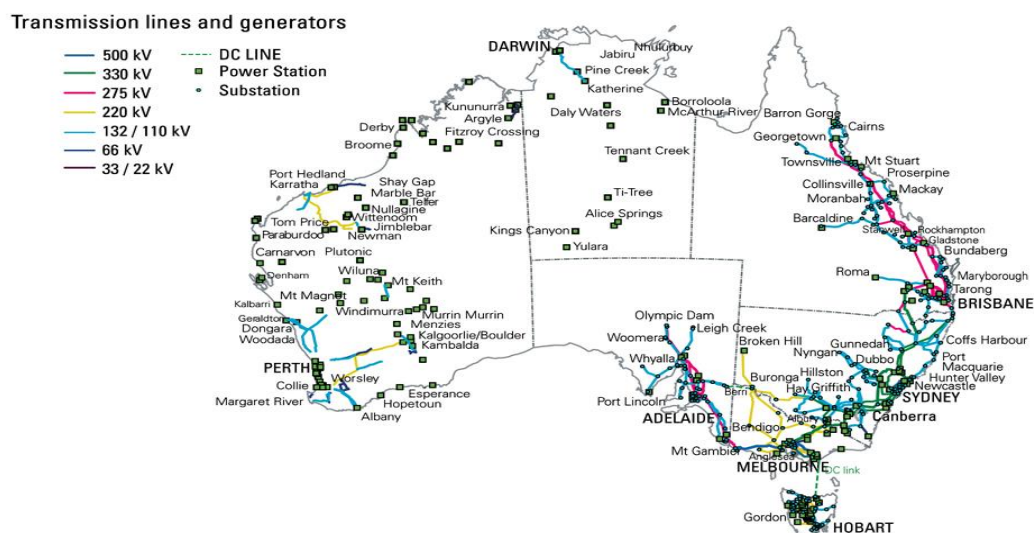


Figura 19 - Sistema Australiano – Esquemático

Fonte: ABARE, 2014

Geração de eletricidade da Austrália tem aumentado de forma constante ao longo das duas últimas décadas, como resultado de uma economia bem desenvolvida e crescente setor de mineração. Entre 2000 e 2011, a geração elétrica subiu de 14 por cento a partir de cerca de 100 TWh para 225 TWh. No entanto, a geração está estagnada desde 2007, com o consumo a ser realizado em cheque pelos elevados custos de energia, crescimento econômico mais fraco, e ganhos em eficiência energética. (Energy Information Administration, 2014)

Geração da Austrália é baseada em geração térmica, a geração a carvão representa 69% da matriz do país. O gás natural representa 20% da geração, com perspectiva de atingir 36% até 2035 (Bureau of Resources and Energy Economics, 2014). A hidroeletricidade, representando cerca de 7% da produção total, situada nos estados de Tasmânia, Victoria, e NSW. A hidroeletricidade é a principal fonte de energia renovável da Austrália, embora tenha potencial de crescimento limitado devido a restrições de disponibilidade de água. Outras fontes renováveis, como a eólica, bioenergia, e a solar, representam 4% na matriz, e a meta é de atingir 20% até 2020. (Energy Information Administration, 2014).

O Mercado Nacional de Energia Elétrica (NEM) opera em um dos mais longos sistemas interligados do mundo, que se estende de Port Douglas, em Queensland para Port Lincoln no Sul da Austrália e em todo o Estreito de Bass para a Tasmânia - uma distância de cerca de 5.000 quilômetros.

O NEM abrange as costas do leste e do sudeste da Austrália e é composto por cinco estados interligados que também atuam como regiões de preços: Queensland, Nova Gales do Sul (incluindo o Território da Capital Australiana), Austrália do Sul, Victoria e Tasmânia. Austrália Ocidental e do Território do Norte não estão conectados à NEM, principalmente devido à distância entre as redes. (AEMO - AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR, 2014)

A rede de transmissão do NEM transporta energia de geradores para os grandes consumidores industriais e distribuidoras de energia elétrica nos cinco estados. Esses ativos são de propriedade e operados por governos estaduais, ou empresas privadas. Existem mais de 100 participantes inscritos no NEM, incluindo geradores de mercado, provedores de serviços de rede, provedores de serviços de transmissão de rede de distribuição e clientes do mercado. (AEMO - AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR, 2014)

O mercado é estruturado com base num *pool* - tipo *spot market* – que é operado pelo NEMMCo, National Electricity Market Management Company, e este comercializa no atacado toda a energia produzida pelos geradores. Um mercado de contratos financeiros complementar está disponível para o gerenciamento de riscos no atacado e no varejo. A competição no varejo no mercado australiano foi bastante acelerada. Desde 2002 que todos os consumidores de New South Wales, Victoria podem escolher seu fornecedor.

O NEM é uma bolsa de atacadista da eletricidade que opera em cinco estados interligados. O mercado de energia elétrica funciona como um *pool*, ou mercado spot, onde a oferta e demanda são verificadas instantaneamente em tempo real, através de um processo de despacho centralmente coordenado.

Geradores ofertam energia com quantidades e preços determinados e o Operador do Mercado de Energia australiano (AEMO) avaliam quais as melhores propostas dos geradores para solicitar sua operação. A ordem de despacho é por custo.

A geração de energia também está sujeita a limitações de transmissão. Na liquidação de energia, um preço de despacho é determinado a cada cinco minutos, e seis preços de expedição são calculados a cada meia hora para determinar o "preço à vista" para cada região do NEM.

AEMO usa o preço à vista como base para a liquidação das operações financeiras para toda a energia elétrica negociada no NEM.

Para pagar geradores, AEMO deve recuperar os custos dos clientes. A maioria dos clientes não participa diretamente da NEM, e sim por um comercializador varejista, pagando uma tarifa comercial. O comercializador varejista que gerencia a compra de seus clientes para que eles efetuem o pagamento ao AEMO

Os participantes NEM precisam gerenciar os riscos financeiros associados à volatilidade dos preços através da utilização de contratos financeiros. Estes contratos são geralmente na forma de derivativos, e incluem swaps, opções e contratos futuros. (AEMO - AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR, 2014)

A NEMMCo opera o *pool* assumindo as seguintes funções: (i) despacho centralizado por ofertas dos geradores; (ii) balanço de energia no curto-prazo; (iii) cálculo do preço spot (cada 1/2 hora); (iv) administração da transmissão e serviços ancilares e a (v) contabilização e liquidação do NEM.

3.4 América do Sul

A América do Sul teve o privilégio de iniciar com o Chile ainda na década de 80 o primeiro processo de reestruturação do setor elétrico a nível mundial. Na sequência Argentina e Colômbia também implementaram revisões radicais nas suas estruturas em conjunto com um programa de privatizações também bastante agressivo.

No Brasil o marco principal da abertura do setor foi em 1995 com a Lei nº 9.074 que definiu o papel dos produtores independentes e dos consumidores livres, dentre outros pontos importantes. De lá para cá, foram implementadas várias medidas no sentido de consolidar o ambiente de competição, porém no meio desta evolução o sistema brasileiro se defrontou em 2001 com o pior racionamento de energia elétrica de sua história. Medidas corretivas para aperfeiçoamento do modelo foram sendo discutidas e paulatinamente implementadas em 2002. Um aprimoramento do modelo brasileiro foi alcançado com a Lei nº 10.848 de 2004, que implantou correções de rota buscando principalmente uma evolução bem balanceada da oferta de energia para os mercados de energia elétrica regulado, com base nas concessionárias de distribuição, e para o segmento competitivo.

Em termos de consumo de energia elétrica, o Brasil apresenta uma predominância absoluta na região sul-americana (maior que 50% do total). A Figura 20 ilustra o tamanho da capacidade produtiva e a produção de energia de cada país em análise. A seguir serão analisados também os países da América do Sul: Argentina e Chile.

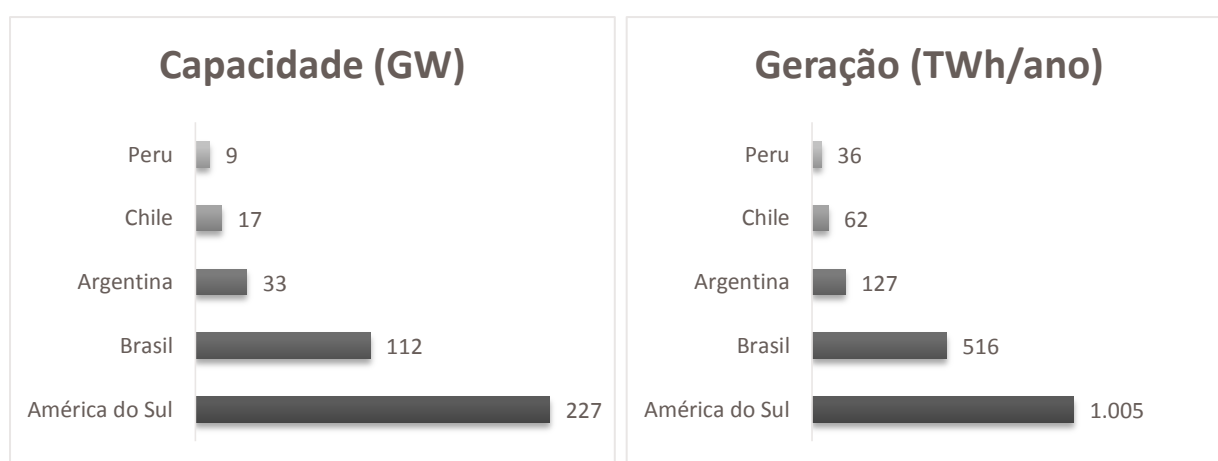


Figura 20 - América do Sul – Capacidade e Produção de Energia Elétrica 2010
Fonte: CIER, 2012

3.4.1 A Argentina e seu Mercado de Energia Elétrica

Seguindo as tendências ditadas pela reforma do sistema inglês no final da década de 80, em 1992 a Argentina promoveu um grande processo de reestruturação no seu mercado de energia

elétrica. Em janeiro de 1992, o Congresso Nacional aprovou o Quadro de Energia Elétrica no âmbito da Lei 24.065 (15.336 complemento da Lei de Eletricidade e sua Ordem Administrativa 1.398/92), que estabeleceu as diretrizes para a reestruturação e privatização do setor elétrico. A finalidade da lei era modernizar o setor elétrico para promover a eficiência e a concorrência, a melhoria da qualidade de serviço e promoção do investimento privado. (Pampa Energia, 2014)

Esse processo envolveu a combinação da saída do Estado como explorador de atividades no setor de energia elétrica, a privatização de empresas, a definição de novos agentes de mercado e a criação de um novo arranjo comercial entre os agentes.

Para esse fim, foram criadas algumas instituições específicas: (i) ENRE, *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*: responsável pela regulação, definição das tarifas das empresas de distribuição, práticas de atuação no mercado, e controle dos serviços prestados no atendimento de energia elétrica; (ii) CAMMESA, *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima*: órgão responsável pela operação do sistema argentino e das interligações internacionais, além da contabilização das transações de energia.

No mercado de curto prazo, os preços são definidos com base nos custos marginais de curto prazo, apresentados pelos agentes de geração para a CAMMESA. O operador ordena as ofertas de geração e a última fonte despachada determina o preço do mercado. Todos os agentes de mercado que não possuam contratos bilaterais utilizam esse mercado de diferenças. Antes de janeiro de 2002, as concessionárias que operam na Argentina faziam vendas no mercado doméstico em dólares, para o qual o Peso Argentino estava atrelado pela Lei de Conversibilidade de 1991. Com o abandono da política de conversibilidade em 2002, as empresas Argentinas, muitas delas de propriedade do capital internacional, sofreram perdas expressivas quando o valor do peso caiu dramaticamente. Simultaneamente com a desvalorização, o governo impôs um congelamento nas tarifas, passando o custo da desvalorização para as empresas de energia. (Pampa Energia, 2014)

No final de 2001 e início de 2002, a Argentina experimentou uma crise sem precedentes, virtualmente paralisado a economia do país durante a maior parte de 2002 e levou a mudanças radicais nas políticas governamentais. A crise e as políticas do governo durante este período

afetaram severamente o setor elétrico. De acordo com a Lei de Emergência, entre outras medidas, o governo argentino:

- Tornou as tarifas de eletricidade de seu valor original em dólares à taxa de câmbio de 1 peso para cada dólar dos EUA.
- Congelou todas as margens de distribuição e transmissão regulamentada revogadas todas as disposições relativas a ajustes de preços e indexação para a inflação das concessões de serviços públicos (incluindo os serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica), e autorizou o Executivo para realizar uma renegociação de contratos de serviços públicos (incluindo concessões de energia elétrica) e as taxas aplicáveis para tais serviços.
- Determinado que a fixação do preço spot de eletricidade no mercado atacadista de eletricidade seja calculado com base no preço do gás natural (também regulado pelo governo argentino), independentemente do combustível utilizado para gerar eletricidade que, mesmo no cenário indisponibilidade de gás natural.

Estas ações tiveram impactos severos para o setor elétrico argentino, levando a algumas empresas a anunciarem pesadas perdas e a faltarem com seus pagamentos a partir de 2002, com outras simplesmente abandonando suas participações. (Pampa Energia, 2014)

O congelamento das tarifas tem desencorajado as concessionárias de investir em nova capacidade. Com o crescimento da demanda por eletricidade, as empresas anunciaram ao governo que a Argentina que o país poderia enfrentar uma situação de falta de energia a menos que os preços fossem reajustados.

O governo argentino começou a aportar subsídios tarifários nas empresas para atenuar o problema de caixa, entretanto com a crise econômica enfrentada pelo país, começaram a faltar aportes, o que tornou a situação cada vez mais insustentável.

A tarifa final da Argentina é artificialmente a mais barata da América do Sul, entretanto as falhas de suprimento são frequentes. No final de 2013, no ápice do problema de atendimento que atingiu todo o país, o governo autorizou um aumento na tarifa de transmissão de 37%, porém ainda muito longe das necessidades reais dos investidores.

A Figura 21 ilustra o mercado argentino e suas regiões de consumo. A concentração de consumo é alta na região metropolitana de Buenos Aires (GBA, Gran Buenos Aires), que representa 40% da carga nacional.

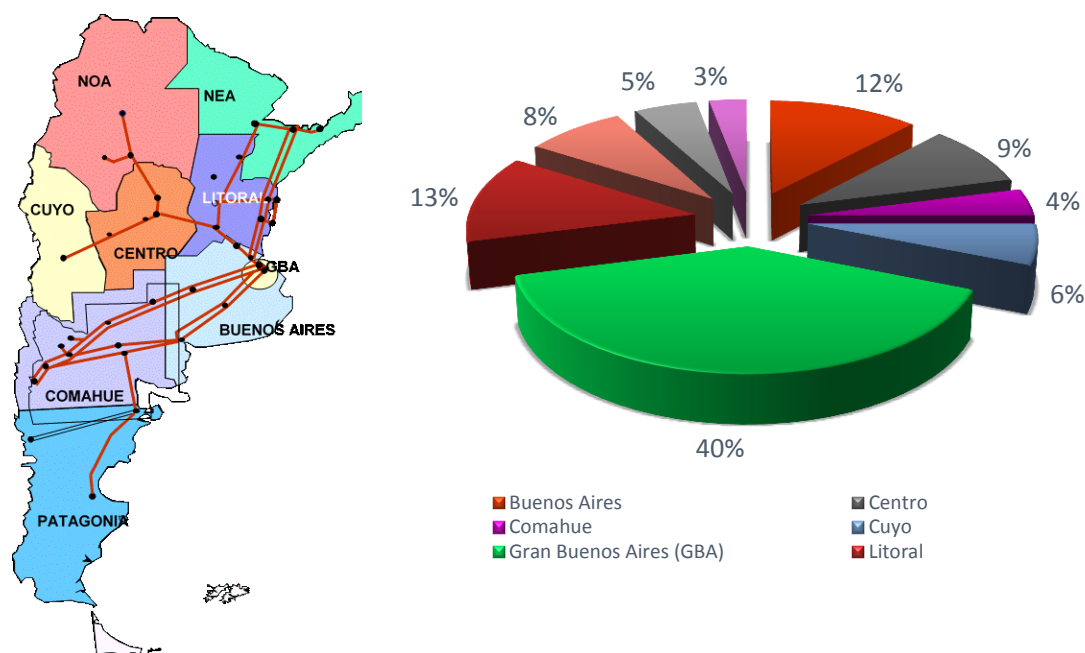


Figura 21 - Mercado Argentino – Regiões de Consumo

Fonte: Pampa Energia, 2014

Em termos de custos de energia elétrica, a Argentina é dividida no mercado livre (20%) e cativo (80%). As distribuidoras atuam em suas áreas de concessão e atendem os cativos. Os livres podem comprar a energia diretamente do vendedor e o resto paga exatamente igual aos cativos. A Tabela 6 apresenta os valores finais em algumas distribuidoras da Argentina em diferentes regiões de consumo para atendimento de consumidores industriais em valores consolidados do ano de 2011.

Tabela 6 - Tarifas Finais de Clientes Industriais - Argentina

Empresas	Região de Consumo	Custo Final (US\$/MWh)		
		Sem imposto	Com imposto sem IVA	Com imposto incluído IVA
EDELAP	Buenos Aires	\$26	\$28	\$35
EDEN	Buenos Aires	\$40	\$47	\$57
EDENOR	GBA e Buenos Aires	\$25	\$27	\$34
EDES	Buenos Aires	\$40	\$43	\$54
EDESUR	GBA e Buenos Aires	\$26	\$27	\$34
EDET	NOA	\$56	\$65	\$80
EMSA	NEA	\$57	\$57	\$73
ENERSA	Litoral	\$40	\$42	\$53
EPEN	Comahue	\$67	\$68	\$86

Fonte: EUROSTAT, 2014

Em resumo, o problema no mercado elétrico argentino é grave e começou com os efeitos econômicos da nação no início dos anos 2000. Existe uma combinação de dependência da hidroeletricidade, desinvestimentos no setor de gás para exploração e produção, rápido crescimento do mercado e o congelamento tarifário com inibição de novos investimentos.

A política energética é organizada da seguinte forma: a Secretaria de Energia, é responsável pela definição de políticas, enquanto o ENRE, Regulador Nacional de Energia Elétrica, é a entidade independente dentro da Secretaria de Energia responsável pela aplicação do quadro regulamentar estabelecido pela Lei 26.046 de 1991. ENRE é responsável pela regulação e supervisão geral do setor sob controle federal. Reguladores das províncias regulam as demais empresas. ENRE e os reguladores provinciais definem tarifas e fiscalizam o cumprimento das entidades de transmissão e distribuição reguladas com base na segurança, qualidade técnica e padrões ambientais. CAMMESA é o administrador do mercado atacadista de energia. Suas funções principais incluem a operação e expedição de geração e cálculo de preço no mercado à vista, a operação em tempo real do sistema elétrico e da administração das transações comerciais no mercado da eletricidade.

O CFEE, Conselho Federal de Energia Elétrica, criado em 1960, desempenha um papel muito importante no setor também. É o administrador de fundos que visam especificamente às operações de energia elétrica e é também um conselheiro dos Governos Provinciais em questões relacionadas com a indústria de energia, serviços de energia públicas e privadas nacionais e, prioridades na execução de novos projetos e estudos, concessões e autorizações, e as tarifas e preços de eletricidade. É também um conselheiro para alterações legislativas introduzidas na indústria de energia.

O setor de energia da Argentina é um dos mais competitivos e desregulamentados na América do Sul. No entanto, o fato de que a Secretaria de Energia tem poder de veto sobre CAMMESA tem o potencial de alterar o funcionamento do mercado competitivo. As funções de geração, transmissão e distribuição estão abertas para o setor privado, mas existem restrições à propriedade cruzada entre estas três funções. As Leis Argentinas garantem o acesso à rede, a fim de criar um ambiente competitivo e para permitir que os geradores para atender os clientes em qualquer lugar do país.

3.4.2 O Mercado Chileno – O Pioneiro

O sistema elétrico do Chile é composto por quatro sistemas isolados SING, Sistema Integrado do Norte Grande; SIC, Sistema Integrado Central; Aysén e Magallanes. Desses quatro sistemas, dois deles possuem centros de despacho (Norte Grande e Central). Esses centros de despacho operam coordenados com a vizinha CAMMESA na Argentina. Os sistemas de Aysén e Magallanes são isolados e possuem poucas empresas operando em suas áreas, que praticamente funcionam como monopólios. A grande concentração de empresas se dá nos dois primeiros sistemas interligados.

As grandes mineradoras se encontram no SING e as demais indústrias de porte no SIC. A participação da indústria no consumo chileno é expressiva, e chega a ser quase 70%. A Figura 22 apresenta uma noção de tamanho de cada mercado no Chile.

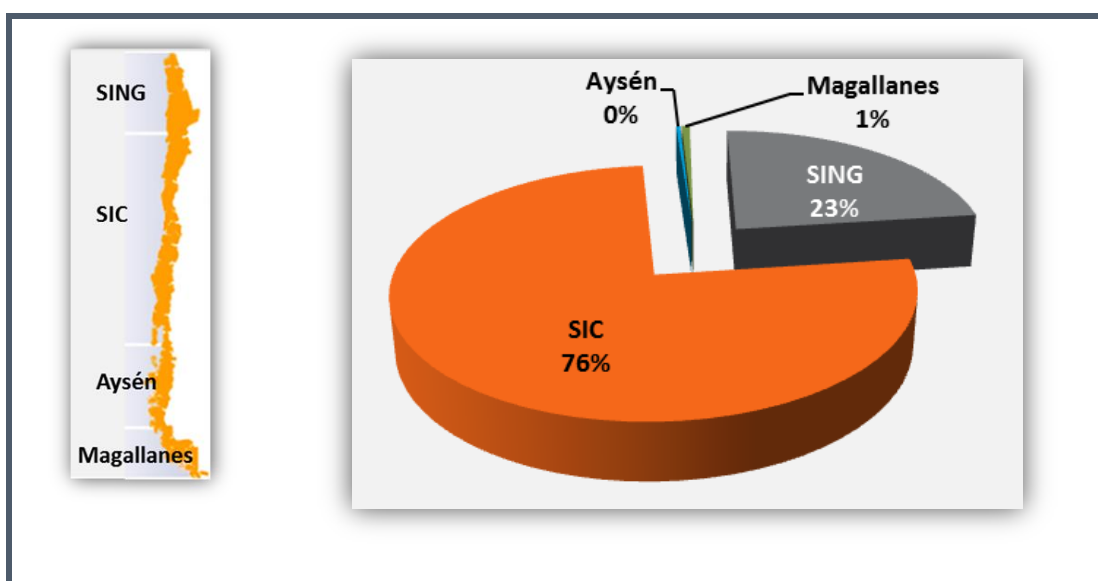


Figura 22 - Sistemas Elétricos e Mercados no Chile

Fonte: (EDEL MAG, 2014)

O Chile também implementou reformas na sua estrutura e propriedade das empresas de energia elétrica. Todas as empresas foram privatizadas e nos dois sistemas principais foi implantado um esquema competitivo nas atividades de geração e venda de energia para consumidores não regulados. As atividades de geração, transmissão e distribuição estão claramente definidas e independentes entre si.

O órgão responsável pela regulação, definição de políticas, elaborar e coordenar o planejamento, e zelar pelo funcionamento o mercado como um todo é a Comissão Nacional de Energia. Esse órgão é equivalente a uma combinação de MME e ANEEL no sistema brasileiro.

A gestão da operação dos sistemas interligados é feita diretamente pelos dois centros de despacho de carga. Esses centros de despacho fazem o acerto contábil da energia transacionada entre as empresas de geração e distribuição, em tempo real. Para essas empresas, as diferenças entre os valores reais e contratados são contabilizadas ao custo marginal, resultado da operação eficiente das plantas geradoras segundo seus custos de produção.

Basicamente existem dois preços de energia: nodal e o valor agregado de distribuição – VAD. O preço nodal vale para os níveis de geração e transmissão e são definidos, pela Comissão Nacional de Energia, para cada nó do sistema chileno. O preço nodal tem duas componentes:

- Preço da energia: média no tempo dos custos marginais de energia do sistema, considerando a operação econômica do sistema, para um período definido de estudo;
- Preço da potência de ponta: custo anual para o atendimento de cargas no horário de ponta, mantendo-se uma margem de reserva adequada.

O preço no nível de distribuição é calculado basicamente pela soma do preço nodal com os custos de serviço de distribuição em cada subestação da área da concessionária. O VAD é então calculado como uma tarifa média que considera os investimentos e os custos operacionais da empresa. O VAD é calculado a cada quatro anos pelo Ministério de Economia.

Os consumidores são divididos em duas categorias: livres e regulados. Os consumidores livres são aqueles que possuem demanda superior a 2 MW e podem escolher entre as empresas de geração ou distribuição para negociar o seu suprimento. A opção de ser consumidor livre ou cativo não existe para os consumidores acima de 2 MW, que são mandatoriamente livres. Aqueles entre 0,5 MW e 2 MW podem escolher se serão livres ou não. Os clientes livres corresponderam a um grande percentual do consumo total de energia elétrica no Chile. Os consumidores regulados são aqueles com demanda inferior a 2 MW, que optaram por ser cativos se maiores que 0,5 MW, e só negociam com as empresas de distribuição onde estão conectados, e se submetem a tarifa regulada.

A Figura 23 ilustra o percentual de cada tipo de consumidor nos mercados chilenos. Notar que o mercado SING, onde se situa as grandes mineradoras, é praticamente todo livre, o que corresponde ao consumo destas empresas.

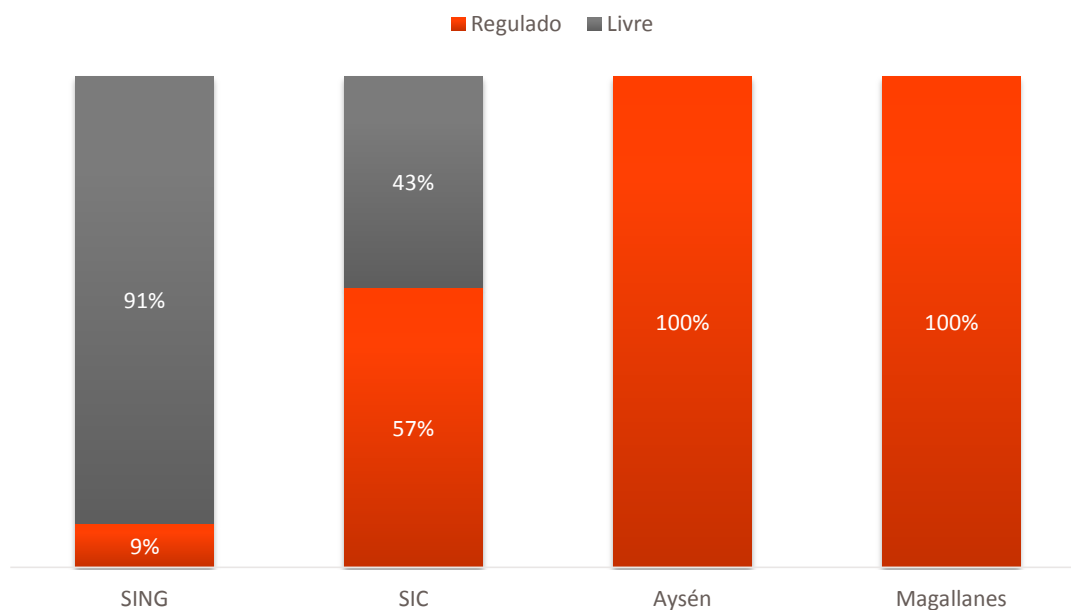


Figura 23 - Mercado Chileno – Livres e Regulados

Não existem informações disponíveis sobre ofertas de contratos financeiros derivativos para a gestão de riscos. Não é simples encontrar contratos bilaterais de longo prazo no mercado chileno. Os vendedores preferem atuar no mercado de curto prazo.

O mercado do Chile é estável do ponto de vista regulatório, dada sua longa experiência. Entretanto a segurança energética do país não é das melhores, pela dificuldade ou mesmo falta de recursos energéticos novos mais abundantes. Existe uma dependência muito grande na importação de insumos energéticos, tais como, o gás natural da Argentina, gás natural liquefeito no mercado do pacífico, ou carvão importado. Esta dependência de fontes externas de energia tem elevado o preço no mercado chileno.

