

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**Bernardo Adib Tomasi Kurban**

**Análise dos Modelos de Regulação do Setor de Energia Elétrica no  
Brasil a partir dos anos 1990**

**Porto Alegre**

**2022**

**BERNARDO ADIB TOMASI KURBAN**

**ANÁLISE DOS MODELOS DE REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
BRASIL A PARTIR DOS ANOS 1990**

Projeto de pesquisa submetido ao Curso de Graduação de Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como requisito parcial para obtenção do título Bacharel em Economia.

Orientador: Prof. Dr. Marcilene Martins

**Porto Alegre**

**2022**

**BERNARDO ADIB TOMASI KURBAN**

**ANÁLISE DOS MODELOS DE REGULAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
BRASIL A PARTIR DOS ANOS 1990**

Trabalho de conclusão submetido ao Curso de Graduação Ciências Econômicas da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como requisito parcial para obtenção do título Bacharel em Ciências Econômicas

Aprovado em: Porto Alegre 4 de Outubro de 2022

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Marcilene Martins  
Orientador

---

Prof. Jacqueline Haffner

---

Prof Daniel Jeziorny

CIP - Catalogação na Publicação

Kurban, Bernardo Adib Tomasi  
Análise dos Modelos de Regulação do Setor de  
Energia Elétrica no Brasil a partir dos anos 1990 /  
Bernardo Adib Tomasi Kurban. -- 2022.  
79 f.  
Orientadora: Marcilene Martins.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade  
de Ciências Econômicas, Curso de Ciências Econômicas,  
Porto Alegre, BR-RS, 2022.

1. Setor Elétrico. 2. Regulação Econômica. I.  
Martins, Marcilene, orient. II. Título.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus familiares por todo o apoio e pela ajuda ao longo da minha vida e que muito contribuíram para a realização deste trabalho. Agradeço aos professores da Faculdade de Ciências Econômicas, em especial a professora Dra. Marcilene Martins que orientou o trabalho.

## RESUMO

As reformas regulatórias no Setor Elétrico brasileiro no período que compreende a década de 1990 até 2004. Ao longo de sua história o Setor Elétrico brasileiro se desenvolveu com a participação estatal na realização de investimentos, porém na década de 1990 diante de das dificuldades financeiras que o Estado brasileiro atravessava foi implementada uma reforma regulatória que viabilizassem novos investimentos no setor. Nesse trabalho, com o intuito de compreendermos a realidade do setor a época da reforma é efetuada uma pesquisa exploratória com caráter de levantamento bibliográfico sobre a formação e desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro. A revisão bibliográfica colabora para a compreensão a respeito do papel do Estado na regulação do setor, assim como nos ajuda a perceber a trajetória que foi percorrida até o início do processo de atualização regulatória. Tendo como base o referencial histórico será possível analisar o desempenho e desdobramentos que vieram ocorrer após a implementação das mudanças institucionais.

**Palavras-chave:** Setor Elétrico. Regulação Econômica. Brasil.

## **ABSTRACT**

The regulatory reforms in the Brazilian Electric Sector in the period between the 1990s and 2004. Throughout its history, the Brazilian Electric Sector has developed with state participation in the making of investments, however, in the 1990's, in view of the financial difficulties the Brazilian State was going through, a regulatory reform was implemented to enable new investments in the sector. In this work, with the purpose of understanding the reality of the sector at the time of the reform, an exploratory research with a bibliographical survey character is carried out on the formation and development of the Brazilian Electric Sector. The bibliographical revision contributes to the understanding of the role of the State in the regulation of the sector, as well as helps us to understand the path followed until the beginning of the regulatory updating process. Based on the historical referential it will be possible to analyze the performance and developments that occurred after the implementation of the institutional changes.

## LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMFORP	American & Foreign Power Company
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMBEU	Comissão Mista Brasil-Estados Unidos
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
IUEE	Imposto Único Sobre Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
NETA	New Electricity Arrangements



NGC	National Grid Company
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORTN	Obrigação Reajustável do Tesouro Nacional
PAEG	Plano de Ação Econômica do Governo
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PNE	Plano Nacional de Eletrificação
RAP	Receita Anual Permitida
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
UHE	Usina Hidrelétrica

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mínimo Custo Médio para duas firmas .....	25
Figura 2 - Modelos de Organização do Setor Elétrico.....	31
Figura 3 - Linha do tempo Desenvolvimento do Setor elétrico Brasileiro (1879-1930) .....	41
Figura 4 - Linha do tempo do Desenvolvimento do Setor elétrico Brasileiro (1934-1962) .....	46
Figura 5 - Volume de água nos reservatórios hidrelétricos (1997-2001).....	60
Figura 6 - Mapa do Brasil com as fontes de geração de energia (2001).....	65
Figura 7 - Atual Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro .....	67
Figura 8 - O Sistema Interligado Nacional .....	70
Figura 9 - Investimentos realizados por Leilão de Transmissão .....	71
Figura 10 - Mapa das Distribuidoras de Energia no Brasil.....	72
Figura 11 - Capacidade Instalada (MW) em 2022 por fonte de Energia .....	73
Figura 12 - Mapa do Brasil com as fontes de geração de energia (2022).....	74