A Figura 24 e a Figura 25 apresentam o histórico dos preços de energia e potência em barramentos do mercado SIC e SING. Notar que, houve um crescimento acentuado a partir de 2004/05 com o corte de gás natural importado da Argentina. Este patamar de preço se mantém alto desde então com o crescimento do custo do barril de petróleo, e a necessidade de importar gás natural através de terminais de GNL.

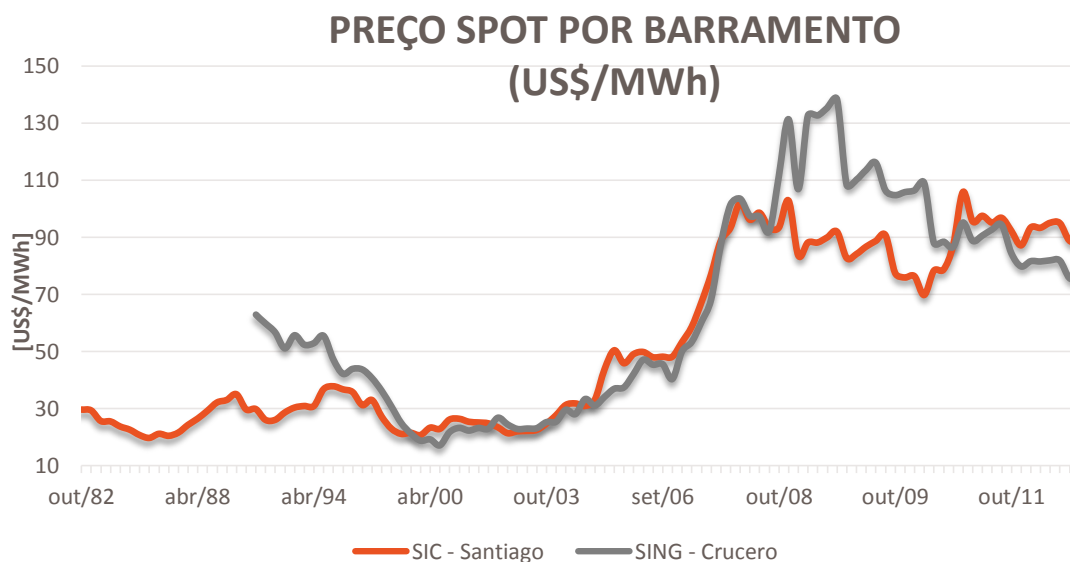


Figura 24 – Preços de Energia no Curto Prazo nos Mercados SIC e SING
Fonte: (Central Energía, 2014)

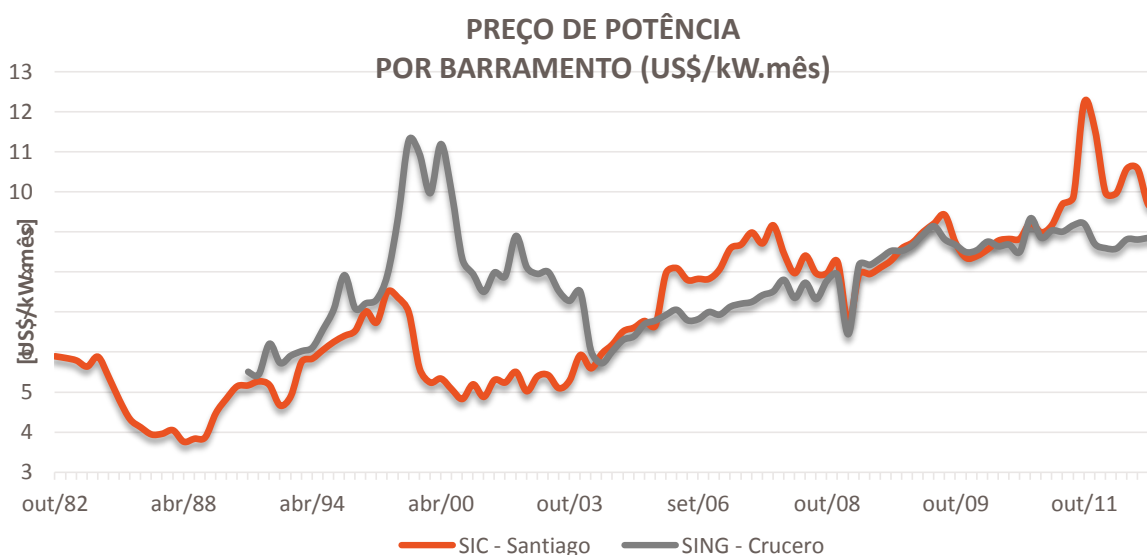


Figura 25 – Preços de Potência no Curto Prazo nos Mercados SIC e SING
Fonte: (Central Energía, 2014)

Um consumidor livre na alta tensão no Chile fica então submetido ao preço energia do mercado spot, ou um contrato bilateral negociado com o vendedor, mais o custo de transporte. Caso esteja conectado em redes de tensão menor na distribuição paga um adicional pelo uso da rede de distribuição.

Por exemplo, um consumidor livre conectado na alta tensão com um perfil de consumo constante (*flat*) estaria pagando em Abril de 2013 no SIC (Santiago) um custo de

US\$102,22/MWh e no SING (Crucero) um custo de US\$ 87,98 / MWh. Estes valores representam a soma do preço de energia e potência sem impostos. Um consumidor cativo (menor que 2 MW) nas distribuidoras chilenas estaria submetido (média de 2011) aos valores descritos na Tabela 7.

Tabela 7 - Custo Final Consumidores Cativos nas Distribuidoras Chilenas (US\$/MWh)

Empresas	Mercado de Consumo	Custo Final (US\$/MWh)		
		Sem imposto	Com imposto sem IVA	Com imposto incluído IVA
CGE	SIC	\$106	\$106	\$126
CHILECTRA	SIC	\$91	\$91	\$109
CONAFE	SING	\$123	\$123	\$146
EDELMAG	Magallanes	\$91	\$91	\$109
ELECDA	SING	\$111	\$111	\$132
ELIQSA	SING	\$113	\$113	\$134
EMELARI	SING	\$119	\$119	\$142
EMELAT	SING	\$145	\$145	\$172
EMELECTRIC	SIC	\$123	\$123	\$146
EMETAL	SIC	\$118	\$118	\$140

Fonte: (Central Energía, 2014)

Os custos aos consumidores chilenos são altos, dadas às características do sistema chileno de oferta de energia, muito dependente de importações. É um sistema muito evoluído comercialmente e bastante robusto do ponto de vista regulatório

4 OS AVANÇOS NO SISTEMA BRASILEIRO

4.1 O Modelo Competitivo Atual do Setor Elétrico Brasileiro

No Brasil a competição se implantou com a estrutura denominada “mercados paralelos”, onde coexistem os dois mercados de energia, mercado livre e o mercado cativo. Este processo começou a existir desde a Lei 9.074/95, que definiu a criação do consumidor livre de energia (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008).

A reformulação do setor elétrico brasileiro, ocorrida em 2004 e sustentada pela Lei 10.848/04 e pelo Decreto 5.163/04, manteve o mesmo conceito de “mercados paralelos” e adicionalmente definiu dois ambientes de comercialização: o ACR, Ambiente de Comercialização Regulado, e o ACL- Ambiente de Comercialização Livre. A principal diferença do ACR e ACL é a forma de aquisição de energia. No ACR a aquisição é feita principalmente através de leilões públicos, enquanto no ACL, é feita através da livre negociação. A compra e venda de energia pode ser direta, ou feita através dos comercializadores (TOLMASQUIM, 2011).

4.2 A Competição no Mercado Varejista Brasileiro

As estruturas dos modelos do setor elétrico avançaram desde o início da década de 80 saindo do “monopólio” passando pela “agência central de comercialização” e alcançou o “atacado” (TOLMASQUIM, 2011). A passagem para o modelo do “varejo” é uma programação de todas as estruturas mundiais mais avançadas, entretanto a sua implantação mais pragmática enfrenta algumas barreiras. Dentre as barreiras identificadas é possível citar:

- Os modelos tarifários no varejo não espelham totalmente os sinais de preço do atacado e, portanto não incentivam a redução do uso de energia ou da demanda no horário de ponta com base no preço;
- As concessionárias são premiadas pelos investimentos e aumento do mercado atendido, dado que demandas crescentes demandam tarifas crescentes e vendas crescentes de energia aumentam as receitas das concessionárias;

- A distribuição é construída para ser um elemento passivo de entrega de energia e faturamento, as redes apresentam um fluxo unidirecional e com margens de segurança significativas, com uma medição voltada apenas para o faturamento e fiscalização.

A missão de um modelo tarifário e comercial mais moderno é alcançar de forma mais objetiva a resposta da demanda no momento adequado (Gellings & Chamberlin, 1998). Para tal é necessário que se estabeleça paulatinamente os seguintes avanços:

- Desenvolver tarifas reguladas finais que reflitam melhor os preços do atacado com riscos inerentes ao consumidor final: (i) Tarifas com Patamares Diferenciados (*Inverted Tier*); (ii) Tarifas Horo-sazonais com Base de Preços (TOU – *time of use*); (iii) Tarifas de Picos Críticos (CPP – *Critical Peak Pricing*); (iv) Tarifas de Pico Virtuais - TOU com gatilhos de CPP (VPP- *Virtual Peak Pricing*); (v) Tarifas de Ofertas Virtuais – Aplicadas na Europa para Compras Segmentadas no Médio Prazo; (vi) Tarifas em Tempo Real - Precificação Dinâmica (RTP- *real time pricing*) (Andersen, Jensen, & Larsen, 2006).
- Produtos e relações comerciais mais modernas: (i) crédito e pré-pagamento da energia; (ii) compartilhamento de investimentos de modernização e conforto; (iii) venda da confiabilidade acima do padrão; (iv) fornecimento de serviços de eficiência energética e descontos para clientes dispostos a sofrer restrições de demanda em períodos críticos; (vi) certificados de energia, como propulsor de relações comerciais mais líquidas (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)
- Estratégias para abertura do varejo ao mercado competitivo: (i) aumentar a parcela de elegíveis à competição no varejo como contraposição comercial à melhoria do atendimento aos consumidores regulados; (ii) viabilizar agentes e produtos que se enquadrem nas necessidades do varejo.

A busca na resposta do varejo não precisa necessariamente passar somente pela abertura à competição de todo o mercado regulado. As distribuidoras podem participar como desenvolvedoras de produtos mais modernos ao varejo, com uma segmentação regulatória apropriada de serviços, de forma a oferecer ao mercado seu “cardápio” tarifário.

A ANEEL está implantando as chamadas “bandeiras tarifárias” no mercado cativo, buscando refletir rapidamente no consumidor final sinais de preços no atacado aos quais as

distribuidoras estejam submetidas. Valores baixos no atacado não mudam a tarifa final e, ao contrário, valores mais altos estarão sendo repassados aos consumidores através de um adicional na tarifa. Este é um avanço que deverá dar alguma oportunidade a resposta da demanda.

No sistema brasileiro já há uma separação das parcelas “uso - fio” e “energia (TE)”, porém o modelo tarifário pode ser mais aprimorado com sinais firmes de energia na TE. Os contratos de “Disponibilidade” dos LEN, leilões de energia nova, compram energia reconhecendo estas diferenças e admitem o repasse futuro dos custos de operacionais da oferta numa forma variável. Esta atualmente é uma oportunidade para o ACR, em que se poderia discretizar os consumidores que optam por estarem submetidos a este custo operacional variável.

As estratégias da expansão com resposta da demanda também podem ser implantadas nos procedimentos do LEN na requisição de demanda futura das concessionárias de distribuição. De forma geral, todas as parcelas que formam a TE, definidas na Resolução ANEEL nº 166/05, seriam passíveis de uma resposta da demanda. A resposta do mercado não é homogênea, pela aversão ao risco de cada segmento e perfil de operação e controle de cada consumidor. O fato é que as “portas estarão abertas” para a resposta da demanda.

As mudanças tecnológicas podem alterar o cenário industrial, possibilitando a produção de novos ou melhores produtos a custos menores e a abertura de fronteiras industriais (Thompson, 1992). A infraestrutura atualmente existente nas redes de energia do Brasil ainda está em fase de desenvolvimento. A implantação de redes de nova geração é justificada na medida em que a viabilização de micro geração distribuída possibilitar a conexão de grupos de clientes no varejo em micro redes, que proverão a confiabilidade necessária para o sistema e proporcionarão a migração direta da tecnologia atual para a de *smart grids* (Gellings C. , 2009). Dessa forma o mercado de varejo é atendido diretamente pelas ofertas no varejo. Esta é uma tendência mundial e o trabalho deve investigar qual a maneira de se atingir evolução.

4.3 O Mercado Livre de Energia – Brasil

4.3.1 Contexto Atual

O consumidor livre tem importância fundamental e crescente no desenvolvimento eficiente do setor, como atestam todos os movimentos de modernização do arranjo institucional no mundo, sem distinção de matiz político ou de predominância de capitais - públicos ou privados. Na realidade o grande consumidor eletrointensivo no mercado livre é o fiel da balança dos preços no setor elétrico. É o único segmento que apresenta um objetivo inequívoco – “aperfeiçoar ao máximo sua compra de energia elétrica”. Os demais são produtores, repassadores ou consumidores sem regulados sem opção de escolha. O benefício da existência do livre é óbvio, o controle de preços baseado no mercado. Claramente é um ganho extraordinário para os consumidores livres, porém todos os demais consumidores são beneficiados pelo controle de preços (MELLO, 2010).

O governo brasileiro, visando o desenvolvimento do setor elétrico em termos equilibrados, conduziu esta questão da abertura para a competição de forma exemplar. É uma tendência praticamente irreversível em um grande número de países.

No Brasil, desde 1995 com a Lei 9.074 é possível se tornar um consumidor livre. O processo de migração para a liberdade de mercado foi lento em seu início. Acelerou-se após o racionamento de 2001, onde se ofereceu oportunidades de preço de energia mais atraente com o excesso de oferta, e atinge hoje cerca de 30% do mercado nacional – quase seu limite máximo regulatório hoje estimado em 35%. A flexibilidade operativa e comercial que o mercado livre reserva aos grandes consumidores possibilita a otimização dos processos de aquisição e uso de energia; e, com certeza, leva a uma redução intrínseca de custos e um aumento da competitividade da indústria nacional. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)

Alternativamente, alguns dos grandes consumidores ainda decidiram pela compra ou construção de ativos para a autogeração, investindo recursos próprios tão importantes para o seu negócio visando preservar a sua competitividade no insumo energia. A evolução do ACL para o segmento consumo foi sensível e estratégica, já que os consumidores cativos não possuem uma opção completa de escolha, dado que estão completamente sujeitos às tarifas reguladas pela ANEEL. (MELLO, 2010)

4.3.2 O Espaço Mercantil no Brasil

No Brasil, a CCEE, Camara de Comercialização de Energia Elétrica, funciona apenas como uma câmara de compensação mandatória de todas as transações de energia no atacado. O ONS assume parcialmente a função de *pool* no que tange as questões de operação e administração da transmissão. O ONS foi desenhado para atuar com a missão de *tight pool* e os geradores devem seguir sua ordem de despacho em prol da chamada “otimização energética” do sistema.

A CCEE incorpora a função de formação de preço *spot*, ou PLD, preço de liquidação das diferenças. Este PLD não é função de uma oferta dos agentes do mercado – geradores e carga -e sim um reflexo das condições de operação do sistema. Desta forma, não incorpora nenhuma tendência do mercado e suas condições financeiras, porém procura refletir o valor (ou custo) da energia através do balanço oferta e demanda física coordenada pelo ONS. Apesar das características singulares do sistema brasileiro, com uma influência enorme das condições hidrológicas, notadamente faltam mecanismos de mercado para que agentes possam administrar seus riscos, e no futuro colaborar para uma formação de preço para o mercado. (CCEE, 2012)

Uma bolsa de energia com instrumentos padronizados é uma lacuna importante no atual modelo brasileiro. Seria fundamental preenchê-la não só para aumentar a liquidez nas transações de curto, médio e longo prazo, mas também para dar maior transparência na formação dos preços de energia e criar mecanismos para o gerenciamento de riscos pelos agentes.

Atualmente o Brasil conta com duas bolsas de energia, que atualmente funcionam apenas como plataformas eletrônicas de negociação de energia, a BRIX e o BBCE - Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia. A BRIX, que tem entre os sócios a ICE Intercontinental Exchange, em operação desde julho de 2011 enquanto o BBCE, controlado por 13 sócios do setor de comercialização de energia que opera desde março de 2012.

A BRIX atualmente oferece os produtos padronizados (BRIX, 2014) e tem atualmente como meta implantar uma câmara de compensação (*clearing house*), como segue:

- Contratos mensais BRIX Spot – disponíveis para o mês corrente e até 36 meses futuros
- Contratos trimestrais – disponíveis para o trimestre corrente e até 11 trimestres futuros
- Contratos semestrais – disponíveis para o semestre corrente e até cinco semestres futuros
- Contratos anuais – disponíveis para até dois anos futuros
- Swaps – Permite a troca de energia para diversos produtos e submercados
- Collar – Permite melhor controle de risco do preço final negociado

As negociações podem ter preço fixo ou variável:

- "preço fixo" – oferta em R\$/MWh
- "preço variável" – oferta em R\$/MWh na forma do prêmio sobre o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) divulgado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Todos os contratos estão disponíveis para energia de fonte "convencional" ou "incentivada", e com entrega em todos os submercados (SE-CO, S, NE e N).

A BBCE atualmente oferece produtos similares aos da BRIX e opera com módulos integrados e complementares (BBCE, 2014):

- Balcão Multilateral - No balcão organizado para transações multilaterais, os participantes inserem ofertas de compra e venda de contratos de energia, inicialmente de curto prazo e têm acesso aos índices de preços do mercado.
- Formalização de contratos com certificação digital: O serviço de formalização eletrônica de contratos com certificação digital é pioneiro no mercado e proporciona um ganho expressivo em agilidade, controle e redução de custos nas transações do mercado livre.

As duas plataformas ainda necessitam criar uma câmara de compensação ou se associar a uma já existente para serem bolsas efetivamente, assunto que deverá ser desenvolvido pelas duas plataformas em um curto espaço de tempo.

O ambiente da bolsa cria também uma excelente referência para a área de financiamento. Dentre os instrumentos de financiamento utilizados pelo setor, além dos tradicionais como

ações, debêntures e linhas de crédito do mercado de capitais, seria possível organizar a venda antecipada da energia a ser gerada e consumida quando da realização dos investimentos.

A ABRACEEL iniciou um processo com a BM&F em 2005-06 de capturar o mercado à vista com operações de venda “ex-post”, que é um ambiente de tradição para negócios no curto-prazo no Brasil. Não houve um volume significativo de operações e o processo foi suspenso. Foi uma tentativa legítima de criar um mercado à vista. Não obstante, a “Bolsa de Energia Brasil” é uma necessidade atual do mercado, para que se promova um ambiente com agilidade, eficiência e liquidez, e com isso possibilite a atuação de entidades de gestão de risco e investimentos, seguindo os passos de sucesso do NordPool e outras bolsas europeias. O ambiente da bolsa seria um espaço vital para negociação de derivativos e mercado futuro de energia elétrica. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)

Uma das grandes dificuldades no mercado de energia elétrica brasileiro é o conceito de precificação no curto prazo, onde os preços não são formados pelas expectativas dos agentes, mas por cálculos matemáticos feitos por programas de computador, com procedimentos operacionais do ONS.

Em adição a estrutura de “mercados paralelos”, em que o mercado consumidor se divide no ACR e ACL, inclui alguma dificuldade para uma exploração mais maciça do mercado elegível, o especial com maior ênfase, que se encontra pendente entre os ambientes ACR e ACL, e paulatinamente toma posições no ACL. Entretanto este é um mercado de “varejo” e mais do que nenhum outro precisa de um espaço de conforto, com operações comerciais padronizadas, como uma bolsa de energia.

4.4 Implantação de Ferramentas de Mercado.

As práticas operacionais do mercado do ACL necessitam também de uma revisão para que os agentes que atuam neste mercado tenham maior liberdade e liquidez nas suas operações. As bolsas de energia fornecem mecanismos transparentes de operação aberto a todos os agentes, dando ao mesmo tempo transparência, anonimato das transações, igualdade de tratamento, regras desenhadas com a visão sistêmica harmonizada com as restrições físicas, prevenção da manipulação do mercado através do monitoramento e robustez ao para o acompanhamento regulatório. As bolsas têm o papel de criar a confiança no mercado dando a correta ponderação entre a liberdade e a segurança. Monitoramento das margens dos agentes,

liquidez, blindagem contra posições abertas, consolidação das margens para fechamento da posição de todos, e respeito ao marco regulatório fazem parte desta missão de equilíbrio. (Erdogdu, 2010)

O ambiente da bolsa cria também uma excelente referência para a área de financiamento. Dentre os instrumentos de financiamento utilizados pelo setor, além dos tradicionais como ações, debêntures e linhas de crédito do mercado de capitais, seria possível organizar a venda antecipada da energia a ser gerada e consumida quando da realização dos investimentos.

O mercado financeiro é o ambiente mais adequado para o desenvolvimento de uma “Bolsa de Energia” para o mercado brasileiro, pela sua experiência, tradição e confiança. Na bolsa poderiam ser colocados os seguintes produtos para o mercado: (MELLO, 2010)

- Contratos a termo padronizados onde se estabelece de antemão o valor de energia futura, com preço negociado em pregão eletrônico, e o momento do pagamento normalmente ocorre na data da operação.
- Mercado futuro de energia criando um ambiente de contratos a futuro de energia, onde o valor do portfólio de um dado participante é calculado diariamente (marcado pelo mercado), refletindo as mudanças nos preços de mercado (spot) dos contratos. Estas mudanças no valor do portfólio são liquidadas financeiramente entre o comprador e o vendedor através de “chamadas de margem”, permitindo ao administrador do portfólio realizar imediatamente as valorizações ou depreciações de seus ativos.
- Mercado de opções onde nas opções de compra, o vendedor de um contrato irá normalmente converter (*swap*) o preço spot em um preço de exercício acordado fixo, quando o preço spot está acima deste nível. Desta forma, o comprador do contrato fica protegido contra preços acima do preço de exercício, e pela proteção financeira, o vendedor recebe uma taxa, normalmente paga no início do contrato. A opção de venda dá o direito ao comprador da opção de vender energia a um preço acordado fixo de antemão, e assim, o comprador do contrato se protege de uma oscilação negativa de preços. Para este direito de proteção de queda de preços, o comprador paga ao vendedor um prêmio (taxa) que remunera o risco do vendedor de estar assumindo a obrigação de comprar a um determinado preço caso o preço vigente de mercado esteja abaixo do referenciado no contrato de opção.

- Contratos por Diferença ou *Swaps* com o padrão de “duas mãos”, um espelho nas propriedades de conversões (*swaps*) fixas para taxas flutuantes no mundo financeiro. Com uma conversão de duas mãos, ambas as partes convertem o preço spot em um preço de exercício acordado fixo, dependendo se o preço spot está acima ou abaixo deste nível. Nos contratos por diferença em energia estabelece a liquidação física de energia em períodos temporais diferentes. Uma das partes se compromete a estar entregando energia em um período e recebendo energia no período seguinte.

Num mercado à vista, as transações spot são normalmente praticadas em bolsas de energia (ou mesmo *Power Pools* controlados por operadores) e estão relacionadas à entrega física. O mercado à vista deveria surgir como o de última instância para liquidação da energia produzida, isto é, caso não sejam feitos contratos bilaterais para uso desta energia. (Genc, 2010) Entretanto o mercado brasileiro não tem esta referência e o PLD feito por computador assume este papel, sendo utilizado de maneira equivocada como um preço de mercado para diferenças, embora muito atrelado a operação do sistema e dos comandos do seu operador. Uma estratégia racional do mercado é tornar o PLD cada vez mais um objeto útil ao mercado à vista.

4.5 Atuais Desafios no Mercado Competitivo Brasileiro

Os pilares de concepção do modelo do mercado brasileiro são: (i) garantir a segurança no suprimento, (ii) promover a modicidade tarifária e de preço e (iii) promover a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica. (CCEE, 2012) O ambiente de Contratação Livre - ACL é dominado por transações de mercado de balcão (OTC, *Over the Counter*) e sofre de dificuldades típicas de mercados desorganizados, tais como assimetria de informação e baixa liquidez. Sem sinais confiáveis de preços de longo prazo e sem segurança financeira, que são condições necessárias para viabilizar o investimento, o desenho atual do ACL não contribui para a segurança do suprimento de forma sustentável, independentemente de seu importante papel em termos de redução de custos no curto prazo.

Há grande necessidade de desenvolvimento para o mercado de eletricidade brasileiro, a fim de se alcançar um ambiente de negócios propício para investimentos de longo prazo em geração, visando uma solução de segurança no suprimento que inclua o ACL. A conclusão é que um

mercado organizado, com formação de preços transparente e financeiramente seguro pode induzir o comportamento desejado.

A expansão do mercado de energia é óbvia e necessária para o país desenvolver sua indústria e sua economia. O que se nota, no âmbito nacional, é que o mercado regulado é o *driver* do crescimento da infraestrutura de geração de energia, notadamente das fontes incentivadas como as pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar, biogás e resíduos sólidos, enquanto o mercado livre se desenvolve numa proporção menor.

A CARTA DE FLORIANÓPOLIS (ABRACEEL; ABIAPE; ABRACE; ANACE; APMPE; APINE, 2009) congrega medidas recomendadas pelas principais associações do setor elétrico brasileiro, que reúnem a síntese das ações estruturais e conjunturais que servem de alicerce para o desenvolvimento do Mercado Livre de energia brasileiro, objeto deste trabalho. O documento lista dez pontos que são defendidos pelas entidades, entre eles, a realização de alterações em leilões de concessão, com isonomia no acesso à energia entre cativos e livres; acesso isonômico à energia existente; a criação de certificados de energia; e o aperfeiçoamento do mecanismo de formação de preços.

- i. ***Alterações nos leilões de concessão:*** isonomia no acesso à energia elétrica destinada aos mercados livre e cativo e na participação dos autoprodutores, consumidores livres e comercializadores também como compradores nos leilões de expansão, mediante o oferecimento de garantias adequadas. Para a participação de autoprodutores é necessária também uma maior flexibilidade na estrutura societária dos projetos, como a possibilidade da constituição de uma SPE para o ambiente regulado e outra para o livre;
- ii. ***Acesso isonômico à energia existente:*** o tratamento das concessões de geração vincendas deve preservar e promover a sustentabilidade, o equilíbrio e a isonomia entre os mercados cativo e livre, e ser conduzida em benefício dos dois ambientes de contratação (modicidade de tarifas e preços estabelecida na Lei 10.848/04 e Decreto 5.163/04). Adicionalmente, a forma de captura do benefício não deve perturbar a informação sobre o preço da energia, para não distorcer as decisões de produção, consumo e investimento;
- iii. ***Maior liquidez no Mercado:*** a possibilidade de venda livre de sobras de contratos de consumidores fortalecerá a contratação de longo prazo, contribuindo para a expansão da oferta e para sanar a maior dificuldade do mercado livre, que é

justamente não poder dispor da geração necessária à sua expansão. A criação de instrumentos de contratação que incentivem à participação de novos agentes, especialmente aqueles vinculados a organizações financeiras, tem grande potencial de viabilização de novos empreendimentos e para a liquidez das operações, que, por sua vez, podem ser apoiadas por mecanismos como fundos de mutualização. Uma política de Oferta Pública de Energia poderia ser aplicada, com o lançamento de títulos conversíveis em energia elétrica por novos empreendimentos. Esses títulos seriam negociados livremente em um mercado secundário e seus portadores teriam a opção de reverter o papel em um contrato bilateral na CCEE;

- iv. ***Certificados de Energia Elétrica (CEE):*** *a liquidez e a garantia de energia oferecidas pelos CEE possibilitarão a atração de novos agentes interessados em aplicar na expansão da geração para o mercado livre convencional e de energia incentivada, criando condições para que estruturas societárias mais sofisticadas possam investir no mercado livre e participar do desenvolvimento do setor elétrico como um todo. O CEE é um ativo financeiro, ou seja, não implica no compromisso de entrega física de energia elétrica, mas possui responsabilidade contratual, representando um direito de crédito ao portador, lastreado por Garantia Física de ativos de geração e submetendo-se à regulamentação da CVM por se tratar de um título de valor mobiliário;*
- v. ***Maior sinergia e isonomia entre mercado livre e cativo:*** *precisam ser corrigidas as diferenças de tratamento entre consumidores livres e cativos, como o acesso à energia nova e existente e o tratamento das penalidades de lastro, que distorcem a percepção de competitividade entre os dois ambientes e, conseqüentemente, as decisões de migração, contratação, produção e consumo. Também precisa ser assegurada uma maior sinergia entre os dois mercados, permitindo entre eles o fluxo de excedentes em benefício dos agentes setoriais e dos consumidores, tanto livres quanto cativos;*
- vi. ***Formação de preços:*** *o País já está suficientemente maduro para modernizar o mecanismo de precificação, estabelecendo regras que permitam uma maior participação dos agentes na formação de preços, com base em suas expectativas, como já ocorre em outros mercados. Mesmo antes da implantação dos preços formados pelo mercado, o que exigirá o desenho de uma fase de transição, os*

mecanismos atuais devem ser aperfeiçoados, para melhor alinhar seus resultados aos custos marginais de operação e expansão;

- vii. **Regras mais transparentes no tratamento da segurança do sistema:** *os mecanismos atuais de segurança adicional do sistema desestimulam a contratação no ACL, distorcem decisões de produção e de consumo, impactando os mercados livre e cativo e a eficiência do setor. Compreendemos as razões técnicas relacionadas com a segurança do sistema e as dificuldades operativas, mas, ao mesmo tempo, entendemos que a precificação para o mercado não pode ser penalizada com a adoção de medidas em excesso;*
- viii. **Participação da demanda no mercado:** *não podemos desacreditar na força e no potencial do papel dos consumidores. Através de uma correta sinalização de preços e da criação de instrumentos que incentivem e ampliem a reação dos consumidores livres e cativos, como leilões de redução de demanda e de eficiência energética, o País pode aumentar a eficiência do setor, produzindo um gerenciamento mais dinâmico da demanda, otimizando a utilização dos ativos do setor elétrico e a sinergia com os demais segmentos energéticos e reduzindo o custo da energia para os consumidores finais;*
- ix. **Criação de instrumentos financeiros e sistema escritural de contratos eletrônicos:** *o Brasil dispõe de um mercado financeiro extremamente sofisticado e eficiente, que pode ser um aliado do setor elétrico. É possível criar um mercado de balcão organizado, que permita a contratação de energia indexada a variáveis de mercado: PLD por submercados, IGPM, IPCA, etc., tendo como consequência novos entrantes na cadeia de comercialização do mercado livre, como já se verifica em outros países. A operacionalização de uma carteira de swaps e contratos de lastro proporcionará adequado hedge de preços e ótima alocação do lastro de mercado. Um sistema escritural de contratos eletrônicos facilitará as operações de balanço de carga com contratos de adesão, qualificação de operadores, procedimentos de negociação pré-formatados, governança no trato e divulgação das informações;*
- x. **Ampliação do mercado livre:** *o mercado está consolidado e pronto para aumentar a sua participação na economia brasileira e agregar novos consumidores que possam usufruir dos seus benefícios e contribuir para o desenvolvimento e a eficiência do setor elétrico. Essa situação se fortalece com o aperfeiçoamento do mecanismo de garantias financeiras no âmbito da CCEE, o amadurecimento e*

qualificação crescentes dos próprios agentes e consumidores e com a experiência positiva na gestão do mercado de energia incentivada. (ABRACEEL; ABIAPE; ABRACE; ANACE; APMPE; APINE, 2009)

4.6 O Mercado Brasileiro e Outros – Comparações

O mercado brasileiro foi desenhado e construído em meados da década de 90. As principais características da operação e expansão foram mantidas, e com isto o mercado brasileiro possui processos bastante diferentes de outros mercados competitivos. Uma boa base de comparação é o mercado europeu, que possui práticas similares aos demais mercados mundiais, com ligeiras adaptações regionais (CCEE, 2012).

O desenvolvimento do mercado europeu foi alcançado paulatinamente em compasso com as metas da comissão europeia (vontade política), incentivos às práticas de um mercado robusto e seguro para todos, e isonomia a todos consumidores. Os mercados europeus apresentam em grande parte características comuns: (Belyaev, 2010)

- Despacho da produção baseado em oferta de preços do mercado (geração e demanda)
- Preço do mercado de curto prazo (*spot*) formado pelas ofertas
- Alta liquidez das operações – com maior ênfase no curto e médio prazo
- Convivência do mercado bilateral (OTC, *Over the Counter*) com bolsas de energia (PT, *Power Exchanges*)
- Separação real nas empresas que são dedicadas as operações de geração, transmissão, distribuição e comercialização. As concessionárias tradicionais do mercado cativo se tornaram grandes empresas de comercialização com a agregação de cargas e competem diretamente com os demais agentes do mercado
- Divisão clara da atuação dos agentes de atacado (*wholesale*) e varejo (*retail*)
- O mercado de varejo se posiciona no atacado através dos seus representantes – agregadores, *traders*, *brokers* – e as grandes cargas industriais podem escolher ir ao atacado direto
- Mercado futuro com posições *forward* e futuros – físico e financeiro
- Liquidação através de *clearing houses* conectadas às bolsas de energia com possibilidade de receber também de forma voluntária as transações bilaterais (OTC)

- Vontade política, credibilidade, transparência e isonomia são as características mais marcantes dos mercados europeus.

O desenvolvimento futuro é a integração completa de todo mercado europeu formando o mercado Pan-europeu, pois os mercados europeus não são totalmente coordenados na sua operação, ao contrário do sistema brasileiro. Entretanto possuem normas e procedimentos que possibilitam a comercialização entre fronteiras, conectadas com o mercado financeiro. A Figura 26 apresenta um esquemático de entidades e produtos envolvidos na comercialização de energia nos mercados europeus.

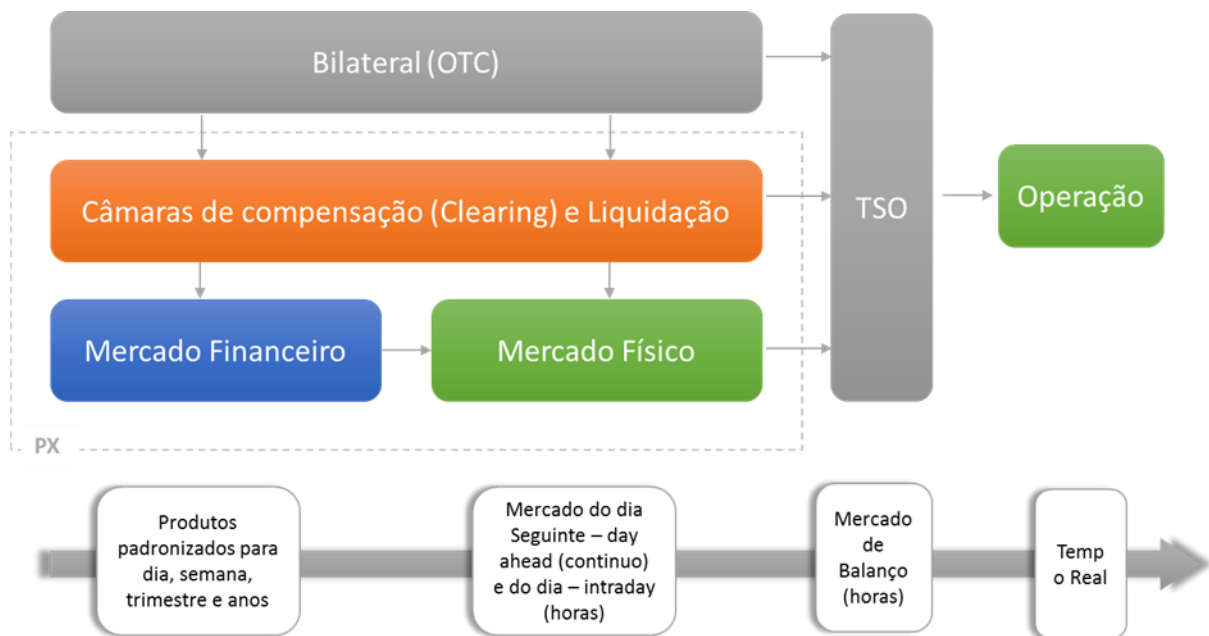


Figura 26 - Processos no Mercado Europeu

Fonte: Adaptado de (Nord Pool Spot, 2014)

O TSO, *Transmission System Operator* incorpora as seguintes funções: (i) Proprietário dos ativos de transmissão, responsável pela expansão e O&M, Operação e Manutenção; (ii) Gestão e operação do sistema interligado; (iii) Fechamento diário do mercado de balanço comercial geração e demanda – mercado residual de última instância – onde o preço é fechado com base nas declarações do *day-ahead* e do *intraday*. (Nord Pool Spot, 2014) Estas funções no Brasil podem ser comparadas com as seguintes instituições: (i) Transmissoras; (ii) ONS; (iii) CCEE. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

O mercado de balanço é muito marginal devido ao bom número de alternativas do mercado se posicionar antes da operação em tempo real e ao compromisso dos agentes de mercado de

declarações fidedignas de seu desempenho ao operador. A arbitragem na oferta de preços ao operador por sua vez é permitida.

O mercado físico é formado por duas janelas – o mercado *day-ahead* e o *intraday* – conforme descrito a seguir: (Nord Pool Spot, 2014)

- O mercado *day-ahead* fica aberto continuamente para ofertas de venda e compra com uma meta definida (data de operação). Na tarde anterior do dia-meta se encerram as ofertas. As bolsas (PX) possuem ferramentas de fechamento de balanço padrão leilão, que definem a programação de seus agentes junto com preço do mercado para as próximas 24 horas do dia-seguinte. As bolsas (PX) enviam a programação de seus agentes ao TSO para operação do dia seguinte. A participação é voluntária
- O mercado *intraday* fica aberto continuamente tendo como meta cada hora do dia da operação para ajustes de ofertas de balanço diário e ligeiras mudanças na programação definida no mercado *day-ahead*

O mercado financeiro é utilizado para fazer *hedge* de preços e gestão de risco adotando contratos *forward* e futuros. Existem diversos períodos para os produtos, por exemplo, diários, semanais, mensais, trimestrais e anuais. O preço de referência das operações financeiras é o preço spot do mercado físico. Os produtos financeiros não exigem a entrega física da energia.

Os contratos *forward* funcionam como *hedge* contra a variação de preços no mercado do dia seguinte - *day-ahead*. A liquidação é realizada na data da entrega. Os contratos futuros possuem contabilização diária baseado numa valoração marcada a mercado (*mark-to-market valuation*) ao longo do período de comercialização.

O mercado financeiro é um mercado complementar importante que busca dar eficiência ao mercado físico com arbitragem, liquidez e referência futura para posições “abertas” dos agentes de mercado.

As câmaras de compensação (*clearing houses*) e liquidação são instrumentos muito importantes para a consolidação dos mercados da Europa. A credibilidade, segurança e promoção de um ambiente confiável para todos os agentes foram alcançados com estes instrumentos. Percebem-se critérios do mercado financeiro para definição de margens e colaterais voltada ao mercado de energia elétrica. As facilidades de conexão direta com o mercado financeiro através dos bancos transformam as câmaras num ambiente ágil e seguro. (Nord Pool Spot, 2014)

As câmaras são instrumentos necessários nas transações anônimas nas bolsas de energia atuando como contraparte com garantia de operações sem risco de crédito. O mercado bilateral, de forma voluntária com instrumentos de adesão, também pode se apropriar dos mesmos benefícios de uma câmara de compensação e liquidação segura e confiável. A liquidez do mercado cresce com estes instrumentos confiáveis, atraindo diversos novos agentes. A experiência europeia demonstra isto com adesão ao mercado de grandes casas bancárias, grandes concessionárias de diversos segmentos e fundos de investimento.

O mercado de contratos bilaterais (OTC) se desenvolve em paralelo as transações nas bolsas (PX). É um mercado específico de fechamento de posições entre os agentes de mercado para a compra e venda de energia na forma ajustada entre as partes.

O período do contrato é estabelecido e informado ao TSO para efeito de registro. O mercado bilateral não forma o preço de curto prazo e as declarações são utilizadas para efeito do despacho e balanço físico do mercado.

O mercado bilateral pode se utilizar das ferramentas disponíveis nas bolsas, tais como as câmaras de compensação e liquidação e os mercados financeiros para gestão de riscos.

O volume de transações no bilateral não é uniforme entre os mercados, por exemplo, é menor na Escandinávia e maior no mercado França e Alemanha. De forma geral no mercado europeu a busca por posições de longo prazo, seja nas bolsas ou nos bilaterais, é muito pequena. A grande confiança no mercado de curto e médio prazo e nos seus sinais de preço torna desnecessária e arriscada fechar posições de longas no mercado. Notar que estas são práticas bem diferentes no mercado brasileiro.

A Figura 27 oferece uma comparação ilustrativa dos mercados brasileiros e europeus. Nota-se claramente grandes diferenças na arquitetura de cada um dos mercados.

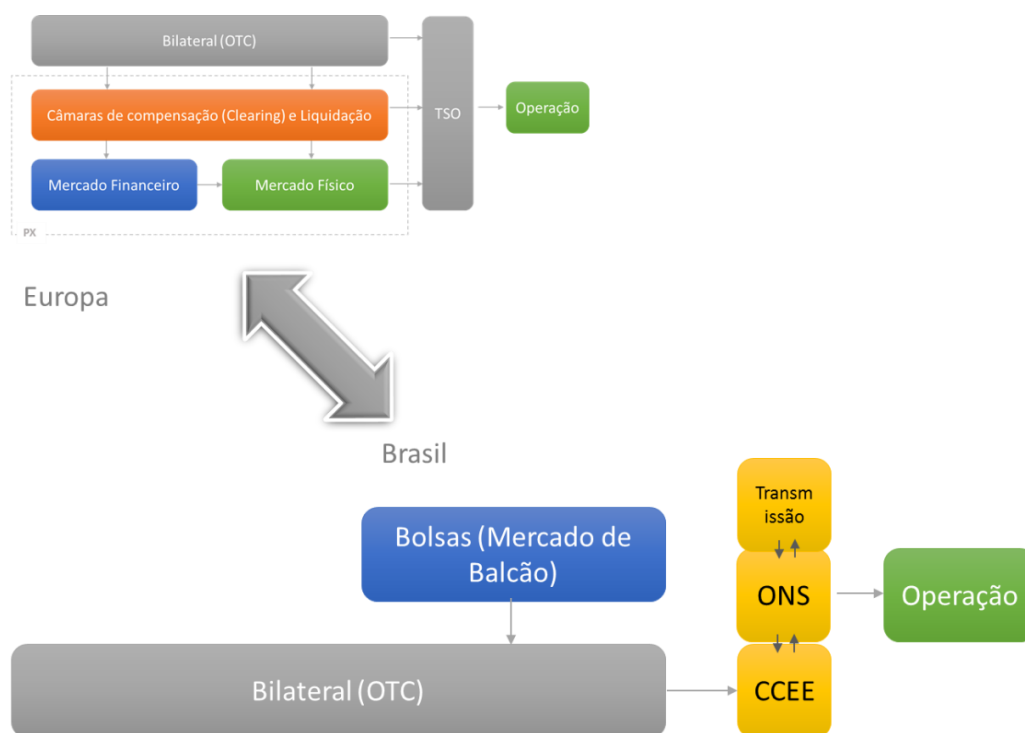


Figura 27 - Comparação dos Mercados Brasileiros e Europeus

Fonte: Adaptado de (Nord Pool Spot, 2014) e Autora

Os modelos de mercado são aderentes às características de cada setor elétrico - Brasil (grandes hidrelétricas) e Europa (mix de energias). Entretanto respeitando alguns dos limites do setor nacional (ONS – *tight pool*) é possível trazer instrumentos do mercado europeu que tragam melhorias ao mercado brasileiro, que principalmente tragam confiança e segurança aos agentes e ao governo.

O modelo brasileiro foi desenhado em meados da década de 90 e sofreu ajustes em 2004, priorizando leilões públicos para posições de longo prazo das distribuidoras, mas mantendo os mercados paralelos (regulado e livre) com livre opção. As bases principais do desenho original são as mesmas até hoje:

- Despacho centralizado baseado em minimização de custos alcançado por modelo computacional buscando preservar os ganhos da otimização hidrotérmica, sem participação dos agentes na formação do despacho e por consequência do preço de curto prazo.
- Devido a este princípio básico se desacoplou a operação da comercialização criando o lastro de venda no mercado para todos os geradores, a chamada garantia física (GF)
- O mercado brasileiro é um mercado puramente financeiro sem compromisso físico da entrega da energia contratada entre as partes – vendedora e comprador

- O compromisso físico é verificado de forma independente para o lado gerador e consumidor
 - O acompanhamento do lastro (GF, garantia física) negociado e seu desempenho na produção é a única ligação do mercado com o meio físico da produção de energia;
 - No lado da demanda, a medição cria o compromisso físico de compra de energia pelo lado consumo.

Uma questão estratégica para o avanço no mercado brasileiro é buscar formas, sem alterar os princípios básicos do modelo brasileiro, como torná-lo um mercado com instrumentos modernos que alcancem a segurança nas operações, que seja uma referência para a expansão da produção e que possa proporcionar isonomia para todos os consumidores.

Os avanços esperados no modelo brasileiro devem ser priorizados de forma estratégica em termos da sua real necessidade e dificuldade de implantação:

- Segurança no ACL – o modelo de garantias e liquidação do mercado das posições dos contratos bilaterais e das exposições no curto prazo ao PLD pode ser aprimorado com a constituição de uma câmara de compensação e liquidação (*clearing house*);
- Novos produtos no ACL – um mercado de futuros e opções traria novas perspectivas de precificação futura no ACL, o que também conseguiria ajudar a venda de posições futuras que suportem a expansão da geração;
- Precificação no curto prazo – a estrutura de formação do PLD é baseada em modelos computacionais e pode ser aprimorada;

Esta dissertação vai trabalhar com o foco no tema de avanço denominado aqui como “novos produtos no ACL” com a proposta dos certificados de energia elétrica (CCEE), como um novo produto oportuno ao mercado, e levantamento das necessidades do mercado de varejo.

4.7 O Papel da Energia no Desenvolvimento Econômico

A energia é o elemento básico do desenvolvimento econômico. A eletricidade é a forma mais flexível de energia que constitui uma das entradas de infraestrutura vitais para o desenvolvimento socioeconômico.

A relação causal entre o consumo de energia e o crescimento econômico tem sido o foco principal de economistas e analistas políticos desde 1970 (Kraft & Kraft, A, 1978) (Beenstock & P. Willcocks, 1981); (Samouilidis & Mitropoulous, 1984); (Stern, 2000) ; (Jumbe, 2004); (Yoo, 2005)

É importante estabelecer a relação de causalidade entre o consumo de energia e crescimento econômico, uma vez que orientam as decisões para determinar uma política adequada de conservação de energia. Por exemplo, se o consumo de energia afetar positivamente o crescimento econômico, este consumo pode resultar em diminuição da camada de baixa renda, do desemprego ou mesmo do déficit orçamentário. No entanto, se o consumo de energia não afeta o PIB, torna-se possível a implementação da política de conservação de energia. Portanto, é muito importante para aqueles que têm o poder de decisão conhecer a relação causal entre as duas variáveis. Alguns acadêmicos examinaram a relação entre o consumo de energia e o PIB, Produto Interno Bruto, para diferentes países; ainda o consenso não foi alcançado. Estes resultados empíricos conflitantes são devidos a diferentes períodos de tempo, às diferentes variáveis utilizadas, os diferentes países estudados assim como diferentes metodologias econométricas utilizadas.

A relação entre o consumo de energia e o crescimento econômico tem sido amplamente discutida desde 1978 (Kraft & Kraft, A, 1978), onde foram encontradas evidências de uma relação causal ascendente de PIB e o consumo de energia em os EUA, usando dados ao longo do período 1947-1974. Nos últimos anos, entretanto, vários estudos têm se dedicado a estudar a relação causal entre o consumo de energia elétrica e do crescimento econômico e alguns resultados controversos foram obtidos. O trabalho de (Jumbe, 2004) apontou que muitos economistas e analistas políticos tornaram-se preocupados com a relação causal entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico, porque a direção da causalidade tem implicações políticas significativas para o governo na elaboração e implantação de sua política de energia elétrica.

As diferentes direções observadas na relação causal entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico poderiam ser categorizados em quatro tipos, cada um dos quais teria implicações importantes e diferentes para a política de energia elétrica.

- Em primeiro lugar, a causalidade unidirecional atrelando consumo de energia elétrica e crescimento econômico implica em que as restrições sobre o uso de energia elétrica

podem afetar negativamente o crescimento econômico, enquanto que o aumento do uso da eletricidade pode contribuir para o crescimento econômico (Altinay & Karagol, 2005); (Shiu & Lam, 2004)

- Em segundo lugar, a causalidade unidirecional correndo no sentido do crescimento econômico para o consumo de eletricidade poderia sugerir que a política de conservação de consumo de energia elétrica poderia ser implantada com pouco ou nenhum efeito adverso no crescimento econômico, como nos casos de economias menos dependentes de energia. Além disso, um aumento permanente no crescimento econômico poderia resultar em um aumento permanente do consumo de eletricidade. (Ghosh, 2002)
- Em terceiro lugar, uma relação bidirecional causal implica que o consumo de eletricidade e o crescimento econômico são determinados e afetados, ao mesmo tempo, ou seja, conjuntamente (Jumbe, 2004) ; (Yoo, 2005)
- Por fim, a ausência de uma relação causal implicaria que o consumo de eletricidade não está correlacionado com o crescimento econômico, o que significa que as políticas nem conservadoras nem expansivas em relação ao consumo de energia elétrica teriam qualquer efeito sobre o crescimento econômico.

Em se fazendo uma análise retrospectiva, de um modo geral e, considerando-se alguns países que implantaram a abertura de mercado energético, seria possível concluir que houve alguma melhoria na atividade econômica “sensu lato”, influenciada pelos efeitos obtidos com o novo modelo de mercado de energia.

Países como Noruega, Chile, Austrália, Reino Unido, poderiam ser citados como exemplos, apresentando continuamente valores do PIB acima de 3% anuais.

Torna-se difícil, entretanto, separar crescimento econômico dependente de aumento de consumo e aumento de consumo, dependente do crescimento econômico. Acreditamos que, muito provavelmente, exista uma intrínseca relação entre ambos que só pode ser especificada em casos muito especiais. Entretanto é quase que unanimemente aceita tal relação como extremamente benéfica e importante para a grande maioria das nações, estando o Brasil incluído neste segmento.

4.7.1 O Modelo Relacional do Setor e os Esforços pelo ACL

É importante lembrar que no processo construtivo de um modelo de desenvolvimento sustentável do ACL existe uma escala de tempo de decisão e maturação das soluções envolvidas, e uma série de inter-relações entre os vários atores, seus papéis, objetivos e metas. A Figura 28 ilustra o diagrama relacional onde os esforços pelo desenvolvimento sustentável do ACL devem ser envidados em todas as frentes possíveis. O reconhecimento do mercado elegível pelas características do ACL é das mais notáveis constatações. A insistência em ignorar os fatos em relação ao ACL e não permitir uma melhoria das condições de oferta é com certeza uma falta da melhor visão econômica para o futuro do país.

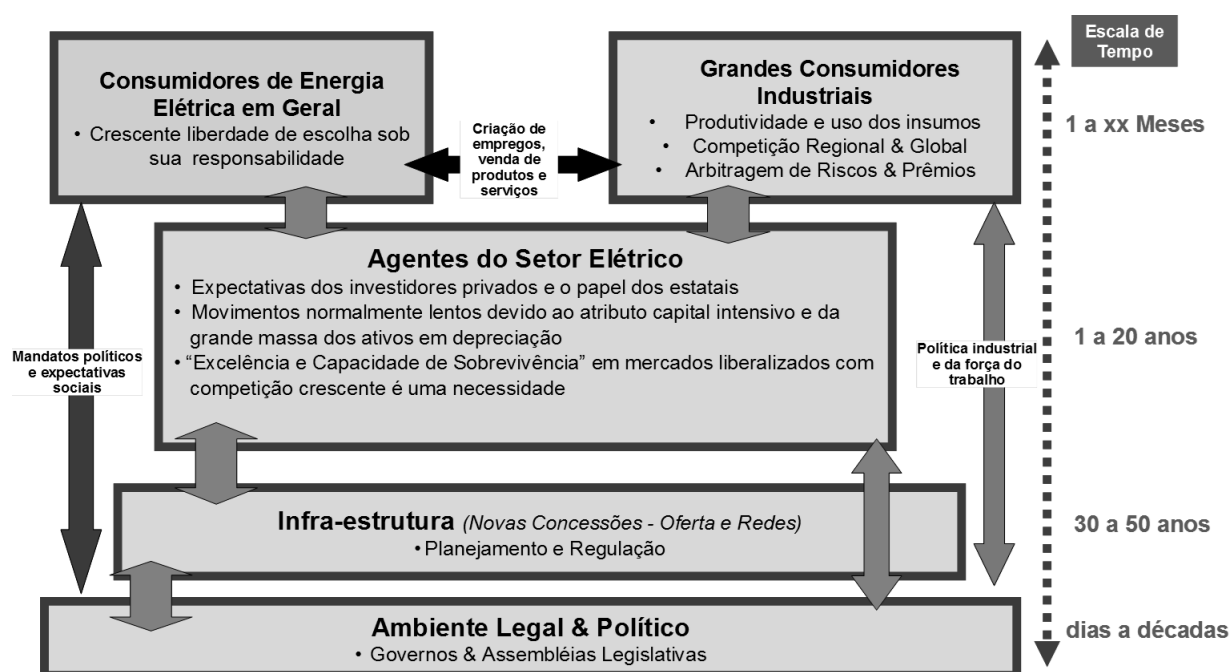


Figura 28 - Modelo Relacional do Setor Elétrico Nacional – Segmentação

Fonte: Elaborado pela autora

Comercialmente os maiores interessados pelo bom funcionamento do ACL são os produtores independentes, comercializadores, autoprodutores e os consumidores livres. Entretanto na estrutura relacional do setor elétrico, como ilustrado na Figura 28, existe uma conexão forte entre os agentes setoriais, o regulador e os poderes políticos através dos poderes Executivo e Legislativo.

5 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA – AUMENTO DA COMPETITIVIDADE

5.1 As Oportunidades do Aumento da Competitividade no Varejo

Os consumidores “especiais” ainda representam uma parcela pequena do volume total do mercado e só podem ter acesso ao mercado através das FAE, Fontes Alternativas de Energia. Atualmente, o ACR representa 73% do mercado e, o ACL, formado pelos consumidores livres e consumidores especiais, representa 27% do mercado, sendo 24% a participação dos consumidores livre e 3% dos consumidores especiais (CCEE, 2014).

Os limites regulatórios de exploração dos mercados dos consumidores livres e especiais ainda não foram alcançados e existe ainda um grande volume de elegíveis a migrarem para o ACL. Esta migração depende da disponibilidade de energia e dos preços oferecidos no ACL comparados às tarifas do ACR. Os consumidores livres devem percorrer este caminho e as oportunidades de migração não são totalmente conhecidas por todos. No ACL o lado vendedor busca sintonizar suas melhores ofertas com o lado comprador, naquilo que for a resposta do mercado no momento da operação. Esta é uma competição para o mercado.

Em contrapartida existe o mercado regulado, onde as concessionárias de distribuição agregam as expectativas do seu mercado cativo e realizam compras no atacado pelo menor preço através da competição da oferta pelo atendimento ao seu mercado (TOLMASQUIM, 2011). Esta se caracteriza como uma competição pelo mercado, onde o consumidor final não tem capacidade de resposta. Neste ambiente, a busca por contratos de longo prazo é uma prática, o que facilita o financiamento da nova oferta de energia. Entretanto as proteções ao capital investido podem onerar excessivamente o mercado comprador, como a indexação com a inflação.

Com o objetivo de atrair o capital de maior risco para a expansão da geração, bem como propiciar aos consumidores melhor gerenciamento de seus custos, há que se tornar mais competitivo o mercado de energia elétrica. Assim, o desenvolvimento de um mercado mais varejista, compreendendo também o consumo da pequena indústria e do grande comércio, se apresenta como o próximo passo para aperfeiçoar a competição.

Atualmente, já é notado no mercado brasileiro que existem um agrupamento de autoprodutores a partir da biomassa (PENA, 2008) e do Biogás (Mello, Geração de Eletricidade a Partir da Biomassa e Biogás, 2007) ávidos por injetar os excedentes aos seus consumos, sendo que muitos se encontram em locais atendidos por redes com pouca capilaridade e de capacidade bem limitada. Como se trata de alternativa potencial e limpa de expansão de geração, diversas associações de classe e entidades oficiais do setor se mobilizaram para promover os avanços regulatórios que viabilizem a comercialização do produto excedente e a conexão destas usinas na rede. O marco regulatório define três tipos de ambiente comercial para o consumidor final brasileiro, conforme apresentado na Figura 29.

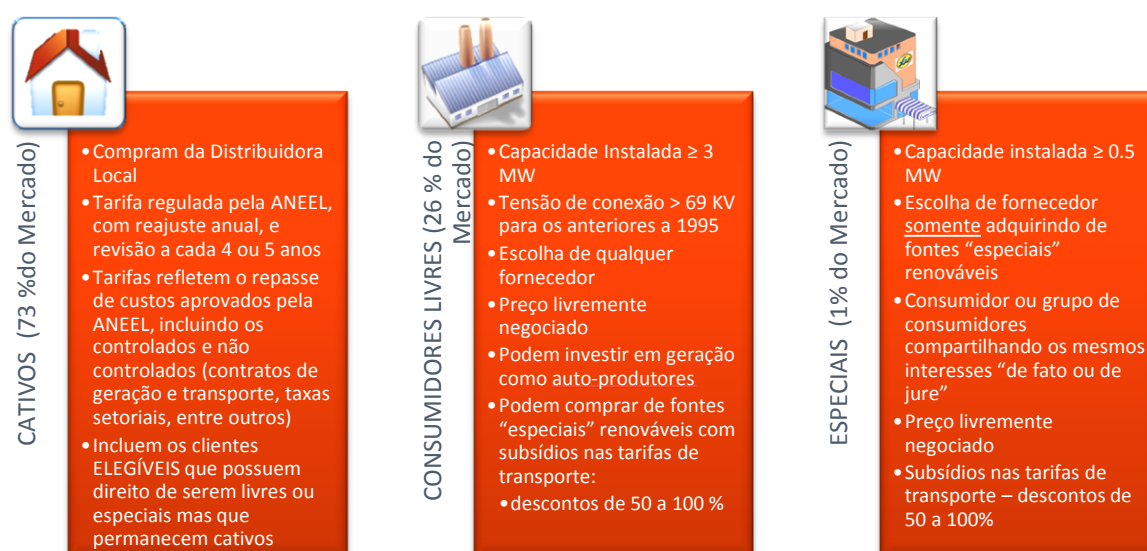


Figura 29 - Segmentação do Consumo

Fonte: Elaborado pela autora

O ACL ainda convive com algumas lacunas e características que devem ser aprimoradas. Existe somente o mercado bilateral, com os preços dos contratos baseados na negociação direta entre os agentes de mercado. Não existem ainda bolsas de energia padronizadas com amplo volume de negociação. Os consumidores devem apresentar 100% de cobertura contratual anual.

O PLD, Preço de Liquidação de Diferenças, que é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo, é calculado pela CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e é também a última instância na liquidação financeira do mercado. O PLD é calculado por modelos matemáticos, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu

armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas (CCEE, 2014), portanto não reflete as leis de mercado. Problemas nas estimativas do PLD são muito frequentes, o que contamina expectativas e impede uma gestão de riscos racional.

O potencial de ampliação do mercado competitivo no varejo está principalmente nos consumidores especiais. Existe um volume significativo de oportunidades no ACL, porém faltam canais comerciais eficientes. Desta forma os investidores com maior grau de aversão ao risco, tendem a comercializar sua energia no ACR, mesmo que isso resulte em uma redução na sua margem de lucro, pois a comercialização neste ambiente atualmente é mais simplificada, em detrimento de melhores oportunidades no ACL, o que impede um desenvolvimento mais acelerado deste segmento do varejo. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)

No modelo de relacionamento atual, a resposta da demanda é muito pequena. As formas de obtê-la são ainda incipientes, entretanto num futuro bem próximo se espera que combinação da gestão da carga no varejo com o acesso a geração distribuída em pequena escala resulte em uma maior resposta da demanda ao preço. A Figura 30 ilustra o impacto econômico do papel da resposta da demanda na formação do preço.

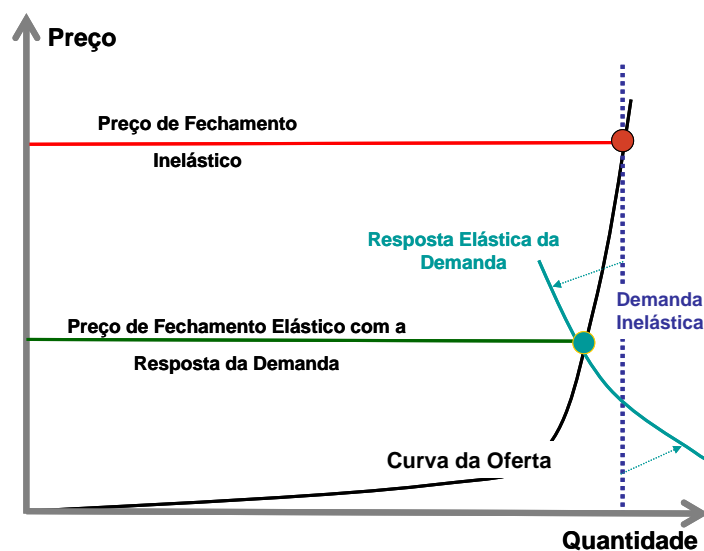


Figura 30 - Resposta da Demanda na Precificação
 FONTE: Adaptada de Andersen, Jensen, & Larsen, 2006

A ilustração na Figura 30 indica que a resposta da demanda não é linear nas situações de redução no balanço oferta e demanda e os benefícios são acentuados para o sistema com pequena variação na solicitação de carga. Os episódios verificados na operação do sistema, quando os eventos de preços altos e do corte mandatório da carga foram inevitáveis, e

ocorreram onde o marco regulatório não suportava a resposta econômica da demanda. Isto mostra que a resposta da demanda pode evitar os efeitos de crises no balanço oferta e demanda, como pode também reduzir os custos da expansão da oferta, se os sinais adequados forem capturados a tempo.

Conceitualmente nenhum modelo de liberalização do mercado funcionará completamente sem a resposta da demanda, que permitirá um equilíbrio econômico mais racional frente à oferta como uma resposta do mercado. Benefícios significantes podem ser encontrados com a resposta da demanda, mesmo com volumes não tão expressivos: (i) Preços mais racionais para todos; (ii) Redução da volatilidade nos preços; (iii) Aumento da segurança no suprimento com a recuperação de congestões na rede e reduções na demanda de ponta; (iv) Redução do poder de abuso econômico no mercado de curto prazo; (v) Benefícios ambientais com um crescimento sustentável; e (vi) Programas eficientes de investimento no longo prazo.

Esta dissertação aborda as melhores tendências para aumento da comercialização de energia competitiva no varejo brasileiro como uma opção ao mercado cativo tradicional. O trabalho não contempla a competição no segmento residencial brasileiro, dado que este avanço depende de estruturas físicas adequadas, tais como redes inteligentes já implantadas, que não é a principal prioridade de avanço regulatório. A ANEEL está providenciando os arranjos iniciais necessários para redes inteligentes.

5.2 Potencial do Mercado Varejista

O aumento de participação do mercado varejista na comercialização de energia será aqui levantado com o objetivo de mensurar seu potencial máximo. Pela regulação brasileira existem limites regulatórios para o consumidor estar no ACL, e pelo conceito de “mercados paralelos”, esta é uma decisão do próprio consumidor – estar cativo no ACR ou livre no ACL. O levantamento do potencial ora realizado fará uma estimativa, baseada em dados oficiais da ANEEL e da EPE, do limite regulatório de consumo no ACL, daquele volume dos consumidores que já estão no ACL, e daqueles que mesmo com esta opção de liberdade decidiram permanecer cativos.

Para definição do consumo foram utilizados os dados disponibilizados pela EPE através do anuário estatístico, contendo todo o detalhamento abertura do mercado a nível nacional, por classe e nível de tensão, ajustados com informações da CCEE e ANEEL. A Tabela 8 apresenta os volumes do mercado nacional no ACR e ACL de 2011 a 2013. Estes valores são aqueles medidos no ponto de consumo e não incluem as perdas na rede.

Tabela 8 - Consumo Nacional 2011 a 2013 (MWh/ano)

ACR E ACL - DADOS TOTAIS BRASIL			
Brasil	2011	2012	2013
A - Alta Tensão	245.447	249.840	251.503
A-1 - 230 kV ou mais ou Rede Básica	46.047	47.306	44.207
A-2 - 88 a 138 kV	59.839	63.917	64.882
A-3 - 69 kV	21.230	15.859	16.099
A-3a - 30 a 44 kV	6.244	6.754	6.856
A-4 - 2,3 a 13,8 kV	110.113	114.288	117.717
AS - 2,3 a 13,8 kV	1.832	1.716	1.742
B - Baixa Tensão	187.587	198.277	209.576
Total	433.034	448.117	461.079

Fonte: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014

O mercado potencial para alcançar maior progresso na competição é aquele que está instalado na “Alta Tensão”, em termos de classe tarifária. A Figura 31 ilustra a segmentação do mercado brasileiro nas classes tarifárias “Alta Tensão” e “Baixa Tensão” (2012).

Demanda Elétrica Nacional – Nível de Tensão

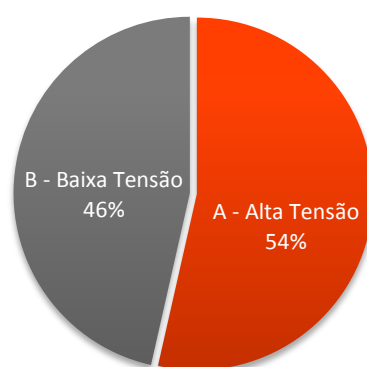


Figura 31 - Segmentação Tarifária

Fonte: AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014

O consumo típico dos consumidores brasileiros é apresentado na Figura 32. O segmento industrial se concentra praticamente todo na “Alta Tensão” e o residencial na “Baixa Tensão”.

Os demais se dividem entre estes níveis tarifários. Claramente a competição vai buscar atingir os industriais, o setor comercial, serviço público e poder público de maior consumo.

Ambiente de Contratação Livre e Regulado

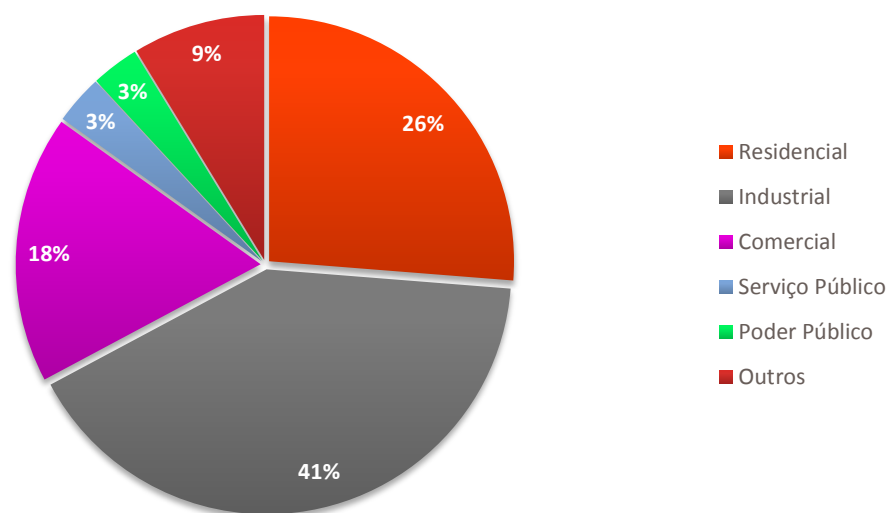


Figura 32 - Segmentação do Consumo 2012

Fonte: ABRADEE, s.d.

Em termos da segmentação do ACR e ACL é possível observar na Figura 33 a evolução desde 2011 a 2013 da partição entre estes dois mercados em termos absolutos (MW médios) e percentuais. Independente da sazonalidade dos mercados a segmentação anda em torno de 73% ACR e 27% ACL. (CCEE, 2014)

A segmentação do mercado ACL, em termos de volume, é apresentada na Figura 34. Percebe-se que a grande maioria é composta pelos consumos industriais. Isto ocorre porque o ACL atual é praticado em grande parte por consumidores livres convencionais (> 3 MW), dado que o volume dos consumidores livres especiais (> 500 kW e < 3 MW), onde se encontram os grandes comerciais e os pequenos industriais, ainda é tímido frente ao volume elegível total. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). A Figura 35 ilustra a segmentação do ACL ao longo do ano de 2013 em termos de convencionais, especiais e autoprodutores (APE).

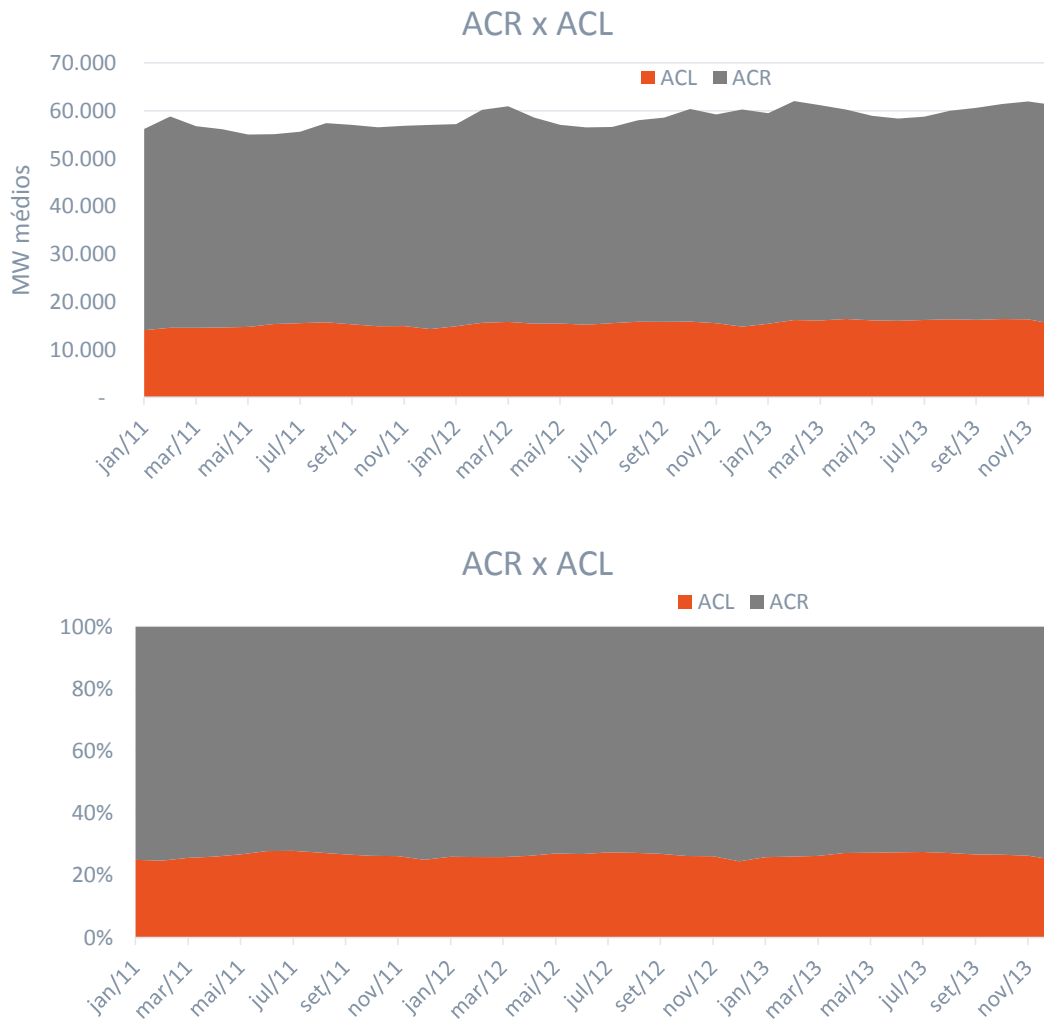


Figura 33 - Participação ACR e ACL – 2011 a 2013
 Fonte: CCEE, 2014

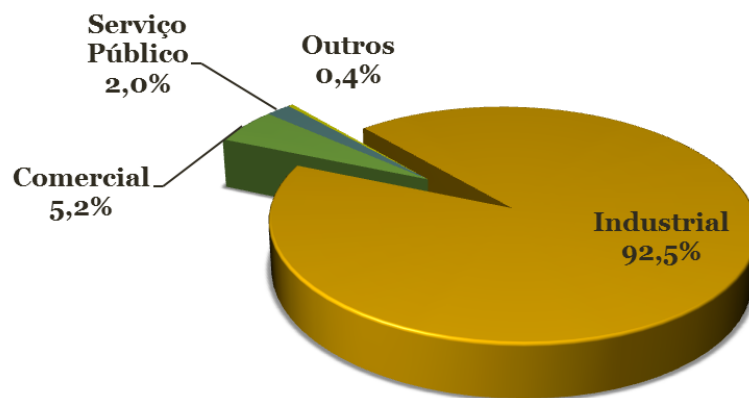


Figura 34 - Segmentação do Mercado ACL – 2013
 Fonte: CCEE, 2014

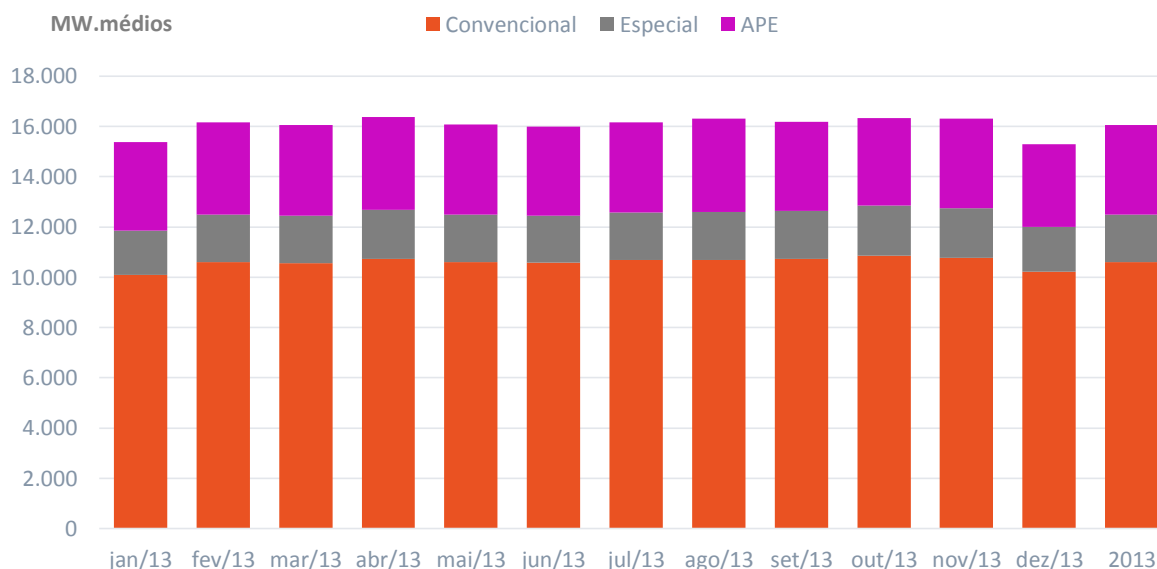


Figura 35 - Segmentação do Mercado ACL – Consumidor Convencional, Especial e APE

Fonte: CCEE, 2014

Em termos da decomposição do ACL é realizado o levantamento dos volumes de energia do mercado elegível para energia convencional e incentivada, levando em consideração os seguintes limites: (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

- Consumidores maiores que 3 MW após 1995 e sem limite de tensão antes de 1995 - convencional;
- Consumidores maiores que 3 MW e conectados no nível de 69 kV antes de 1995 - especial;
- Consumidores maiores que 2 MW e 2.5 MW - especiais;
- Consumidores maiores que 500 kW - especiais;
- Estimativa dos consumidores que podem agregar volumes maiores que 300 ou 500 kW - especiais;

Os APE, autoprodutores de energia, considerados aqui são aqueles que investem em geração remota aos seus locais de consumo, ou seja, aparecem como agentes de mercado na CCEE. Nesta medição da CCEE, não são incluídos os autoprodutores que possuem geração dentro do seu local de consumo e não são visíveis pela medição da CCEE. Os APE, em sua grande maioria, são grandes consumidores eletrointensivos que possuem grande dependência do custo da energia na sua matriz de produção, tais como alumínio, siderurgia, cimento, dentre outros. Como os autoprodutores compõem o ACL, estes foram considerados no levantamento

apenas como um volume já realizado no ACL, que não está submetido a limites regulatórios e sim ao desejo de consumidores em realizar investimentos para realizar novos projetos.

A Tabela 9 apresenta os volumes obtidos referentes ao ano de 2013 para os consumidores elegíveis ao ACL. Notar que se alcança nesta Tabela 9 a segmentação do que já existe no ACL e aqueles que poderão optar por operar no futuro, mas ainda são cativos. Estes levantamentos buscam caracterizar o mercado atual e elegível dos consumidores livres convencionais e especiais com foco nas oportunidades para melhoria da competitividade de energia elétrica nestes segmentos.

Tabela 9 - Segmentação dos Consumidores Elegíveis do ACL - 2013

2013	Energia (MW.médios)	Participação no Mercado Brasil (%)
Convencional	10.594	17,6%
Elegível Convencional (> 3 MW)	4.039	6,7%
Potencial Convencional	14.634	24,3%
APE	3.567	5,9%
Total (Convencional + APE)	18.200	30,3%
Especial	1.891	3,1%
Elegível Especial (> 3 MW e 69 kV antes 1995)	1.191	2,0%
Elegível Especial (> 2.5 e ≤ 3 MW)	602	1,0%
Elegível Especial (> 2 e ≤ 2.5 MW)	720	1,2%
Elegível Especial (> 500 kW e ≤ 2 MW)	4.945	8,2%
Total (Especial)	9.349	15,5%
Total (ACL Elegível)	27.549	45,8%
Potencial (> 300 e ≤ 500 kW)	1.580	2,6%
Potencial (< 300 kW)	4.517	7,5%
Total Grupo A	33.646	55,9%

Fonte: CCEE, 2014

Uma análise criteriosa da Tabela 9 indica tendências interessantes sobre o ACL e suas perspectivas futuras, como destacadas a seguir:

- Os consumidores elegíveis convencionais representam 6,7% do consumo total de um potencial total de 24,3%, ou seja, ainda restam 27% do volume dos consumidores convencionais que poderiam migrar ao ACL e ainda permanecem cativos. Ao considerar os autoprodutores dentro do potencial total, e na realidade estes são também consumidores livres, se alcança o total de 30,3%. Isto demonstra que dos consumidores convencionais elegíveis, a maior parte correspondente aos 75% já migrou ao ACL.

- Os consumidores elegíveis especiais representam 12,4% do consumo total de um potencial total de 15,5%, descontados os 3,1% que já são especiais atualmente. Isto representa que daqueles que poderiam se tornar livres especiais, 20% já exerceram sua decisão de migração e 80% ainda não fizeram. Este é um padrão avanço na competitividade diferente daquele apresentado pelos consumidores elegíveis convencionais, que são maiores em volume e participam mais atentamente do mercado. Os especiais são em maior número e em menor volume, o que claramente é o oposto dos consumidores convencionais. Notar ainda que dos 12,4% ainda elegíveis dos consumidores especiais, grande parte (8,2%) se encontram numa faixa de menor volume ($> 500\text{kW}$ e $\leq 2 \text{ MW}$), mostrando que os consumidores menores são os que enfrentam mais dificuldades para tomar a decisão de migração, mesmo que seja o racional econômico mais indicado para estes consumidores.
- O potencial de elegibilidade de consumo entre $> 300 \text{ kW}$ e $\leq 500 \text{ kW}$ é de mais 2,6% da carga total. Este levantamento busca sinalizar um possível limite de elegibilidade mais próximo da realidade, dado que os consumidores especiais podem agregar pontos de consumo para atingir o limite de 500 kW.
- O potencial de elegibilidade de consumo $< 300 \text{ kW}$ incorpora toda o grupo A (alta tensão) representa mais 6,3% da carga total, que sinaliza um provável aumento da elegibilidade caso exista espaço para uma mudança na regulação que inclua todo o grupo A.
- A elegibilidade total ao ACL em 2013 foi de 46,9% do consumo total no Brasil e deste total aqueles que já estão no ACL representam 26,6% do consumo total, considerando os convencionais, especiais e autoprodutores. Em outras palavras ainda existe um grande potencial a ser explorado no ACL.

A Figura 36, Figura 37 e a Figura 38 ilustram os potenciais máximo de elegibilidade conforme a regulação atual e possíveis avanços regulatórios.

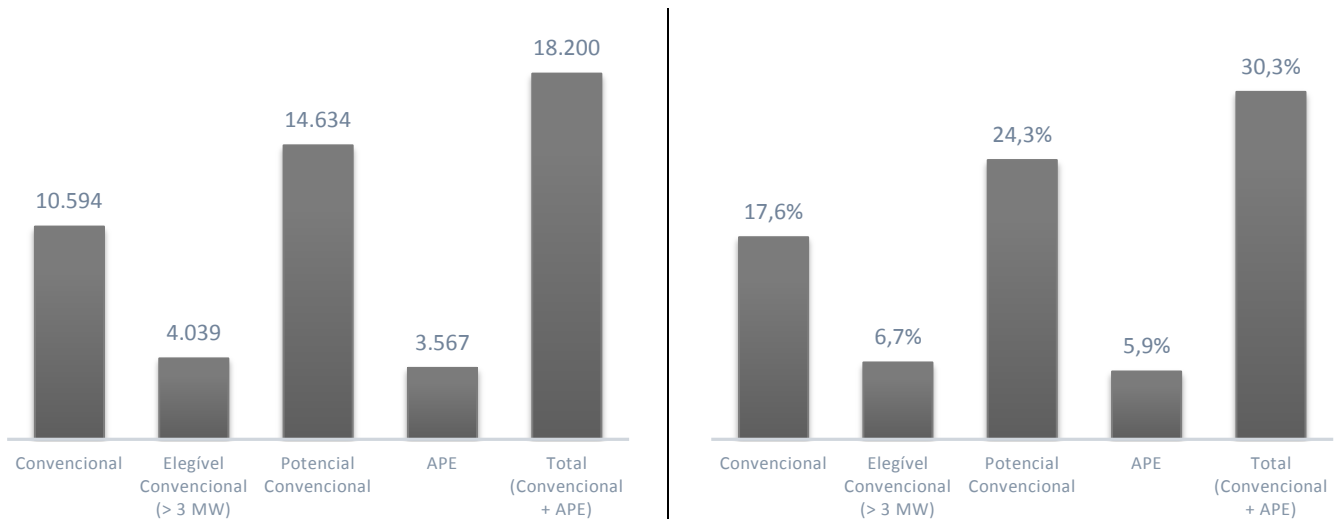


Figura 36 - Elegibilidade e Potenciais ACL Conventional

Fonte: CCEE, 2014

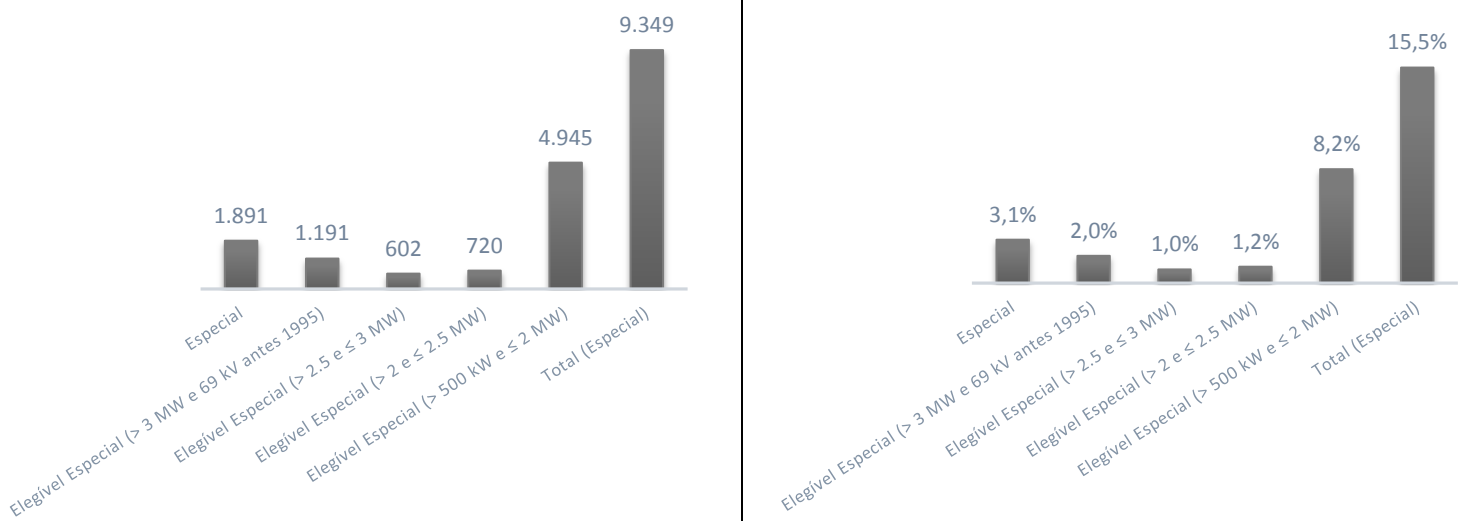


Figura 37 - Elegibilidade e Potenciais ACL Especial

Fonte: CCEE, 2014

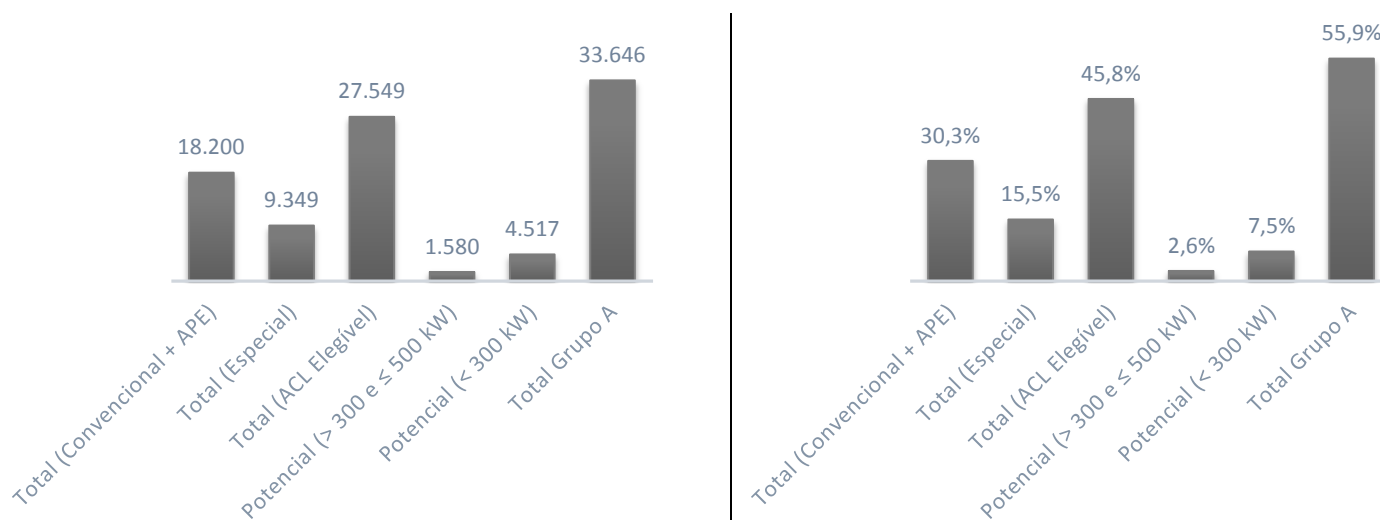


Figura 38 - Elegibilidade e Potenciais ACL

Fonte: CCEE, 2014

5.3 Barreiras no Desenvolvimento do Mercado Varejista

As atuais barreiras no desenvolvimento do mercado varejista já foram levantadas em capítulos anteriores, entretanto de forma objetiva e direta a partir deste momento este trabalho buscará perceber as razões para o mercado varejista não ter atingido o seu ápice ainda.

A pergunta a responder é a seguinte: “Se o ACL é mais competitivo para os consumidores, porque do total de 46,9% do consumo total no Brasil que corresponde ao máximo ACL, apenas 27% exercem este direito de ser livre?”.

Para responder esta pergunta é necessário levantar uma série de pontos que facilitem o diagnóstico das barreiras e encontrem soluções. Os principais pontos levantados são:

- Racionalidade da Opção ACL – Questões e Soluções
- Nova Oferta no ACL
- Novas Opções para a Expansão e Liquidez no Mercado
- Novas Estruturas de Contratação da Oferta

Os itens seguintes analisarão detalhadamente cada um destes pontos levantados buscando oferecer as causas, os efeitos e as sugestões na procura no aumento da competitividade no setor elétrico.

6 AUMENTO DA COMPETITIVIDADE NO MERCADO – CONTRIBUIÇÕES

6.1 Racionalidade da Opção ACL – Questões e Soluções

A racionalidade da opção ACL é um tema conceitual básico na discussão sobre aumento da competitividade no setor elétrico brasileiro. O contraponto comercial do ACL é o ACR no qual estão as concessionárias de distribuição e seus consumidores cativos.

Existe uma forma objetiva de decidir pelo ACL com base na racionalidade econômica, na qual basta comparar o que o consumidor paga como custo final através da tarifa da sua concessionária de distribuição no ACR versus a realidade de preço de energia no ACL e os demais custos associados ao consumo. Esta comparação é diferente para aqueles que são consumidores convencionais e aqueles que são especiais, que possuem o benefício de pagar menos pela tarifa de transporte (parcela uso do fio) ao comprar de fontes incentivadas. A Figura 39 ilustra a comparação da racionalidade econômica entre consumidores cativos, livres convencionais e livres especiais.

O consumidor cativo deve pagar apenas a tarifa de fornecimento, regulada pela ANEEL, com base na sua demanda contratada e no consumo de energia final. A tarifa de fornecimento é segmentada em tarifa de energia (TE) e na tarifa fio, que inclui a parcela de uso do fio, encargos e perdas comerciais. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

A competição no caso do consumidor convencional se concentra no valor da TE versus o preço de energia convencional, dado que as demais parcelas são iguais e reguladas, não importando ser cativo ou não. Se o preço de energia convencional alcançado pelo consumidor for menor que a TE existe economia pela opção do ACL, como ilustra a Figura 39.

Custo da Energia - R\$/MWh

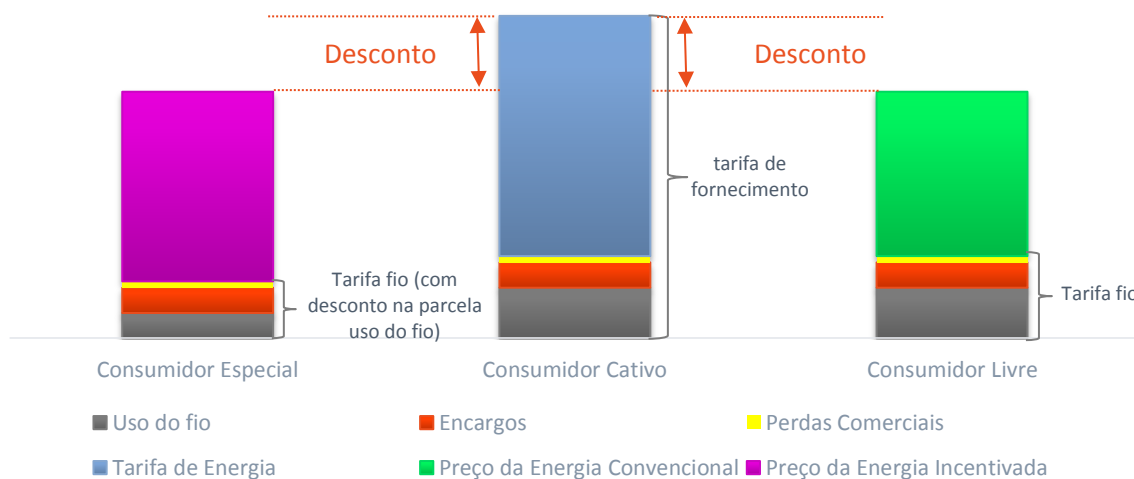


Figura 39 - Comparação do Custo Final de Energia Elétrica

Fonte: Elaborado pela autora

No caso do consumidor especial a meta de economia inclui não só a TE mais também o desconto na parcela do uso do fio (de 50% a 100% dependendo da fonte incentivada) (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). A competição se concentra na soma destas duas parcelas versus o preço de energia incentivada, dado que as demais parcelas são iguais e reguladas, não importando ser cativo ou não. Se o preço de energia incentivada alcançado pelo consumidor especial for menor que a TE mais a redução na parcela do uso do fio existe economia pela opção do ACL, como ilustra a Figura 39.

As parcelas assinaladas na Figura 39 não explicitam algumas outras pequenas diferenças entre o consumidor no ACL e no ACR, pois no ACL o consumidor se torna um agente de mercado e é cobrado mensalmente de algumas parcelas na CCEE, os chamados “encargos de mercado”, tais como encargos de serviço do sistema, perdas na rede básica e encargos de energia de reserva.

Estes “encargos de mercado” também são cobrados mensalmente das distribuidoras, que repassam aos seus consumidores cativos no próximo ciclo de revisão/reajuste tarifário. Em resumo, são cobrados também dos consumidores cativos, mas com diferenças no processo de cobrança.

De fato a racionalidade econômica conjuntural é simples e objetiva, entretanto regras e processos de migração do ACR para o ACL exigem uma visão mais estrutural. O processo de

retorno ao mercado cativo não pode ser feito frequentemente e o consumidor deve solicitar a distribuidora este retorno com 5 anos de antecedência. Desta forma a decisão de migrar deve não só considerar a racionalidade econômica conjuntural do momento, mas estimar eventuais benefícios e decidir de forma estrutural.

A Figura 40 ilustra o processo de custo final da energia elétrica para consumidores no ACL e no ACR. O consumidor no ACL possui relacionamento com no mínimo 3 entidades – os fornecedores de energia, a concessionária de distribuição local ou se estiver conectado na rede básica com o ONS, em nome de todas as transmissoras, e com a CCEE.

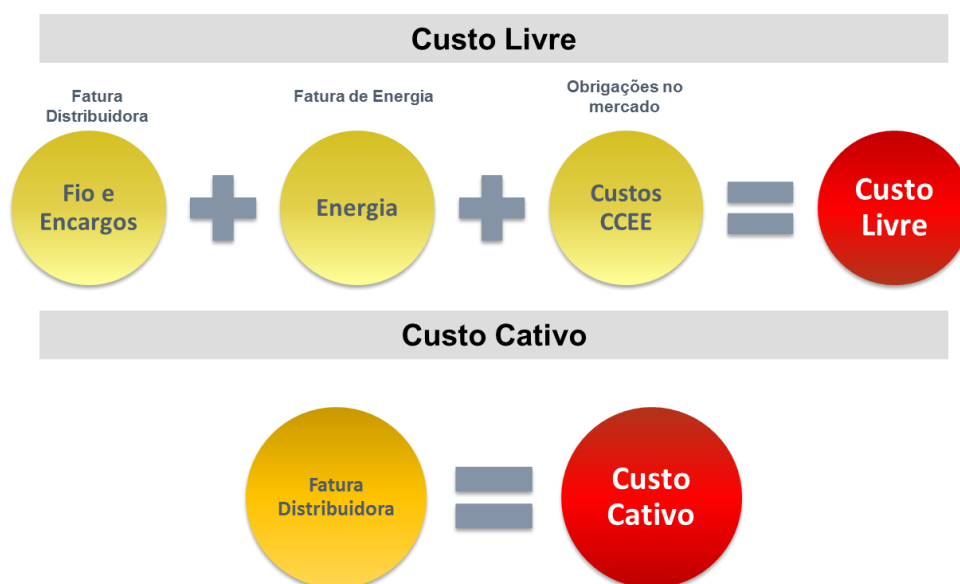


Figura 40 - Cativo versus Livre – Processos

Fonte: Elaborado pela autora

Ser consumidor no ACL é diferente de estar no ACR, porém são processos bem definidos que devem ser ponderados com os potenciais benefícios econômicos e financeiros. A decisão do consumidor em estar no ACL deve ponderar os seguintes princípios:

- Minimizar custos: no livre pode-se negociar preços, prazos e flexibilidades que se encaixam nas suas necessidades, o que possibilita a redução de custos;
- Oportunidades conjunturais: estando no livre, um consumidor pode se aproveitar de oportunidades conjunturais do mercado, como num cenário de sobra de energia, ou até reduzir consumo em épocas de pico no preço de energia para ter excedente de contrato, o que não é possível estando no mercado cativo;

- Previsibilidade: ter um contrato de médio e longo prazo com um indexador definido resulta em maior previsibilidade no preço de energia. Esta previsibilidade não é possível de ser conquistada com tarifas reguladas.
- Escolha de fornecedores: como é possível escolher o fornecedor de energia, é possível fazer parcerias que trazem benefícios para o consumidor;
- Adequação ao perfil de aceite ao risco: ao migrar para o mercado livre, o consumidor pode – e deve – adequar a sua estratégia de contratação ao seu perfil de risco. Uma empresa avessa ao risco pode fazer uma contratação de energia seguindo um perfil conservador e mesmo assim alcançar ganhos significativos. Já uma empresa que tem um maior aceite a risco – e tem flexibilidades nos seus processos, como por exemplo, agilidade em cadastrar novos fornecedores ou pagar rapidamente uma nota fiscal - pode se beneficiar de oportunidades conjunturais. O mercado livre dá essa flexibilidade de adequação ao risco para cada empresa.

Este é um processo que necessita maior transparência para todos os consumidores de energia elétrica, principalmente aqueles que são elegíveis à migração para o ACL. Grande parte não conhece os princípios de ser consumidor no ACL e apresentam algum tipo de reação adversa a mudar seu padrão de relacionamento com o custo de energia.

6.1.1 Comparação ACR e ACL

Historicamente o ACL demonstra em média uma vantagem econômica financeira para o consumidor elegível em relação ao ACR. Por princípio, a energia convencional se encaixa melhor nos consumidores na classe tarifária A2 (tensão mais alta na distribuição) e na rede básica (tensão mais altas nas transmissoras), dado que a parcela de uso do fio é menos importante e a competitividade se dá principalmente entre a TE e o preço de energia. (Mello, Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo, 2008)

Em contrapartida, a energia incentivada fica mais competitiva para o consumidor especial no A4 (tensões mais baixas na distribuidora), onde o custo da parcela de uso do fio é mais significativo. Desta forma, descontos fornecidos nesta parcela provocam uma competitividade maior para o consumidor especial.

Considerando um perfil padrão de consumo de consumidores no A2 e no A4 a Figura 41 ilustra os benefícios do consumidor no ACL em comparação ao ACR, numa média de distribuidoras brasileiras.

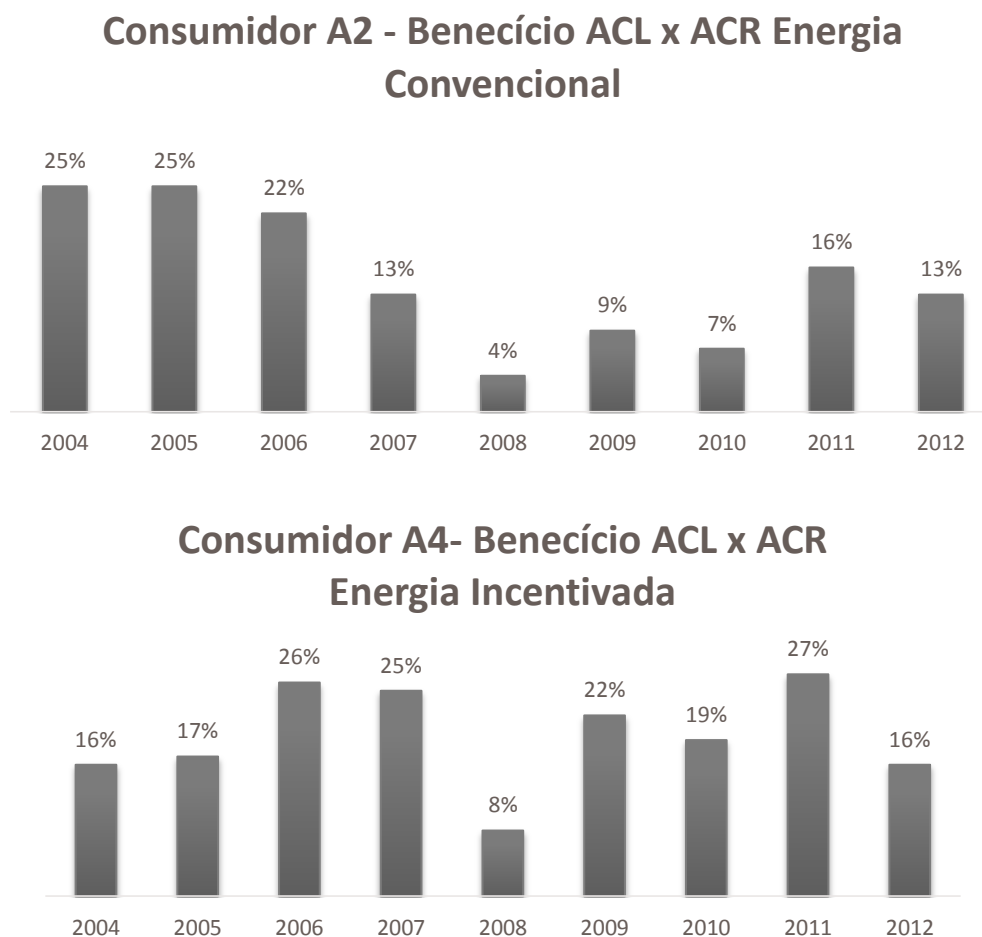


Figura 41 - Comparação Consumidor Cativo versus Livre – A2 e A4

Fonte: Elaborado pela Autora

A Figura 41 evidencia a vantagem do ACL em relação ao ACR. As razões para tal se concentram nas oportunidades conjunturais no ACL e pela competição pelo mercado no ACL. Recentemente, o governo federal tentou equilibrar esta situação com a MP579, que coloca energia mais barata das concessões renovadas apenas no ACR, porém essa situação foi sucedida pelo atual período de falta de chuvas, onde o despacho térmico ganhou grande relevância na geração de energia, elevando o preço de curto prazo neste período onde as distribuidoras de energia estavam expostas à contratação, portanto anulando a tentativa de redução de preços.

6.1.2 Gestão de Riscos no ACL

A gestão de riscos é uma arbitragem do agente no ACL. Diferentemente do ACR, que é regulado e a gestão de risco das distribuidoras é ajustar o volume adequado nos leilões públicos, no ACL toda a gestão de risco é do agente, incluindo dentre outros, os preços, prazos e volumes a serem contratados. Para que exista uma real gestão de riscos no ACL devem existir condições de oferta e ferramentas apropriadas. (MELLO, 2010) A exposição ao risco dos agentes no ACL não é o foco do problema, porém as condições de contorno para a sua gestão é que são necessárias.

No momento, o ACL está travado pela falta de dinâmica operacional apropriada ao mercado. Para uma operação justa e equilibrada do ACL devem existir instrumentos adequados, que o próprio mercado pode formatar, como em outros países. Contudo, no Brasil em que o futuro ainda será primordialmente hidrelétrico, onde existe um regime de concessões hidrelétricas e a convivência de um mercado regulado e desregulado, as instituições devem colaborar para a confecção das ferramentas de mercado.

A comercialização no ACL possui uma dinâmica que reflete as especificidades de seus agentes e em decorrência uma gestão diferenciada. Os agentes do ACL possuem práticas de negociação diferentes do ACR, onde a previsibilidade é um fator imposto pela regulação. De toda maneira, são necessárias para a dinâmica mais ágil do ACL fundamentos de mercado mais flexíveis. Um ponto ainda em aberto é a falta de uma maior liquidez para as operações. Isto pode ser alcançado com instrumentos do mercado financeiro, que possam auxiliar uma comercialização mais robusta. Estes instrumentos poderão estar presentes no mercado de curto, médio e longo prazo.

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, em países onde o mercado de energia é mais maduro, as transações financeiras com foco no mercado de energia alcançam multiplicadores até 10 vezes o físico. Esta liquidez fornece robustez ao mercado e facilitam as transações entre os agentes do próprio mercado e outros interessados. Para que exista a gestão de riscos no ACL devem existir condições de oferta e ferramentas apropriadas – “livre é livre para acertar e errar”.

6.1.3 Apoio Institucional

A liberalização e integração dos mercados europeus não teriam atingido o atual estado da arte sem o apoio da Comissão Europeia, responsável por editar atos e diretrizes que definiram as bases para o seu desenvolvimento. No final de 2008, o então Comissário Europeu de Energia, Andris Piebalgs, disse no púlpito de um evento, realizado em São Paulo, que a criação de um mercado livre de energia exigia três premissas fundamentais: vontade política, isonomia e transparência.

A vontade política no caso brasileiro merece uma atenção especial neste momento. As regras e procedimentos para existência do mercado livre brasileiro existem desde meados da década de 90 e foram ajustadas com a revisão do modelo em 2004. A vontade política existe, porém ao mesmo tempo é difusa no que tange a priorizar a competitividade no ambiente de mercado. O apoio do governo federal para o avanço das melhores práticas competitivas no mercado de energia elétrica tem sido pouco objetivo. O ACL tem mostrado cada vez mais competitividade para os consumidores finais do grupo A (alta tensão nas distribuidoras), porém a dedicação da melhor oferta tem sido direcionada apenas para o mercado regulado – ACR. Existe a natural preocupação do governo federal com a alavancagem que o ACR dá aos novos projetos, através dos contratos de longo prazo, e a modicidade tarifária com os consumidores do grupo B (alta tensão nas distribuidoras).

Com relação ao suporte do mercado para a expansão da matriz, o pensamento mais ortodoxo enxerga apenas os contratos de longo prazo aceitos no ACR, onde os compradores são concessionários de serviço público de distribuição que repassam seus custos. Apesar do processo licitatório envolvido nos leilões públicos de compra de energia, o mesmo apresenta apenas uma competição de investidores pelo mercado. No ACL a venda precisa alcançar o mercado comprador numa competição de investidores para o mercado, caso contrário não haverá operações. Na questão da falta de financiabilidade do ACL para novos projetos de expansão devem ser encontradas novas fórmulas que permitam o suporte dos consumidores apesar da compra ser essencialmente de contratos de médio prazo.

No que tange a modicidade tarifária, o ACL pode ajudar o ACR sem a necessidade de intervenções periódicas do governo federal na operação do mercado brasileiro. Na realidade o ACL é o fiel da balança dos preços no setor elétrico. É o único ambiente em que todos os agentes buscam o objetivo inequívoco de aperfeiçoar ao máximo sua compra e venda de

energia elétrica. O benefício da existência do ACL é óbvio, o equilíbrio dos preços baseado no mercado. Claramente é um ganho extraordinário para os consumidores que atuam no ACL, porém todos os consumidores, seja no ACL ou no ambiente regulado do ACR, são beneficiados pela competição por preços mais equilibrados. A preservação e expansão do ACL mostram-se claramente uma necessidade para o setor. Em alguns setores no mundo, como no Chile, as tarifas estipuladas no ACR refletem a competitividade de preços alcançada no ACL.

Desta forma, o mercado espera que o governo federal apresente um apoio mais objetivo nos avanços esperados nas práticas de mercado, e que o mesmo faça uma divulgação positiva da competitividade como forma de controle de preços e tarifas de energia elétrica.

6.2 Oferta no ACL

Analisando a situação de oferta do ACL, pelo lado consumidor livre, verifica-se uma falta de opções e estímulos para contratação de longo prazo, em função da falta de produtos adequados e flexibilidades para atender as necessidades do mercado. Pelo lado financiador, há poucos instrumentos via mercado de capitais para o financiamento de longo prazo, a não ser o BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

Neste cenário, é determinante a proposição de estímulos para nova oferta neste ambiente ACL. A maturidade do mercado para a nova oferta não é suficiente para o estímulo da nova oferta para o ACL, é fundamental que haja funcionamento do mercado de forma regular, proporcionando meios para que a energia seja efetivamente comercializada. São condições para esse funcionamento, a existência de energia livre para comercialização e instrumentos que proporcionem agilidade e segurança nas relações entre todas as partes componentes do mercado. (MELLO, 2010)

A importância da regulamentação de uma segmentação mais pulverizada dos lastros para contratos torna-se clara neste ponto, resultando em um aumento da liquidez e a garantia de energia, o que atrai novos agentes interessados em investir na expansão da geração. Isso gera condições para o desenvolvimento de estruturas societárias mais sofisticadas, com participação de fundos de investimentos.

As soluções para o ACL sempre passaram por compartilhar a energia existente com o ACR. Entretanto, de fato esta energia atingiu um nível de compromisso elevado com o volume de vendas no ACR e com a nova regra de renovação de concessões que transforma os lastros das hidrelétricas renovadas em cotas para o ACL.

Grande parte dos contratos do ACL está baseada em energia existente e esses contratos vencem paulatinamente. Com o enxugamento da oferta de energia existente, o resultado é um balanço contratual desfavorável para o ACL.

As poucas novas ofertas que podem se apresentar no ACL em longo e médio-prazo são provenientes de fontes renováveis. A oferta de energia no ACL compete com as opções listadas abaixo, onde o investidor faz uma avaliação de riscos e benefícios.

- Venda da totalidade de energia da usina em leilões públicos do ACR (A-3 e A-5) ou de reserva;
- Manter uma reserva comercial de longo prazo para o ACL visando o mercado de consumidores especiais ou;
- Uma abordagem mista que ao mesmo tempo se atende o ACL apenas no médio prazo, aguardando leilões do ACR ou oportunidades futuras no ACL.

A solução para o ACL é uma busca por um desenvolvimento sustentável, que conta com esforços das instituições do setor, bem como dos próprios agentes mercados (consumidores livres e especiais, autoprodutores, comercializadores e geradores).

Os Leilões de Energia Nova, LEN, são uma novidade do modelo setorial de 2004 para venda de energia no mercado regulado (antigo conceito de serviço público) em conjunto com a liberação de novas concessões hidrelétricas pelo poder concedente. Esta mistura de duas atribuições – venda otimizada ao ACR e outorga da concessão – causa alguns problemas ao ACL: (i) os contratos de venda ACR (CCEAR, Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) são muito longos e em consonância com a concessão; (ii) a cessão de uma nova concessão em troca da prioridade de venda do contrato no ACR no menor preço tem criado uma arbitragem contrária ao ACL, embora mecanismos da licitação (parcela mínima ACR) pudessem ser capazes de mitigar este impacto negativo.

O Brasil possui uma matriz predominantemente hidrelétrica, e a concessão de novas usinas é uma atribuição do poder concedente. A regra para o leilão de concessões que prioriza economicamente quem coloca sua energia para venda no ACR pela menor oferta de preço. No momento, as perspectivas de investimento em concessões hidrelétricas para novas ofertas no ACL estão ficando modestas. Isto ocorre não só devido a uma alta parcela obrigatória do ACR, como também o acréscimo de preço obrigatório nos contratos destinados ao ACL, dado pela prioridade da licitação das concessões para ofertas de preços mais baixas para contratos no ACR. O padrão atual e a dinâmica do leilão de concessão estão baseados nos seguintes pontos:

- A participação do ACR no leilão de energia nova das concessões ocorre na forma e critério da regulamentação da lei 10.848 e decreto 5.163.
- Os investidores interessados na fatia de energia definida para o ACL precificam, por sua conta e risco, a quantidade que desejam vender.
- Os investidores podem ajustar contratos antes do leilão diretamente com os consumidores ou com sua controladora geradora. Neste caso as corporações com mais ativos existentes se beneficiam, dado que possuem uma margem maior para acomodar preços futuros no ACL.
- Não existe isonomia no tratamento da parcela destinada ao ACL.

Vários leilões de energia nova junto com concessões hidrelétricas já foram realizados e foi reservado um volume considerável ao ACL, entretanto com uma notável arbitragem negativa nos preços. O ACL neste processo se torna uma importante contribuição para a redução do custo da energia do modelo de financiamento do ACR. Esta pratica não é sustentável para o modelo, ou se acaba com o custo adicional nas concessões para o mercado livre nos próximos leilões, ou haverá uma crise sem precedentes na oferta de energia mais competitiva ao ACL, que pode levar a sua inviabilidade econômica.

As autorizações – térmicas e fontes alternativas - não são um problema para o ACL que tem instrumentos para resolver. Todavia, as licitações de concessões das fontes mais competitivas podem ser readequadas para permitir um equilíbrio de posições entre ACR e ACL. Uma conjugação mais harmoniosa dos parâmetros legais nas licitações permitiria um reconhecimento na regulamentação da importância do ACL, que estaria sendo comercialmente reconhecido pela nova oferta.

O ACL é um mercado mais flexível por construção e permite várias tendências de negociação para os investidores. As licitações de concessões podem ser readequadas para permitir um equilíbrio de posições entre o ACR e ACL. A estruturação da venda no ACL deveria ser mais equilibrada e com isso romper-se-ia a barreira dos privilégios e a falta de isonomia. O vendedor continua a buscar as suas melhores condições, entretanto se restabeleceria o objetivo de mercados paralelos - "metabolismo da eficiência". A participação do ACL na expansão é uma necessidade do mercado:

- O ACL necessita de um processo sustentável de oferta prevendo seu crescimento
- A participação na expansão atualmente não é coordenada com a expansão dedicada ao ACR
 - Incluir paralelamente com a demanda das distribuidoras do ACR a demanda do ACL de forma organizada é uma excelente alternativa
- Nas licitações de novas concessões hidrelétricas seria uma participação compartilhada
 - Os instrumentos legais já definem a meta do processo – vender mais barato o CCEAR ao ACR
- Nas licitações com novas autorizações seria uma participação paralela para compartilhar a infraestrutura do certame, pois diferente das concessões não existe restrição de venda de energia proveniente de geração no regime de autorizações para ACL ou ACR.
 - Existe um efeito positivo da logística do leilão de energia nova do ACR que uma solução conjunta ACR & ACL seria desejável: Processos de habilitação; definição da garantia física (GF); submissão ao processo de conexão compartilhado (ICG); maior aglomeração de novas ofertas.

As propostas elencadas neste trabalho buscam elaborar soluções com sustentabilidade e competitividade do ACL no futuro:

- Promover uma competição sadia ACR & ACL pela energia nova
- Buscar atender as necessidades do ACL dentro das suas características
- Permitir a contribuição do ACL na expansão
- Não alterar a regulamentação setorial básica
- Criar critérios de garantias adequados para os financiadores
- Induzir uma maior competitividade ao ACL onde se localiza a indústria nacional

6.2.1 A Expansão das Fontes Incentivadas – ACL Especial

A definição das fontes incentivadas foi um marco da lei 10.438/02, que buscou dar o incentivo necessário para o desenvolvimento das novas energias renováveis no território nacional. As fontes incentivadas incluem dentre outras as seguintes: pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar, biogás e utilização de resíduos sólidos na geração de energia elétrica. O principal benefício legal é o desconto na tarifa de transporte (TUST, Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão + TUSD, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) na geração e no consumo das fontes incentivadas. (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

As fontes incentivadas podem participar dos leilões de energia para venda ao mercado regulado - ACR, ou mesmo através da parcela permitida de geração distribuída das concessionárias de distribuição. O mercado livre (ACL) é também um foco importante para a inserção das fontes incentivadas. O contrato de energia celebrado entre um consumidor especial e um agente gerador de fonte incentivada é denominado CCEI, Contrato de Compra de Energia Incentivada e são de livre negociação entre o fornecedor e o consumidor livre especial.

O desenvolvimento das fontes incentivadas ao longo do tempo é notável e na realidade reflete o potencial do Brasil na produção de energia proveniente de várias fontes. Esta capacidade é pulverizada em vários projetos de média e pequena escala, o que permite uma grande pluralidade de investidores em novos desenvolvimentos. Notadamente, o mercado comprador destas fontes é bem diferenciado, sejam as distribuidoras no ACR, sejam os pequenos e médios consumidores livres especiais no ACL. Diferente do ACR, no ACL a comercialização é quase que um mercado de varejo e possui um potencial em torno de 15% de todo o mercado nacional.

A aptidão de compra de energia no ACR e no ACL é diferente no que tange a duração dos contratos bilaterais. Enquanto no ACR as concessionárias compram energia para repasse ao mercado cativo, no ACL a compra é feita direta pelo consumidor final e a percepção de risco e economia de escala é distinta. Uma constatação importante se refere ao financiamento da

expansão destas fontes – será que é sempre necessário vender ao ACR ou o ACL pode ser uma sustentação importante para a sustentação destas fontes.

As estruturas de financiamento para as novas obras de geração estão todas baseadas nos fundamentos do BNDES, principal financiador da infraestrutura brasileira. Estes fundamentos do financiamento adotaram como base de garantias para os leilões de energia nova os direitos creditórios dos contratos - CCEAR. Os contratos de longo prazo, usualmente de 20 a 30 anos, tem sido o caminho adotado. Reconhece-se que este é um caminho mais simples, dado que em grande parte os riscos para o financiador se concentram no período de construção, onde a estrutura do investidor é levada em consideração, mas prejudica o acesso do ACL à energia.

A necessidade de contratos de prazo tão longos não é extremamente indispensável como parte dos agentes setoriais acredita. É com certeza o caminho mais fácil dado que são contratos de longuíssimo prazo entre concessionárias – de geração e de distribuição – que possuem como contrapartida o próprio contrato concessão. Contratos estes que podem ser utilizados como garantidores da operação em última instância. Entretanto, do ponto de vista do financiador, as necessidades se encerram com o pagamento da dívida e o seu perfil de amortização. O aporte BNDES tem prazos longos e, em termos de comprometimento de caixa para o investimento é decrescente, permitindo uma perspectiva de margem confortável, sem a necessidade de garantias tão longas para o financiador.

Neste contexto o investidor vendedor deveria poder escolher melhor a sua opção dentro dos prazos disponíveis no ACR e ACL, o que permitiria uma circulação maior da energia entre o ACR e o ACL. Apesar destas práticas no ACR, no ACL a composição do portfólio de contratos deve ser uma arbitragem do investidor. Este portfólio de contratos no ACL, uma vez adequado ao processo de garantias do financiador e ao nível de comprometimento das garantias da corporação, torna-se uma avaliação do investidor.

Evidentemente, isto só é possível numa estrutura de financiamento mais flexível que permita uma gestão de contratos com múltiplas características, o que atualmente não é o caso das sociedades que apenas vendem contratos no ACR, ou aos sócios na sua cota ACL. Com a multiplicação de estruturas societárias e portfólio de contratos haveria uma circulação maior da energia entre o ACR e o ACL.

Atualmente os preços são muito correlacionados com o perfil de compra do ACR, entretanto os vendedores são os mais adequados para formar o preço e condições de venda numa competição. A arbitragem por melhores condições de preço futuro vis a vis margens de lucro estaria liberada e os preços de equilíbrio para venda estariam mais próximos do custo marginal da expansão. Percebe-se facilmente que no perfil do fluxo de caixa de projetos de fontes incentivadas se encaixam diferentes portfólios de venda de energia.

Os cálculos de preço de venda muitas vezes se referem apenas ao equilíbrio econômico para uma venda de longo prazo, usualmente indexada com a inflação. Contratos de diferentes preços e durações podem ser enquadrados até mesmo durante a “amortização da dívida” que com o pagamento dos juros e principal vai paulatinamente liberando o caixa para outros riscos e vendas. Durante o período apenas de “operação & manutenção” o custo caixa é mais baixo, o que permite a busca de outras operações e retornos variados. Todo este ambiente é uma questão de gestão de riscos do capital do acionista ao longo da vida do projeto. Desta forma a interpretação dos riscos implícitos de operações diversas de uma venda de longo prazo para o ACR é uma atribuição do investidor junto ao órgão de financiamento.

A principal barreira de expansão da geração com suporte do ACL é a duração dos contratos, e deve ser superada com novos mecanismos de mercado que sejam aceitos pelos financiadores de infraestrutura.

A expansão do mercado de energia é óbvia e necessária para o país desenvolver sua indústria e sua economia. O que se nota, no âmbito nacional, é que o mercado regulado é o “driver” do crescimento da infraestrutura de geração de energia, notadamente das fontes incentivadas como as pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, biomassa, solar, biogás e resíduos sólidos, enquanto o mercado livre se desenvolve numa proporção muito menor. Esta atrofia sofrida pelo ACL se dá pelo fato do investidor não partilhar de uma isonomia com relação ao ACR no que tange à alavancagem dos projetos.

Uma necessidade que surge com a percepção de aumento no Brasil da participação das novas renováveis, também caracterizadas como oferta incentivada, é um cruzamento comercial espontâneo entre estas. O financiamento de empreendimentos de geração dentro do mercado livre é de complexa obtenção pelo fato de não haver as mesmas garantias oferecidas no mercado regulado. Isto é, as estruturas de financiamento, baseadas nos fundamentos do BNDES, adotaram como base de garantias para leilões de energia nova, os direitos creditórios

dos contratos - CCEAR, com prazo entre 20 a 30 anos. A necessidade de contratos de longo prazo não é fundamental, mas certamente é o caminho mais fácil dado que estes são firmados entre concessionárias – de geração e de distribuição – e possuem como garantia o próprio contrato de concessão.

Assim, os potenciais investidores em geração de energia a partir de fontes incentivadas do ACL não conseguem oferecer a mesma segurança que aqueles do ACR. Apesar de haver múltiplos incentivos com relação a encargo setoriais e TUSD/TUST, estes auxílios têm seu impacto durante a operação. Porém, é necessário que haja esforços para o financiamento tanto na fase inicial, de construção quanto na fase de operação. Ou seja, há uma grande falha que precisa ser corrigida através de novos instrumentos ou alternativas que forneçam aos financiadores, a segurança necessária para a liberação de fundos para custear novos projetos dedicados ao mercado livre.

Pelas suas características, a venda de energia de uma destas fontes isoladas através de um contrato por quantidade ao ACL, requer volumes significativos de compra/venda das diferenças entre produção e contrato no mercado de curto prazo.

As fontes renováveis possuem diferentes peculiaridades em termos da sua produção de energia. As PCH possuem um perfil similar ao das hidrelétricas, e tem formalmente a possibilidade de adesão ao MRE. As demais necessitam de uma agregação a um conjunto de ativos com maior escala e que seja complementar em produção de energia.

Uma estratégia é a criação de fundos de comercialização de Energia Renovável, como adesão voluntária. Isto permite a comercialização centralizada do portfólio de produção e lastro das renováveis buscando o benefício sinérgico em termos financeiros para o conjunto. Com isto se alcançaria o benefício sinérgico em termos de energia para o conjunto de participantes.

O maior desafio para os empreendedores que procuram investir em projetos para gerar e vender energia no mercado livre é a financiabilidade. Ainda é muito difícil encontrar contratos de longo prazo dentro do ACL que permitam garantir um fluxo de caixa futuro para o empreendedor e este submeter esse contrato para um banco ou outro órgão financiador para a obtenção de uma garantia.

É necessário que sejam criadas alternativas para que os empreendedores que desejam investir em novos empreendimentos visando o mercado livre tenham condições de fazê-lo. Assim, são abordadas a seguir alternativas que possibilitem ou facilitem o financiamento: (i) garantias

rotativas e direitos creditórios dos contratos, (ii) contratos de compra do valor mínimo (iii) certificados de energia elétrica (iv) ações conversíveis em energia.

- **Garantias rotativas**

Uma das possibilidades bastante exploradas no mercado regulado é o uso de garantias rotativas. Na fase pré-operacional de um projeto eólico, por exemplo, o investidor ou participante de um consórcio poderia fornecer garantias corporativas a fim de obter o financiamento, porém, não é de interesse deste investidor comprometer o balanço de sua companhia. Assim, a partir do momento em que se inicia a fase operacional, o órgão financiador passaria a aceitar os contratos de venda de energia que dependendo do agente comprador e do tamanho do parque eólico, poderiam se dar na forma de CCEI (Contrato de Comercialização de Energia Incentivada) ou CCEAL (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre). Um dos pontos que desfavorece o mercado livre nesta opção é o fato dos contratos serem em geral de curto e médio prazo, oferecendo risco para o financiador.

Entretanto, como o principal risco de um empreendimento de geração está no período de construção, o órgão financiador deve aceitar inicialmente a garantia corporativa e posteriormente, após o risco de construção já estar mitigado, altera a garantia para o ativo de geração enquanto o investidor busca selar contratos de prazo maior. O modelo que se propõe aqui fornece flexibilidade para o empreendedor, contudo exige esta mesma flexibilidade do financiador.

Os contratos seriam paulatinamente trocados num processo rotativo, que fosse aceito pelo financiador. O BNDES deve aceitar como garantia os direitos creditórios dos CCEI, porém é apresentado ao financiador um mix de contratos do projeto em geral contratos pulverizados e de prazos menores.

- **Contratos de compra de valor mínimo**

Os contratos de compra de valor mínimo são o que se pode chamar de pré-venda. Neste modelo, o empreendedor se compromete a vender um percentual de sua garantia física a um preço acordado entre as partes que permita ao comprador de energia obter uma margem competitiva na revenda da mesma. O contrato de longo prazo pactuado tem por objetivo viabilizar uma receita certa que dê segurança para o financiador liberar fundos para investir no projeto.

- **Certificados de Energia Elétrica – CEE**

Os Certificados de Energia Elétrica, CEE, item que é apresentado e melhor detalhado no capítulo 6.4.2 dessa dissertação, seriam um título emitido por um Órgão Oficial

representando a existência atual ou futura de uma determinada quantidade de energia (garantia física). Portanto, os CEE podem ser definidos como o resultado da pulverização dos lastros das GF dos empreendimentos em valores padrão, a critério e na proporção especificada pelo investidor proprietário do empreendimento. Os CEE teriam sua emissão e comercialização controlada por regras propostas pelo mercado do setor elétrico e financeiro. A abrangência da aplicação dos CEE seria um critério do mercado, dado que a sua solicitação de emissão deve ser uma decisão do proprietário do ativo de geração. A visão dos CEE é principalmente na energia futura para comercialização. Desta forma, todos os agentes geradores estariam aptos a solicitar a emissão de CEE do seu lastro futuro, dentro dos limites da GF futura do seu empreendimento e na proporção que desejarem. Com a presença dos CEE no mercado haverá uma melhora da dinâmica de compra do ACL e permitirá a contratação mais racional dos lastros de longo prazo no ACL num casamento perfeito com as necessidades do mercado. A formatação dos preços futuros do CEE no mercado seria para o financiador a garantia de fluxo caixa futuro da energia proveniente do projeto.

- **Ações conversíveis em energia**

Uma alternativa de financiamento são as ações conversíveis em energia as quais consistem em um aporte financeiro por parte de um interessado em consumir energia diretamente no empreendimento. Desta forma, este futuro consumidor abriria mão de receber dividendos do empreendimento para receber em forma de energia elétrica com desconto relativo ao aporte inicial. Assim sendo, o acionista construtor teria parte do investimento financiado pelo próprio consumidor reduzindo a necessidade de financiamento.

6.3 Novas Estruturas de Contratação da Oferta

6.3.1 Desafios no ACL Especial

O mercado ACL especial possui algumas particularidades que criam naturalmente desafios para a plena comercialização neste ambiente. A principal é que o número de consumidores é muito grande comparado ao convencional. Todo o ACL especial em número de agentes de consumo é algo em torno de 14.000. (CCEE, 2014) O número de pontos de medição é ainda maior ao se considerar a agregação de várias cargas, como preconizado na regulamentação – pode chegar a mais de 200.000 pontos. (CCEE, 2014)

Grande parte dos consumidores se concentra entre 500 kW e 1000 kW, o que faz com que o volume médio de todo o ACL especial seja algo como 0,7 MW.médio (ou 700 kW.médio). O volume médio atual é 1,6 MW.médio e do remanescente elegível é 0,6 MW.médios. Os maiores já decidiram ir para o ACL e os menores ainda mostram alguma resistência devido à falta de informações e conservadorismo. Pelo lado vendedor não existe ainda capacidade de atendimento de um conjunto tão significativo em termos de usuários e menor em volume agregado.

O fato é que os geradores incentivados e os consumidores especiais estão fazendo crescer o ACL especial e, com a futura entrada da geração distribuída, o número será ainda muito maior. A Figura 42 apresenta o crescimento vertiginoso do número de agentes de mercado registrados na CCEE.

A Figura 55 demonstra que a maior parte deste crescimento está muito concentrada nos geradores incentivados e nos consumidores especiais. Claramente, o mercado cresce na sua taxa de crescimento vegetativo e devido à expansão de processos de consumo, entretanto as mudanças no tipo de oferta e no tipo de compradores de energia estão transformando os processos comerciais no setor elétrico. Novas estruturas são necessárias para atender esta nova abordagem comercial em termos de operação e expansão.

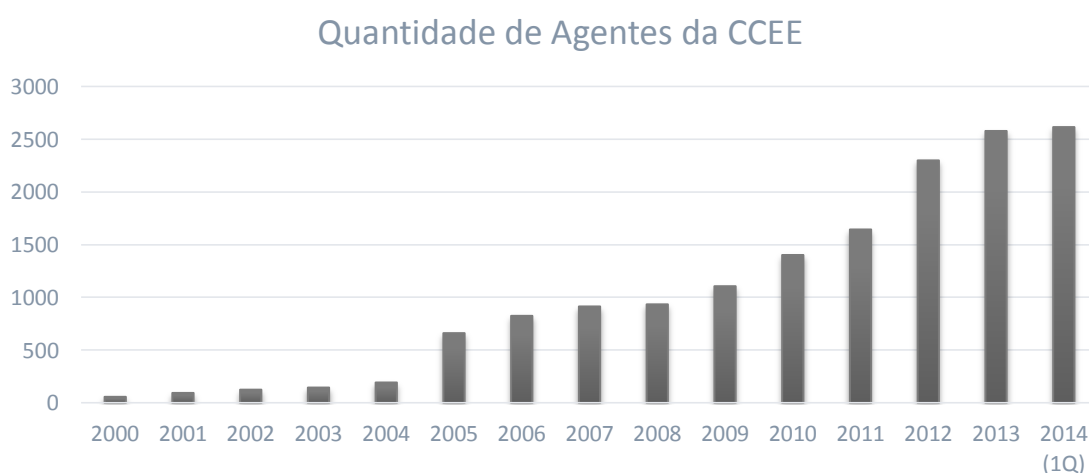


Figura 42 - Crescimento do Número de Agentes na CCEE
Fonte: CCEE, 2014 e Autora

Quantidade de Agentes da CCEE

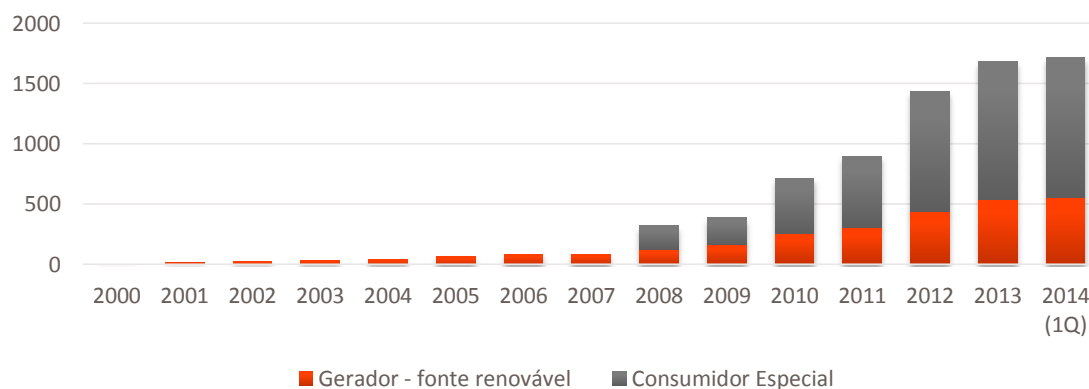


Figura 43 - Crescimento dos Agentes na CCEE

Fonte: CCEE, 2014 e Autora

Claramente, pela estrutura do mercado brasileiro, não se segregou os agentes que atuam no atacado (grandes volumes) com aqueles que estão mais direcionados ao varejo (menor volume). O fato que os consumidores especiais representam um mercado de varejo com práticas diferentes do mercado com consumidores convencionais.

6.3.2 Comercializador Varejista

Buscando reduzir as barreiras para o desenvolvimento do ACL especial foi criada uma nova estrutura no mercado pela ANEEL denominada “Comercializador Varejista”. O foco do Comercializador Varejista é o ACL especial, podendo também agregar os geradores incentivados e outros livres convencionais. O ACL especial é um alvo importante que traz competitividade para a energia incentivada e não está sendo completamente explorado – geradores incentivados estão preferindo o ACR pelas facilidades de financiamento e comercialização. A criação do Comercializador Varejista abre uma nova janela de oportunidades: (AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

- Entrada num mercado de grande volume com maiores ganhos na venda de energia
- Reduz as barreiras ao ACL de agentes menores

O Comercializador Varejista atuará como um “agregador” de carga/geração de diversos clientes, podendo fechar contratos de compra e venda no ACL em nome de seus representados. A participação é voluntária para todos os consumidores do ACL e potenciais consumidores livres e especiais, além dos geradores com capacidade menor que 50 MW, que não estejam comprometidos com contratos no ACR (CCEAR) ou provenientes de leilões de

reserva. A adesão/desligamento segue o prazo de migração do contrato do cativo e o desligamento/rescisão dos clientes com o comercializador varejista deverá respeitar 60 dias de antecedência do término do vínculo. Na prática, comercializador varejista será uma adesão voluntária a um novo modelo de negócios que será adotado por diferentes agentes do mercado.

A Figura 44 ilustra a estrutura de mercado do comercializador varejista. Em termos gerais o comercializador varejista possuirá as seguintes características ao longo do tempo:

- Será o responsável pela representação, gestão contratual e operações na CCEE do mercado de varejo;
- Cria um espaço mais seguro e objetivo para o consumidor especial no ACL;
- Incentiva a busca por produtos mais focados no varejo;
- Incorpora de forma mais simples a pulverização do varejo no ACL;
- Opera como uma “distribuidora sem fio”.

Com esta nova estrutura do comercializador varejista, a tendência é que a CCEE não verá mais os agentes agregados (consumo e geração) de forma individual, e toda a responsabilidade junto ao mercado e CCEE fica por conta do comercializador varejista. Isso irá promover mais apetite ao consumidor especial elegível para ir ao mercado livre, pois vai isentá-lo de riscos quanto à necessidade de gestão (Expertise, Sistemas, Controles, etc.) focando mais o processo na busca racional de preços direto no mercado com os comercializadores varejistas. A Figura 45 ilustra as facilidades operacionais com a entrada com comercializador varejista no ambiente do ACL especial.

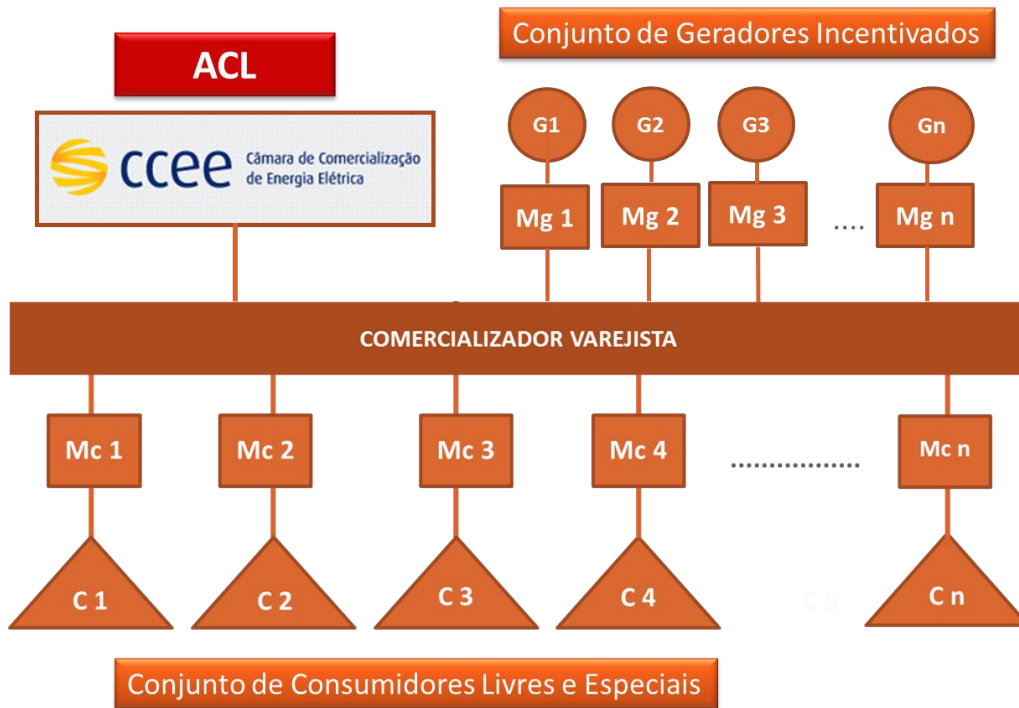


Figura 44 - Estrutura de Mercado do Comercializador Varejista

Fonte: Elaborado pela Autora



Figura 45 - Facilidades Operacionais com o Comercializador Varejista

Fonte: Elaborado pela Autora

6.3.2.1 Comercializador Varejista – Atratividade para Fontes Alternativas

Os investidores de energia incentivada podem comercializar seus produtos nas seguintes alternativas:

- Leilões públicos do ACR
 - Distribuidoras compram e repassam ao seu mercado cativo
- Geração Distribuída Regulada

- Distribuidoras compram de geradores menores até 10% de seu mercado, através de regras próprias, e repassam ao seu mercado cativo.
- Opção pouco atraente que depende de avanços na regulação – preços-teto longe da realidade, processos de compra pouco objetivos e limitações no conjunto de projetos candidatos.
- Consumidores Especiais no ACL
 - Clientes com tarifa fio elevada (usualmente na classe tarifária A4)
 - Grandes corporações com um número grande de pontos de medição (telefonias, bancos, supermercados, etc.)
 - Mercado varejista com muitos consumidores pulverizados

Das opções acima a mais utilizada no momento são os leilões no ACR e uma comparação com a atratividade com a venda direta aos consumidores especiais no ACL é oferecida na Figura 46 e na Figura 47.

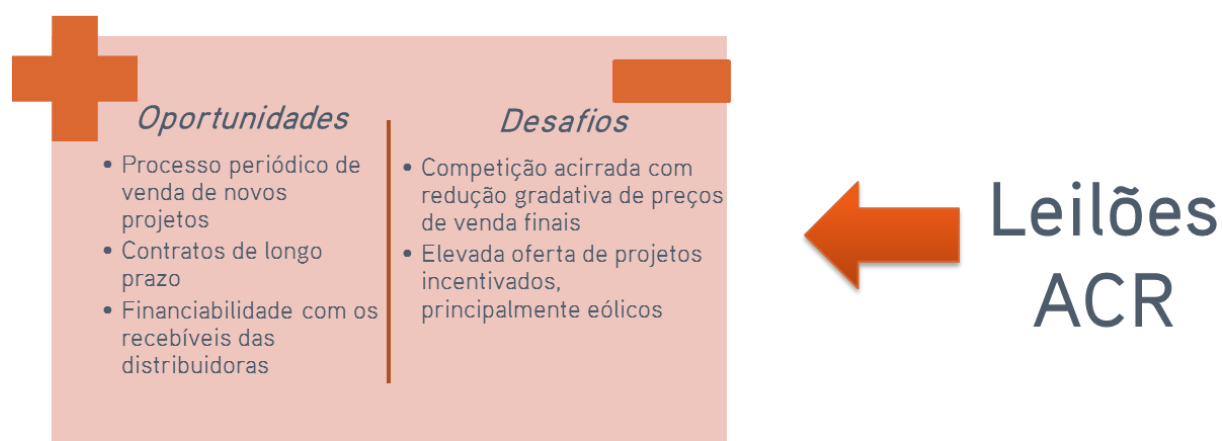


Figura 46 - Oportunidades e Desafios – Leilões ACR

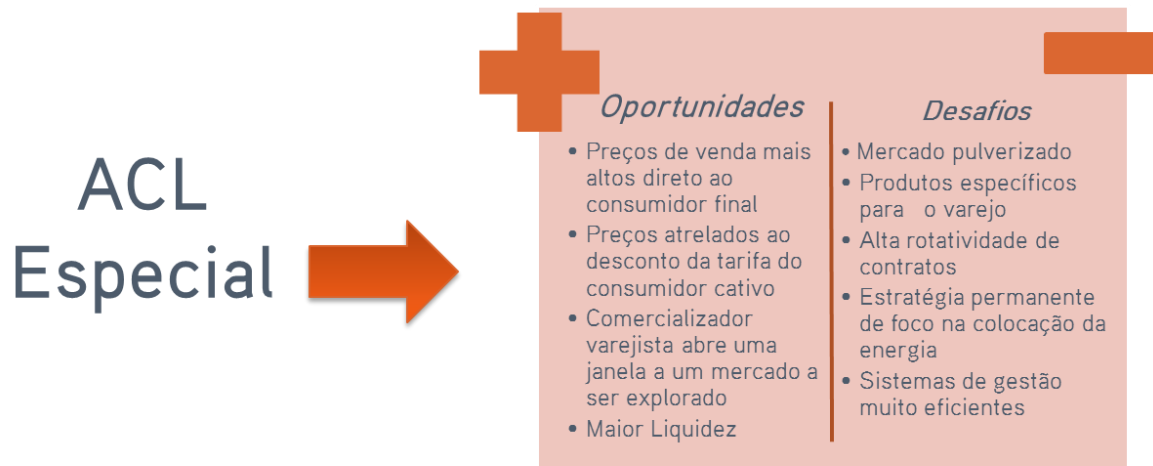


Figura 47- Oportunidades e Desafios – ACL Especial

6.3.2.2 Estudo de Caso - Definição

Com o objetivo de demonstrar as características apresentadas na Figura 46 e na Figura 47 é oferecido a seguir um estudo de caso para investidores em fontes incentivadas antes do leilão A-3 de 2013 que foi realizado no 2º semestre de 2013. A Figura 48 apresenta os preços médios históricos de diferentes tipos de projetos com venda nos leilões do ACR¹³.

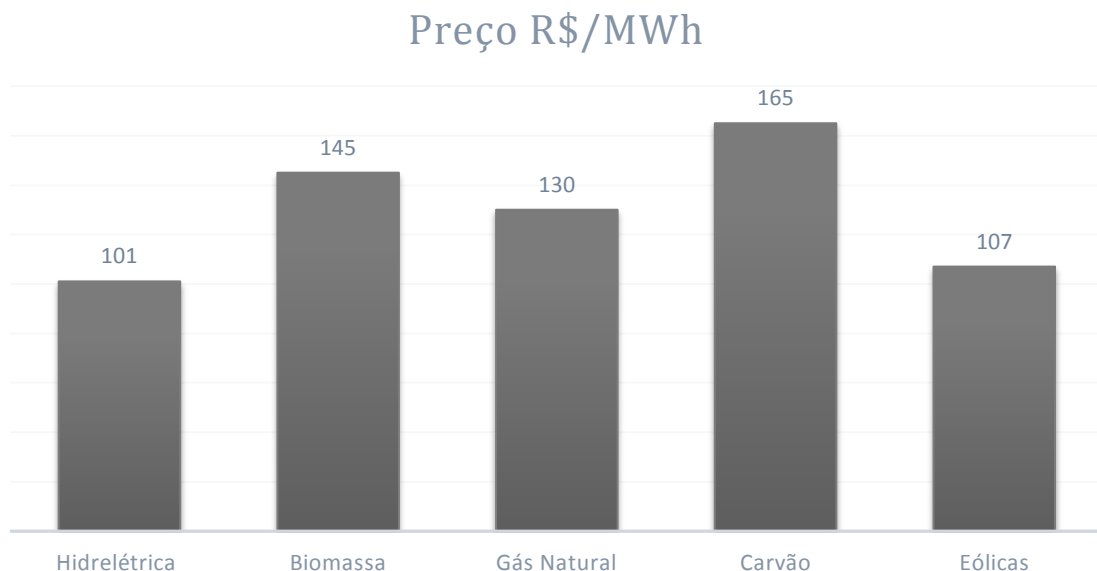


Figura 48 - Preços Médios da Venda de Projetos nos Leilões do ACR – Outubro de 2013

Fonte: (CCEE, 2014)

¹³ Os valores referentes aos projetos térmicos se referem ao ICB – índice de custo benefício, que são utilizados para comparar valores de contratos de disponibilidade (térmicas) com contratos de quantidade, onde se oferece apenas um preço fixo.

Claramente, as fontes incentivadas eólicas encontram no ACR uma forte competição com redução de preços, sendo quase comparáveis aos projetos hidrelétricos que possuem uma economia de escala considerável e sempre foram os mais competitivos.

O preço-teto para a competição por novos contratos no ACR para as fontes eólicas era de R\$ 126,00/MWh. A Figura 49 ilustra a competição da oferta qualificada para o leilão A-3 de 2013.

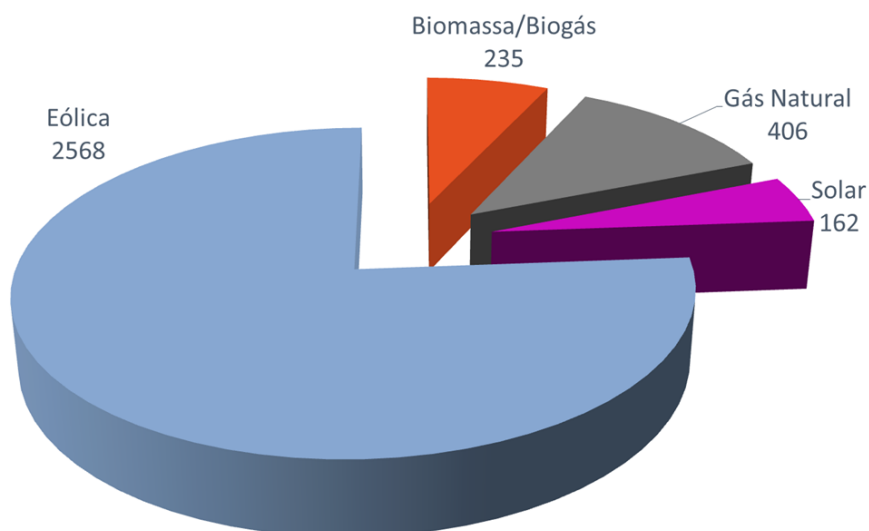


Figura 49 - Habilitação no Leilão A-3 2013 (MW.médios)
 Fonte: EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014

6.3.2.3 Estudo de Caso - Cenários

A questão que se coloca aos investidores de energia eólica seria concorrer com seus projetos para vender no leilão A-3 de 2013 com entrega da energia a partir de 2016 ou buscar contratos no ACL especial. Para investigar este ponto decisório para os investidores é sugerido na Figura 50 um conjunto de 3 cenários para análise econômica financeira da colocação da energia de projetos eólicos.

Estes cenários buscam comparar a venda nos leilões do ACR (cenário 1) com contratos no padrão do ACR de 20 anos e preço menor que o teto devido a competição pelo mercado, ou a venda no ACL especial de um contrato inicial de menor prazo (10 anos) com preço competitivo para o investidor com um contrato na sequência de mesmo prazo e preço menor, ambos com um comercializador varejista (cenário 2) e a venda no ACL especial com um contrato de 20 anos com preço competitivo para o investidor com um comercializador varejista, adotando-se a prática de garantia rotativa ao longo do contrato (cenário 3).



Figura 50 - Habilitação no Leilão A-3 2013 (MW médios)

A estrutura de venda no caso da opção de colocação no ACL seria conforme a ilustração da Figura 51 oferecida a seguir. Percebe-se a importância do comercializador varejista nesta estruturação, ou seja, este é o tomador principal do contrato em nome dos consumidores finais, desta forma o financiador distingue o varejista como tomador, porém com garantias dos contratos com seus clientes de forma aglomerada, o que diminui o risco de inadimplência de um comprador único. Por outro lado existe um risco novo no processo que é o próprio Varejista, entretanto este perfil de risco depende apenas do corporativo do controlador do Varejista e das cláusulas de cessão de contratos com os clientes do varejista, caso de situações limites do desempenho do varejista.

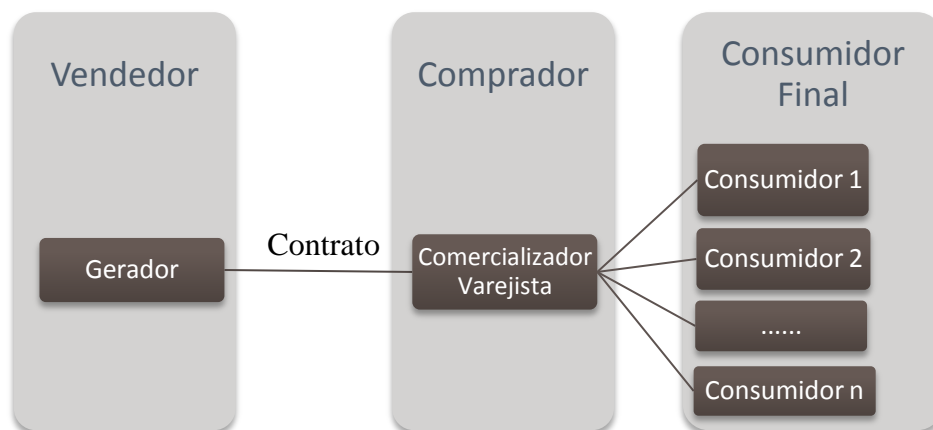


Figura 51 - Relação Comercial Geradores e Compradores

O contraponto dos consumidores livres especiais para a venda no ACL é sua tarifa no mercado cativo, incluindo a tarifa de energia (TE) mais o benefício da redução da tarifa fio, conforme apresentado na Figura 39. Com base nas tarifas de outubro de 2013, o chamado

break even do ACR (energia + benefício da tarifa fio) é apresentado em cada submercado e para diferentes modalidades tarifárias da classe A4, conforme Figura 52.

Os valores na Figura 52 devem ser interpretados da seguinte forma, por exemplo, um consumidor especial elegível típico no submercado sudeste na classe A4 na modalidade azul possui como meta para migração ao ACL especial o valor médio de R\$ 186/MWh. Em outras palavras preços de contratos com valores menores que este é competitivo para este consumidor.

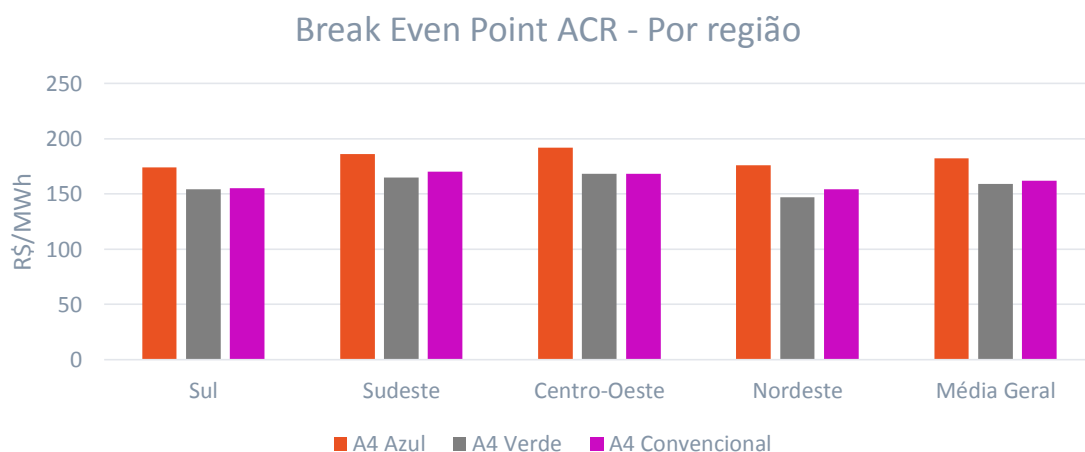


Figura 52 - Atratividade do ACL Especial por Submercado (outubro de 2013)

Os consumidores potencialmente livres no A4 (ver padrão típico na Tabela 10) são em sua maioria pequenos industriais e consumidores do grande e médio comércio, como os seguintes segmentos:

- Empresas de telefonia; Shopping Centers; Hotéis; Bancos; Universidades; Grandes Condomínios; Saneamento; Empresas Públicas – Hospitais, Escolas, dentre outros.

Tabela 10 - Contrato Cativo – Padrão A4

Padrão	A4 Azul	A4 Verde	A4 Convencional
Demanda Ponta (MW)	0,95	0,95	0,35
Demanda Fora Ponta (MW)	1,01	1,01	0,35
Fator de Carga Ponta	72%	72%	68%
Fator de Carga Fora Ponta	72%	72%	68%

6.3.2.4 Estudo de Caso – Avaliação Econômico-financeira

A fim de identificar o valor econômico dos cenários supracitados acima foi utilizada a metodologia do Método do Fluxo de Caixa Descontado (*Discount Cash Flow*), contemplada no modelo de avaliação econômico-financeira.

O valor da empresa pelo modelo do FCD, Fluxo de Caixa Descontado, é determinado com base em informações dos empreendimentos e por meio da projeção do fluxo de caixa inerente a cada empreendimento, baseando-se na teoria de que o valor da empresa depende dos benefícios futuros que ela proporcionará. As projeções dos fluxos consideram as receitas e as despesas programadas, e com dados de usinas típicas, avaliados por um determinado horizonte de avaliação para, posteriormente, descontá-las a uma taxa pré-determinada de acordo com a estrutura de capital da empresa, a qual reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados.

A adoção do FCD pressupõe a utilização de taxa de desconto compatível com a remuneração do capital próprio e do capital de terceiros dedicados ao negócio. Para trazer os fluxos de caixa anuais projetados a valor presente, deve-se utilizar a metodologia do custo médio ponderado de capital (WACC, *Weighted Average Cost of Capital*). Esta taxa leva em conta um custo de dívida após os impostos e um custo esperado de capital próprio, a ser estimado com base no modelo CAPM, *Capital Asset Pricing Model*, que define a taxa adequada para descontar o fluxo de caixa dos acionistas contemplando o retorno proporcionado por um investimento livre de risco, acrescido de um prêmio de risco do mercado acionário, ajustado pelo risco do negócio. A metodologia e critérios para definição do custo de capital utilizado no cálculo da remuneração das usinas em operação seguem aqueles definidos pela ANEEL para os empreendimentos cujas concessões não foram renovadas.

Os cálculos realizados no modelo estão aderentes às regras de contabilidade vigentes e em conformidade com as práticas usualmente utilizadas por instituições financeiras.

A resposta do modelo contempla o VPL, Valor Presente Líquido da empresa como saída principal, além da TIR, Taxa Interna de Retorno, que representa a rentabilidade do empreendimento. Esta análise é efetuada através de duas abordagens: Fluxo de Caixa Livre do Projeto e Fluxo de Caixa do Acionista. Enquanto o primeiro representa uma avaliação da empresa como um todo, englobando todas as variáveis contidas nela sem a existência de financiamentos externos, o Fluxo de Caixa do Acionista avalia apenas a participação acionária, ou seja, o valor para o acionista.

O modelo econômico-financeiro é elaborado em Reais nominais, ou seja, as receitas e os custos são ajustados à inflação de cada período de acordo com as premissas macroeconômicas.

Os resultados fornecidos, no entanto, são apresentados a valores constantes (ou seja, descontando a inflação). Além disso, os resultados apresentados para cada empreendimento são os seguintes: Receita Bruta, Receita Líquida, EBITDA, (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) Dívida Líquida, Margem EBITDA, Fluxo de Caixa do Acionista, Fluxo de Caixa do Projeto, TIR do Acionista e TIR do Projeto, que são os principais índices financeiros da empresa e que permitem a investidores analisar e comparar os empreendimentos apresentados com outros existentes no mercado.

O projeto eólico típico que é analisado neste estudo de caso apresenta as seguintes características técnicas e do financiamento oferecidas na Tabela 11 e na Tabela 12, respectivamente.

Tabela 11 - Projeto Típico Eólico – Características Técnicas

Premissas Técnicas	Unid.	Parque Eólico
Capacidade Instalada	MW	30
Fator de Capacidade	%	48,7
O&M	R\$'000/MW ano	70
CAPEX	R\$'000/MW inst.	3.800

Tabela 12 - Projeto Típico Eólico – Características Financiamento

Demais Premissas	Unid.	Parque Eólico
Financiamento	70% - conforme BNDES	
Período de Construção	meses	30
Período de Operação	anos	20
Entrada em operação	Julho/2016	

Os resultados encontrados na comparação dos três cenários analisados neste estudo de caso são apresentados na Figura 53 e na Figura 54, que apresentam a TIR do acionista em valores constantes e o VPL anual do projeto, respectivamente.

TIR Projeto Eólico

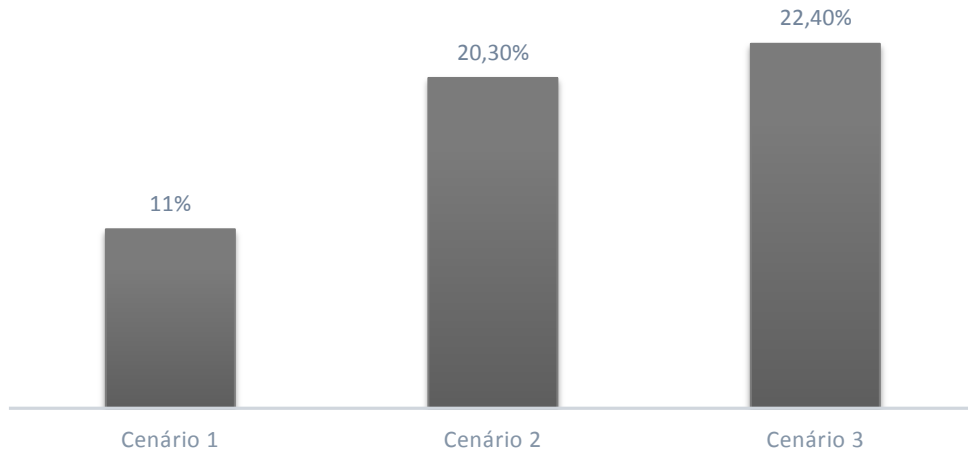


Figura 53 - TIR do Acionista – Cenários

A TIR do Acionista da comparação dos cenários apresenta uma alta atratividade para os cenários com venda no ACL especial através do comercializador varejista.

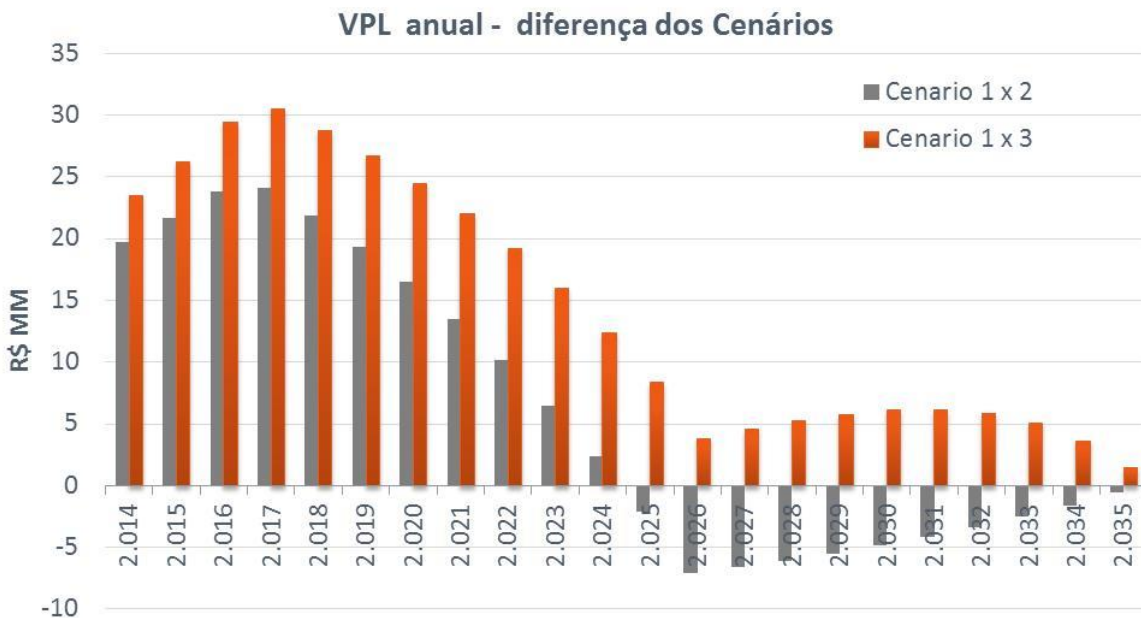


Figura 54 - Comparativo VPL Anual

O VPL anual é sempre em cima do fluxo de caixa remanescente do projeto. A comparação do ACL com o ACR nos primeiros anos de operação do projeto apresentam valores altamente positivos e ao final são menores pela redução do número de anos e dos preços (cenário 2 - preço base no ACL < ACR). Importante notar que no cenário 2 a adoção de um preço menor na 2ª tranche contratual (segundo período de 10 anos) é para fins de garantia para o financiador. Usualmente seria uma meta do projeto conseguir um preço maior nesta 2ª tranche

tornando-se um racional econômico, com um aumento do custo marginal de expansão do sistema com o passar dos anos.

Evidentemente, uma gestão de riscos do projeto deve considerar a aversão ao risco dos investidores, sendo que os resultados comprovam os seguintes riscos e resultados do projeto:

- Cenário 1 – menor risco e retorno menor
- Cenário 2 – risco médio (uma recontração após 10 anos) e retorno médio
- Cenário 3 – maior risco (recontrações sucessivas nos 20 anos) e retorno maior

A atratividade do ACL especial, mesmo sobre análise de incertezas e riscos, é uma realidade que deve ser encarada pelos investidores em fontes incentivadas, e o Comercializador Varejista é um avanço regulatório.

6.4 Novas Opções para a Expansão e Liquidez no Mercado

6.4.1 Liquidez na Contratação

A liquidez é um ponto fundamental para o ACL e os contratos precisam ser livremente transacionados. A liquidez do mercado de curto-prazo aumentou bastante, mas ainda não é o ideal, pois está limitada nesta janela de tempo. Os produtos e serviços oferecidos no mercado no Brasil não são muito diferentes dos oferecidos em outros mercados, porém estão num ambiente de regulação e dinâmica diferentes. Existe o mercado de médias móveis no curto prazo com a obrigação de contratar garantia física (lastro) para atender as exigências regulatórias. Os contratos a termo também são práticas no ACL para transações comerciais de médio e longo prazo. Entretanto, pouca informação é disponível e faltam referências de preços de contratos. Esta falta de transparência prejudica o desenvolvimento do ACL.

6.4.2 Certificados de Energia Elétrica (CEE)

A sistemática de compra de contratos de longo prazo não é uma regra trivial para o ACL que pratica seus preços com periodicidade diferente ao ambiente de contratação regulado, porém é aceitável que este segmento se submeta a uma cobertura com energia de longo prazo para dar sinais de expansão para os investidores.

Um instrumento adequado para este objetivo seria a pulverização dos lastros contratuais, o que facilitaria a comercialização antecipada como uma arbitragem do ACL – compras a termo – além de facilitar a compra de lastros de longo prazo a qualquer momento e a negociação em bolsas mercantis.

Apesar de ser um ambiente livre, o ACL enfrenta muitos desafios, onde faltam dinâmicas operacionais apropriadas para o mercado e perspectivas de longo prazo. Adicionalmente faltam instrumentos adequados para o desenvolvimento sustentável deste ambiente, o que resulta em um mercado com liquidez ainda não plenamente desenvolvida.

A comercialização de energia é regulamentada, e se define a Garantia Física (GF) como a quantidade máxima de energia (lastro contratual) associada a um empreendimento, disponível para comercialização.

Neste sentido, propõem-se avaliar neste trabalho os “Certificados de Energia Elétrica” (CEE) que seriam o resultado desta pulverização dos lastros das (GF) dos empreendimentos em valores padrão, a critério e na proporção especificada pelo investidor proprietário do empreendimento.

Este lastro pulverizado representa pequenos contratos de compra energia, em um padrão comercial acordado pelo mercado. Sua contribuição para o mercado livre vai além do aumento da liquidez, pois permite padronização do ambiente de comercialização e maior flexibilidade. Os CEE teriam sua emissão e comercialização controlada por regras proposta pelo mercado do setor elétrico e financeiro.

Com a presença dos CEE no mercado haverá uma melhora da dinâmica de compra do ACL e permitirá a comprovação mais racional dos lastros de longo prazo no ACL num casamento perfeito com as necessidades do mercado no atendimento das vendas dos seus produtos.

Uma bolsa de energia com instrumentos padronizados é uma lacuna importante no atual modelo brasileiro. Seria fundamental preenchê-la não só para aumentar a liquidez nas transações de curto, médio e longo prazo, mas também para dar maior transparência na formação dos preços de energia e criar mecanismos para o gerenciamento de riscos pelos

agentes¹⁴. O ambiente da bolsa cria também uma excelente referência para a área de financiamento. Dentre os instrumentos de financiamento utilizados pelo setor, além dos tradicionais como ações, debêntures e linhas de crédito do mercado de capitais, seria possível organizar a venda antecipada da energia a ser gerada e consumida quando da realização dos investimentos. Esta é a finalidade dos CEE.

A importância da regulamentação da segmentação pulverizada dos lastros para contratos através dos CEE torna-se clara neste ponto. A liquidez e garantia de energia dada pelos CEE irá atrair novos agentes interessados em aplicar na expansão da geração e irá dar condições para que estruturas societárias mais sofisticadas possam investir no mercado livre.

Os CEE são aplicados aqui como uma nova lógica comercial apenas no ACL pela sua característica de livre negociação. No entanto, poderão estar também submetidos ao ACR por circunstâncias operacionais de lastros contratuais por se tratar de GF de ativos de geração. Neste caso, os CEE nada mais são do que lastro de contratos sem que exista necessidade de nenhuma dinâmica comercial própria, a não ser o seu monitoramento.

O fato é que a união entre as práticas comerciais do setor de energia elétrica com estruturas do mercado financeiro pode dar um suporte mais eficiente ao processo de compra e venda de energia no ACL, que venha a dar o sinal de expansão e acabar com alguns mitos de que a nova oferta só sobrevive com longos contratos. O contexto da contribuição do CEE é exatamente este, um instrumento de comercialização de energia com práticas do mercado financeiro, que deve ser aceito pelos órgãos financiadores como um bom instrumento de garantia.

O CEE representa um pequeno contrato de compra e venda de energia elétrica, em um padrão comercial acordado pelo mercado. O título é um ativo financeiro, ou seja, não implica no compromisso de entrega física de energia elétrica, assim como os bilaterais. No entanto, possui responsabilidade contratual representando um direito de crédito ao portador, ou seja, o

¹⁴ “Comercialização de energia elétrica não é ‘oportunismo de curto prazo’, o que no longo prazo seria prejudicial à sociedade. Trata-se de dar resposta aos estímulos de mercado para otimizar o valor da energia ao longo da cadeia; e essa resposta, em contrapartida, beneficia a todos os usuários da energia” - Paul van Son - Presidente da Federação Europeia dos Comercializadores de Energia (fonte BM&F).

direito de registro do montante de energia especificado no certificado, para fins de contabilização e liquidação no ambiente da CCEE.

As formas de liquidação do crédito podem ser diversas, entretanto o direito de uso do CEE como uma responsabilidade contratual para com o comprador permanece inalterado. Ativos novos e existentes poderão ter tratamento similar ao CEE, respeitadas as condições de contorno necessárias, tais como validade da concessão, liberação comercial da parcela a ser certificada, dentre outras.

Os CEE atendem as seguintes necessidades identificadas: (i) permitir maior previsibilidade comercial para o ACL com ferramentas adequadas; (ii) produto para ser aplicado na criação de um ambiente de comercialização de energia padronizado, confiável e com liquidez para o ACL; (iii) mecanismo de formação de preço no médio e longo prazo no ACL com maior participação do mercado; (iv) instrumentos comerciais mais flexíveis que permitam às instituições financeiras a concessão de crédito para os investidores com foco no ACL.

Um ponto fundamental para o mercado futuro é a forte sinalização do preço futuro, minimizando o problema de descolamento do PLD em relação ao preço que o mercado entende como eficiente. Condições essenciais para o sucesso e sustentabilidade dos contratos futuro – tipo os CEE: (i) Os termos do contrato e os encargos cobrados devem ser tais que atraiam um número apreciável de operações de compra e venda; (ii) Deve possuir a possibilidade de atração de um número grande de investidores em grau suficiente para a existência de um mercado com bastante fluidez.

Uma visão geral deste novo processo, onde os CEE se inserem como instrumento de comercialização pode ser visualizado na Figura 55. Notar que neste modelo a função de algumas das entidades envolvidas é uma mera sugestão da autora, entretanto as funções serão necessárias, mesmo que exercidas por outros órgãos competentes.

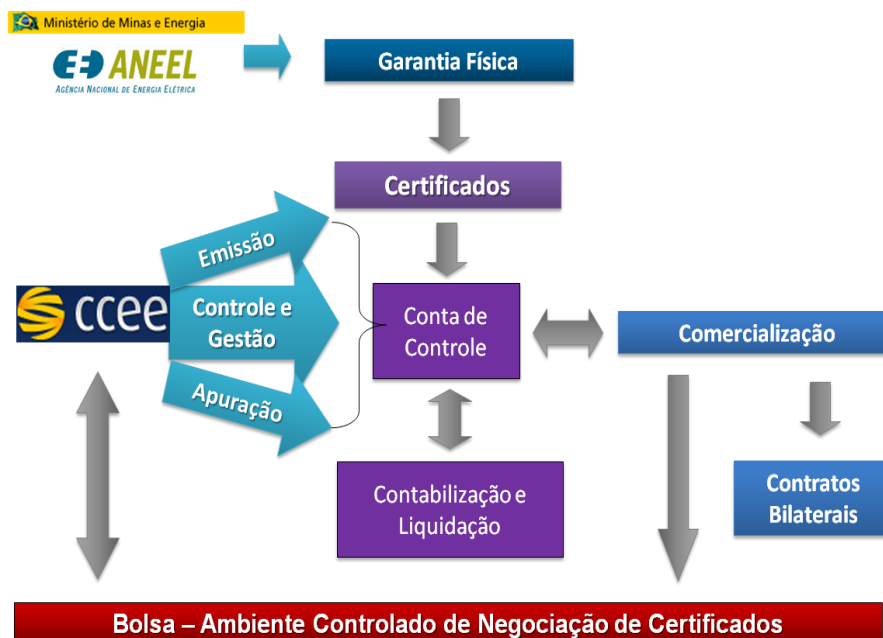


Figura 55 - Visão Geral do Processo do CEE – Sugestão Autora

Em relação ao processo de comercialização em si, os CEE nada mais são do que “Pequenos Contratos a Termo” que possuem validade (mês/ano) para Liquidação de Mercado no âmbito da CCEE e só valem naquela data.

Os CEE podem ser liquidados financeiramente pelas partes a qualquer momento, porém usualmente o último detentor liquida financeiramente perto da liquidação de mercado, tal como é realizado atualmente nos bilaterais registrados no SINERCOM. A primeira relação do emissor original, o proprietário do ativo, e o primeiro comprador é a que conduz o processo. O primeiro registro do CEE no SINERCOM é um registro de posse e deve ser obrigatório.

Uma alternativa de comercialização é o pagamento à vista, onde o primeiro comprador pode ser cobrado à vista pelo preço ajustado entre as partes. Este primeiro comprador pode ser um agente individual da CCEE ou do mercado financeiro. O proprietário do CEE pode optar por uma corretora numa da bolsa de energia, e neste caso, o mesmo colocou num mercado de balcão incógnito dentro das regras da bolsa. Neste processo, o titular do CEE adquiriu todos os direitos sobre a comercialização do mesmo, sendo os deveres do emissor original ter a GF na data de liquidação na CCEE.

O risco do CEE em relação ao emissor original é do último comprador. Nesta mesma linha de raciocínio, a cadeia compradora na sequência possui os mesmos direitos. Caso o processo

tenha se iniciado com uma venda direta, a qualquer momento um comprador pode colocá-lo na bolsa, e ao inverso se o processo se iniciou na bolsa, qualquer comprador do CEE pode retirá-lo para negociação direta.

Uma alternativa é pela comercialização por diferenças, onde o emissor coloca seu preço inicial com correção e a troca de posições entre os demais compradores até a data da liquidação será pela valorização do CEE no mercado. Neste caso, o emissor original só irá receber sua receita na data de liquidação do CEE e os compradores intermediários não tomam o risco do vendedor original como numa corretagem. Esta troca de riscos diferenciada sobre o CEE possui precificação também diferenciada. O usuário final que estará com o registro no SINERCOM na data de liquidação do CEE cobre o pagamento do emissor inicial.

Estes processos de comercialização se assemelham aos padrões de contratos do mercado brasileiro. Com a evolução do título CEE num ambiente de bolsa certamente aparecerão alternativas de comercialização, tais como opções e futuros.

Um CEE é liquidado financeiramente no vencimento (exposição neutra, positiva ou negativa) na CCEE (Comprador de Última Instância em nome do mercado), como habitualmente para todos os agentes da CCEE.

A circulação e a mudança de titularidade do CEE são um dos pontos a serem aprimorados com cuidado. Este processo de controle visa preservar o risco de crédito do CEE. Para tal deve ser incluído um *track record* com o papel de registrar as transações bilaterais e outras no mercado secundário com CEE. Este processo permite, caso seja desejável, identificar o proprietário corrente do CEE.

Um controle de transferência de CEE entre não agentes da CEEE (*track record*) pode ser implementado para garantia do financiador e do mercado. Um “Ambiente de Comercialização de CEE” (como uma Bolsa de Energia), certificado pela ANEEL e órgãos do mercado financeiro, em consonância com a CCEE, ou qualquer outro agente competente, pode funcionar como um garantidor de CEE, cobrando pelo serviço dos operadores do sistema.

6.4.2.1 Os Ambientes de Comercialização dos CEE

O mercado financeiro já possui um ambiente nobre e consolidado para transações de mercado, com controles adequados, dinâmica e experiência, e deve ser o responsável pela “Ambiente de Comercialização dos CEE”¹⁵.

Este é um processo natural para a seleção de novos participantes não agentes da CCEE, dado que o critério de participação numa bolsa envolverá garantias e outras demandas. Os emissores iniciais de CEE que estivessem atrelados a um processo mais rigoroso de garantias para o financiador teriam a seu critério como “blindar” a negociação de seus CEE no mercado com a exigência de permanência no ambiente de bolsa.

O mercado paralelo de CEE também existirá para a venda em blocos como bilaterais para a comercialização de energia atual. A gestão de riscos de crédito do CEE de alguma forma sempre rebaterá para os titulares do título que preferirem a negociação direta. Para os emissores iniciais, como por exemplo, os proprietários de ativos de energia nova no início de operação, que tenham algum tipo de garantia afiançada, esta será uma gestão própria com a participação do financiador.

Em um ambiente de bolsa, os certificados livres¹⁶ do emissor poderão ser negociados por qualquer entidade aprovada neste ambiente, não necessariamente só agentes do mercado de energia. A Figura 56 ilustra um exemplo do Ambiente de Comercialização no Processo do CEE.

Os contratos bilaterais e operações contratuais de cobertura terão a oportunidade de serem lastreados comercialmente por CEE num ambiente de bolsa, mesmo aqueles que estejam comprometidos com os recebíveis para o financiador. Para tal serão aplicadas regras de controle do CEE que poderão ser executadas em conjunto pela bolsa e CCEE.

¹⁵ BOVESPA/BM&F, CETIP, CBLC são exemplos deste ambiente no mercado.

¹⁶ CEE livres significa sem compromisso comercial.

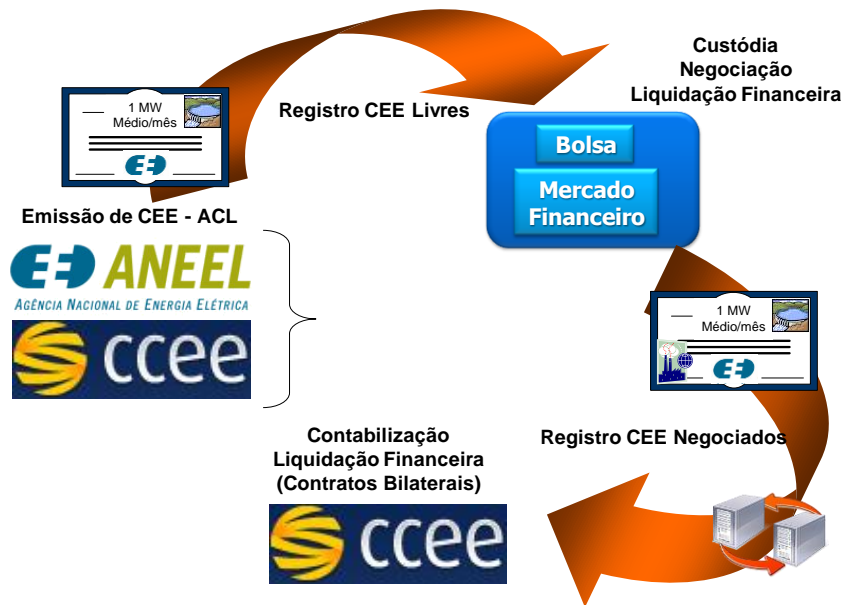


Figura 56 - Ambiente de Comercialização no Processo do CEE

Os CEE buscam atender as necessidades de expansão, formação de preços e liquidez no ACL, que claramente estão levando a uma perda de atratividade do ACL, que é um ambiente competitivo por definição, e sempre servirá como referência para o ACR. Os CEE atendem as seguintes necessidades identificadas:

- Permitir maior previsibilidade comercial para o ACL com ferramentas adequadas para comprovação de lastro futuro;
- Criação de um ambiente de comercialização de energia padronizado, confiável e com liquidez para o ACL – Bolsa de Energia;
- Mecanismo de formação de preço de contratos no ACL com maior participação do mercado;
- Instrumentos comerciais mais flexíveis que permitam às instituições financeiras a concessão de crédito para os investidores com foco no ACL.

A implantação dos CEE no Brasil necessita alguns ajustes na regulamentação setorial, entretanto não existe necessidade de nenhum ajuste em leis.

Os maiores interessados na aplicação do CEE no setor elétrico são os mesmos que compartilham do interesse no ACL sustentável. As Associações devem se preparar para acelerar as providências junto aos demais interessados, tais como o mercado financeiro e os órgãos de financiamento, e também junto ao MME, que deve ser o foco do executivo desta tentativa de tornar o ACL um mercado sustentável.

7 CONCLUSÕES

Esta dissertação de mestrado buscou investigar as ações que possam estimular a competição no mercado livre competitivo com base em fontes alternativas incentivadas, denominado ACL especial, que possibilite o desenvolvimento da competição neste mercado em benefício dos seus consumidores de energia, e que atraia investimentos para os segmentos da oferta desta indústria.

Na sua estruturação, a dissertação realizou inicialmente uma introdução das necessidades e dos problemas relacionados com as estruturas competitivas no setor elétrico. A dissertação também ofereceu uma qualificação das principais estruturas econômicas e os principais tipos de regulação aplicados na reestruturação do setor elétrico, a nível mundial e no Brasil.

A dissertação buscou debater o aumento da competitividade e a caracterização do problema foi detalhada, abordando a projeção de oferta & demanda do mercado de varejo, bem como os atuais entraves para que esse mercado competitivo se realize. Não obstante, foram oferecidas contribuições que caracterizaram a racionalidade econômica do mercado livre competitivo no varejo, a necessidade da nova oferta para este mercado, e as novas estruturas para contratação desta oferta, bem como as novas opções para auxiliar a expansão e liquidez deste mercado.

O mercado brasileiro necessita de um portfólio de contratos que subsidie não só a competição como também a financiabilidade da expansão do mercado competitivo, porém novas práticas são necessárias. Esta dissertação buscou debater novos produtos e estruturas que procuram subsidiar esta meta, como os seguintes: (i) Comercializador Varejista e; (ii) Certificados de Energia Elétrica.

A dissertação discute que, para alcançar um ACL mais competitivo, são necessários novos produtos que possibilitem uma precificação futura sustentável (opções, futuros, certificados de energia, *forwards*), que possibilite aos financiadores uma gestão robusta de tendências de longo prazo para os contratos do ACL. Participação de diferentes agentes no mercado de energia elétrica: geradores, consumidores, comercializadores, agentes financeiros, bancos, grandes empresas de energia, etc.

Nos mercados mais maduros, os prazos de contratação típicos são no máximo até 3 anos, e isto mostra uma vantagem inerente de poder calibrar incertezas e riscos de acordo com as expectativas dos agentes de mercado. Isto só é possível porque existe um mercado de curto prazo robusto e confiável. No mercado brasileiro esta é uma trajetória que deve ser alcançada, qual seja um mercado de curto prazo seguro e um mercado de longo prazo mais dinâmico. O mercado brasileiro necessita destes dois ambientes para sua expansão da oferta em fase com o aumento da competitividade no mercado.

A principal variável de controle do ACL competitivo será o preço futuro da energia. Este preço comanda o tamanho do ACL mais rapidamente e atualmente a oferta no ACL está reduzida por questões de oportunidade no ACR para os vendedores, ou seja, deve haver estruturas que incentivem a oferta no ACL.

O tamanho do mercado competitivo já alcançou uma maturidade singular, o que reflete a seriedade dos consumidores por esta opção, seja no papel de um autoprodutor, ou como um consumidor livre convencional e especial.

É necessária uma forte vontade política que acredite no ambiente de competição como solução para preços justos ao consumidor final. Os desenhos de mercado no mundo podem ser diferentes, entretanto algumas características comuns são primordiais para o sucesso: credibilidade, transparência e segurança.

A vontade política necessária precisa ser bem entendida não como uma diretriz ideológica e sim como a visão pública de ser esta a forma de se obter menores preços, mais liquidez e transparência – o modelo de competição com regulação é uma prática mundial consagrada.

8 SUGESTÕES – TRABALHOS FUTUROS

As análises e proposições abordadas na dissertação, em especial no capítulo “AUMENTO DA COMPETITIVIDADE NO MERCADO – CONTRIBUIÇÕES”, demonstram a complexidade da temática da competitividade no setor elétrico. Como temas para futuras pesquisas podem ser elencados os seguintes:

- Novos produtos que suportem a financiabilidade da oferta com foco no ACL,
- Relação do mercado financeiro e o ACL competitivo – estruturas e novos produtos,
- Desenvolvimento dos Certificados de Energia Elétrica para o ACL competitivo – Soluções Compartilhadas para o Mercado Elétrico e Financeiro,
- Novas estruturas de gestão da comercialização no varejo – Comercializadores Varejistas.

9 BIBLIOGRAFIA

EPRI . (2009). *Assessment of Achievable Potential from Energy Efficiency and Demand Response Programs in the U.S. (2010 - 2030)*.

(NVE), N. W. (31 de Dezembro de 2011). National Report .

ABARE . (2014). *ABARE* . Fonte: <http://www.abareconomics.com:>
http://www.abareconomics.com/publications_html/energy/energy_09/auEnergy09.pdf

ABRACEEL; ABIAPE; ABRACE; ANACE; APMPE; APINE. (2009). CARTA DE FLORIANÓPOLIS.

ABRADEE. (s.d.). <http://www.abradee.com.br/>. Fonte: <http://www.abradee.com.br/>
<http://www.abradee.com.br/>

AEMO - AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. (2014). *FACT SHEET - The National Electricity Market*.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2014). *AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA*. Fonte: <http://www.aneel.gov.br/>: <http://www.aneel.gov.br/>

Altinay, G., & Karagol, E. (2005). Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Turkey. *Energy Economics* 27, pp. 849-856.

American Public Power Association. (2014). *2014-15 Annual Directory & Statistical Report*.

Andersen, F., Jensen, S., & Larsen, H. (2006). *Analyses of Demand Response in Denmark*.

BBCE. (22 de 06 de 2014). *BBCE*. Fonte: <http://www.bbce.com.br/>:
<http://www.bbce.com.br/produtos-e-servicos/>

Beenstock, M., & P. Willcocks. (1981). Energy consumption and economic activity in industrialized countries : the dynamic aggregate time series relationship. *Energy economics*.

Belyaev, L. S. (2010). Electricity Market Reform: Economics and Policy Challenges .

Billington, D. P., & Jackson, D. C. (2006). *Big Dams of the New Deal Era: A Confluence of Engineering and Politics*. University of Oklahoma Press.

Bower, J., & Bunn, D. W. (2000). Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity. *The Energy Journal*. Fonte: <http://www.jstor.org/stable/413228>

BRIX. (22 de 06 de 2014). *BRIX*. Fonte: <https://brix.com.br/>:
<https://brix.com.br/products.jhtml>

Bureau of Resources and Energy Economics. (2014). *Bureau of Resources and Energy Economics*. Fonte: <http://www.bree.gov.au/>: <http://www.bree.gov.au/>

- Canadian Electricity Association. (15 de 06 de 2014). *http://www.electricity.ca/*. Fonte: *http://www.electricity.ca/*: *http://www.electricity.ca/industry-issues/electricity-in-canada/industry-overview.php*
- CCEE. (Novembro de 2012). Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil.
- CCEE. (06 de 2014). *www.ccee.org.br*. Fonte: CCEE: *www.ccee.org.br*
- Central Energía. (2014). *Central Energía*. Fonte: *http://www.centralenergia.cl/*: *http://www.centralenergia.cl/biblioteca/estadisticas-de-energia-en-chil*
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2009). *NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY IN THE CHILEAN ELECTRICITY MARKET*.
- Commission européenne. (2013). *Quarterly Report on European Electricity Market*.
- Cowan, S. (2005). Competition in Regulated Industries: Some Reflections. Agenda, Volume 12, Number 4, 2005, pages 351-362.
- DOE - Department of energy. (2014). *http://www.energy.gov/*. Fonte: *http://www.energy.gov/*: *http://www.energy.gov/*
- ECLAC. (2011). *Foreign Direct Investment in Latin America and the Caribbean*.
- Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC). (2012).
- EDELMAG. (2014). *EDELMAG*. Fonte: *http://www.edelmag.cl/*: *http://www.edelmag.cl/mercadoelectrico/Paginas/SistemasElectricos.aspx*
- Edison Electric Institute. (2008). *Demand Response Review*.
- EEX. (2014). *EEX*. Fonte: *https://www.eex.com/*: *https://www.eex.com/en*
- EIA. (s.d.). *http://www.eia.gov*. Fonte: *http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4270*: *http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=42*
- Einhorn, M. A., & Siddiqi, R. (1996). *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Springer Science & Business Media.
- ELETROBRAS. (2014). *www.eletrobras.com*. Fonte: *www.eletrobras.com*: *www.eletrobras.com*
- ELETROBRAS. (XXX). *PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*.
- Energy Information Administration. (15 de 06 de 2014). *Energy Information Administration*. Fonte: *http://www.eia.gov/*: *http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA*
- Energy Policy Institute of Canada (EPIC). (2009). *Canadian Energy Strategy Framework*.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2014). *EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA*. Fonte: *www.epe.gov.br*: *www.epe.gov.br*

- Erdogdu, E. (2010). *Electricity Market Reform: Lessons for developing countries*.
- Eurostat. (maio de 2013). *Eurostat*. Fonte: www.eurostat.com: www.eurostat.com
- EUROSTAT. (14 de 06 de 2014). *EUROSTAT*. Fonte: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>:
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=0&language=en&pcode=ten00117>
- Federal Energy Regulatory Commission. (2014). *Federal Energy Regulatory Commission*.
Fonte: www.ferc.gov.br: <https://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-8-00w.txt>
- Federal Energy Regulatory Commission. (2014). <http://www.ferc.gov/>. Fonte:
<http://www.ferc.gov/>: <http://www.ferc.gov/>
- Financial Services Authority (FSA). (s.d.). *Financial Services Authority (FSA)*. Fonte:
<http://www.fsa.gov.uk/>: <http://www.fsa.gov.uk/>
- FSA. (2007). *Analysis of activity in the energy markets 2007*.
- Gellings, C. (2009). *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*.
- Gellings, C. W., & Chamberlin, J. H. (1998). *Demand-side management: concepts and methods*.
- Genc, T. S. (Novembro de 2010). *Equilibrium Predictions in Wholesale Electricity Markets. University of Guelph, Department of Economics, Canada*.
- GENI - Global Energy Network Institute. (15 de 06 de 2014). Fonte: <http://www.geni.org/>:
http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/japan/Electricity_Review_Japan.shtml
- Ghosh, S. (2002). *Electricity Consumption and Economic Growth in India*. . *Energy Policy* 30, pp. 125-129.
- GIL, A. (1991). *Como elaborar projetos de pesquisa*.
- Gobierno del Chile. (2012). *NATIONAL ENERGY STRATEGY 2012-2030*.
- Government, A. (2012). *Energy in Australia 2012*.
- Hatzfeldt, S. v. (2013). *The Rise of Latin America : Renewable Energy in Chile: Barriers and the Role of Public Policy*. *Journal of International Affairs*.
- Hydro Quebec. (2014). *Hydro Quebec*. Fonte: <http://www.hydroquebec.com/>:
<http://www.hydroquebec.com/>
- IEA - International Energy Agency. (2009). *Energy Policies of IEA Countries - Canada* .
- IEA. (s.d.). *IEA Statistics 2022 - "Energy Prices & Taxes"*.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2001). *COMPETITION IN ELECTRICITY MARKETS*. OECD/IEA.

- International Energy Agency. (2005). *Lessons from liberalised electricity markets*.
- Jaquelin Cochran, M. M. (2013). *Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power Systems*.
- Jumbe, C. B. (2004). Cointegration and Causality between Electricity Consumption and GDP: Empirical Evidence from Malawi. *Energy Economics* 26, pp. 61-68.
- JUNIOR, J. V. (2008). *AGÊNCIAS REGULADORAS: CARACTERÍSTICAS, ATIVIDADES E FORÇA NORMATIVA*.
- Junior, M. d., Boehe, D. M., & Borini, F. M. (2009). *Estratégia e Inovação em Corporações Multinacionais: a transformação das subsidiárias brasileiras*. São paulo: Saraiva.
- Kopsakangas-Savolainen, M., & Svento, R. (30 de Novembro de 2010). Real-Time Pricing in the Nordic Power Markets.
- Kraft, J., & Kraft, A. (1978). On the Relationship between Energy and GNP. *Journal of Energy and Development* 3, pp. 401–403.
- Lima, A. A. (Abril de 2012). State and Electricity Sector in Brazil: Privatization and Reform in Perspective. *International Journal of Social Science Tomorrow*.
- Lins, C., & Ouchi, H. (2007). Sustentabilidade Corporativa - Energia Elétrica.
- Mello, J. C. (2007). Geração de Eletricidade a Partir da Biomassa e Biogás. *Termo de Referência 8, Comissão Especial de Bioenergia, Governo do Estado de São Paulo*.
- Mello, J. C. (Novembro de 2008). Comercialização de Energia: A Interação Atacado & Varejo. *I SINREM – Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia*.
- MELLO, J. C. (2010). Desenvolvimento Sustentável do Mercado Livre – ACL.
- Mello, J. C. (2012). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência.
- miso-pjm. (21 de 06 de 2014). *miso-pjm*. Fonte: <http://www.miso-pjm.com/>
<http://www.miso-pjm.com/>
- NASDAQ OMX. (03 de 07 de 2014). *NASDAQ OMX*. Fonte: <http://ir.nasdaqomx.com:>
<http://ir.nasdaqomx.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=449910>
- Nery, E. (2012). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*. Interciência.
- Nord Pool Spot. (2014). *Nord Pool Spot*. Fonte: <http://www.nordpoolspot.com/>
<http://www.nordpoolspot.com/>
- Nord Pool Spot. (06 de 2014). *Nord Pool Spot*. Fonte: <http://www.nordpoolspot.com:>
<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/>
- Ofgem. (2014). *Ofgem*. Fonte: <https://www.ofgem.gov.uk/>: <https://www.ofgem.gov.uk/>

- Oliveira Jr., M. d. (2004). MODELO DELTA DE HAX E WILDE II: CONTRIBUIÇÕES AO PENSAMENTO ESTRATÉGICO.
- P. Mazza,. (2005). *Powering Up the Smart Grid: A Northwest Initiative for Job Creation, Energy Security and Clean, Affordable Electricity*. Fonte: Climate Solutions: www.fortress.wa.gov
- Pampa Energia. (19 de 06 de 2014). *Pampa Energia*. Fonte: <http://ir.pampaenergia.com>: http://ir.pampaenergia.com/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=0&tipo=24234&conta=47
- Parlamento Europeu. (22 de 06 de 2014). *Parlamento Europeu*. Fonte: <http://www.europarl.europa.eu>: http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.2.html
- Parlamento Europeu; Conselho da União Européia. (30 de 01 de 1997). Diretiva 96/92/EC. *Official Journal*, pp. P. 0020 - 0029.
- PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPÉIA. (2009). DIRETIVA 2009/72/CE. *Jornal Oficial da União Européia*.
- PENA, D. S. (2008). BIOELECTRICITY FROM SUGAR CANE PROCESS – IMPACT ANALYSIS IN SAO PAULO STATE. *CIGRE 2008, PARIS, FRANCE*.
- Porter, M. (1986). *Vantagem competitiva: criando e sustentando um desempenho superior*. Ed. Campus.
- PORTER, M. (2005). *ESTRATEGIA COMPETITIVA*. Rio de Janeiro: CAMPUS .
- PORTER, M. E. (1986). *Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência* (7 ed.). Rio de Janeiro, Campus.
- PRAHALAD, C. K., & HAMEL, G. (1990). *The Core Competence of the Corporation*. . New York.
- Prechel, H. (2012). Corporate power and US economic and environmental policy, 1978–2008. *Cambridge Journal of Regions, Economy and Society*.
- Robert H. Frank, B. S. (2012). *Princípios de Economia*. McGraw Hill Brasil.
- Rosa, L. P., Tolmasquim, M. T., & Pires, J. C. (1998). *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Relume Dumará.
- Samouilidis, J., & Mitropoulous, C. (1984). Energy and economic growth in industrializing countries: the case of Greece. *Energy Economics* 6 (3) , pp. 191–206.
- Sezgen , O., Goldman, C., & Krishnarao, P. (2007). Option Value of electricity demand response. Em *Energy*, 32: (pp. 108-119).

- Shiu, A., & Lam, P. L. (2004). Electricity and Economic Growth in China. *Energy Policy* 32:, pp. 47- 54.
- Shuttleworth, S. H. (1996). *Competition and Choice in Electricity* . John Wiley & Sons.
- Stern, D. (2000). A Multivariate Cointegration Analysis of the Role of Energy in the US economy. *Energy Economics* 22, pp. 267-283.
- Tanaka, M. (2007). Oligopolistic Competition in the Japanese Wholesale Electricity Market: A Linear Complementarity Approach. *RIETI Discussion Paper Series 07-E -023*.
- Terry, L. A. (s.d.). *Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro*.
- Thompson, A. &. (1992). *Strategic Management: Concepts and Cases*.
- TOLMASQUIM, M. T. (2011). *NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*. Rio de Janeiro: Synergia.
- TREACY, M., & WIESERMA, F. (1995). *A disciplina dos líderes de mercado: escolha seus clientes, direcione seu foco, domine seu mercado*. . Rio de Janeiro: Rocco.
- U.S. Energy Information Administration. (14 de 06 de 2014). *Monthly Energy Review May 2014*. Fonte: www.eia.gov: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec7.pdf>
- USA. (2014). *Legal Information Institute*. Fonte: <http://www.law.cornell.edu>: <http://www.law.cornell.edu/uscode/text/16/chapter-12>
- VINHAES, É., & SANTANA, E. (2000). A Indústria de Energia Elétrica Brasileira : Reestruturação, Competição e Contestabilidade. *Revista Análise Econômica* , Pag. 53-68 .
- Wanderley, C. d., Cullen, J., & Tsamenyi, M. (s.d.). *Privatisation and Electricity Sector Reforms in Brazil: Accounting Perspective*.
- Yoo, S. H. (2005). Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Korea. *Energy Policy* 33, pp. 1627-1632.