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW), por fonte de Geração (1901-1940) .....	43
Gráfico 2 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW) , por fonte de geração (1941-1965) .....	46
Gráfico 3 - Evolução da Capacidade Instalada (MW) de Eletricidade, por fonte de geração (1966-1987) .....	50
Gráfico 4 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW) (2004-2022) .....	75

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 - principais problemas e temas para aprofundamento (confirmar exatamente o título com .. 58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro na década de 1990.....	62
Tabela 2 - Maiores empreendimentos de geração inaugurados entre 1985-1995.....	63
Tabela 3 - Maiores empreendimentos de geração inaugurados entre 1995-2001.....	64
Tabela 4 – Distribuidoras de eletricidade por região do Brasil.....	72

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução.....</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>Embasamento Teórico .....</b>	<b>18</b>
2.1	Instituições e o Setor elétrico.....	18
2.2	Regulação Econômica.....	23
2.3	Monopólio Natural.....	24
2.4	Indústrias de Rede.....	26
<b>3</b>	<b>Surgimento do setor de Energia Elétrica e sua Evolução em Países</b>	
	<b>Selecionados .....</b>	<b>28</b>
3.1	Introdução.....	28
3.2	Características econômicas da Energia Elétrica.....	29
3.3	Surgimento do Setor de Energia Elétrica.....	29
	3.1.1 Modelos de Estruturação do Setor .....	31
3.4	Casos de Reestruturação do Setor Elétrico.....	32
	3.4.1 Inglaterra e País de Gales .....	32
	3.4.2 Países Nórdicos .....	36
<b>4</b>	<b>O Setor de Energia Elétrica brasileiro .....</b>	<b>40</b>
4.1	Surgimento do setor (1879-1929).....	40
4.2	Desenvolvimento setorial e marcos regulatórios (1930-1964).....	41
4.3	Grande expansão da capacidade do setor a partir de investimentos estatais (1964-1985).....	46
<b>5</b>	<b>Reformas Regulatórias e Mudança estrutural do Setor Elétrico Brasileiro .</b>	<b>52</b>
5.1	As primeiras mudanças (1993-2001).....	52
5.2	Problemas no processo de Reestruturação.....	56
	5.2.1 Privatizações e Investimentos.....	62

<b>5.3</b>	<b>Atualizações na Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>65</b>
	<b>5.3.1 Formas de Contratação de Energia</b> .....	<b>68</b>
	<b>5.3.2 O Sistema Interligado Nacional</b> .....	<b>69</b>
<b>6</b>	<b>Conclusão</b> .....	<b>76</b>
<b>7</b>	<b>Referências</b> .....	<b>79</b>

# 1 Introdução

No Brasil, o Setor Elétrico se desenvolveu com bastante influência de políticas estatais. Até o final da década de 1980, o Estado brasileiro detinha o controle de muitas empresas de energia elétrica. Historicamente os maiores investimentos foram realizados pelas estatais. Porém, devido ao constante aumento do déficit das contas públicas a partir da década de oitenta a capacidade de investimento no Setor Elétrico foi reduzida. Por outro lado, a demanda por eletricidade continuou a crescer. O desequilíbrio entre crescimento da capacidade de geração em relação ao aumento da demanda preocupava o governo e especialistas. É nesse contexto que a reforma do setor elétrico brasileiro começa a ser vista como alternativa para retomada dos investimentos e aumento da capacidade de geração de energia.

A pesquisa realizada neste trabalho tem como objetivo analisar as reformas regulatórias experimentadas pelo Setor Elétrico brasileiro no período compreendido entre 1990 e 2004, discutir seus fatores condicionantes e consequências para a estrutura e governança do setor. Nesse sentido, é do interesse deste trabalho identificar que efeitos as reformas no marco regulatório produziram sobre as características estruturais e organizacionais do setor, e se favoreceram a atração de investimentos e a capacidade do setor de ofertar energia elétrica de forma segura ao mercado.

Por meio de pesquisa exploratória com caráter de levantamento bibliográfico busca-se contribuir para a discussão a respeito dos modelos de regulação do Setor de Energia Elétrica no Brasil. O enfoque será realizar uma análise histórico-descritiva de estudos técnicos, trabalhos acadêmicos e pesquisas científicas já realizados sobre o tema. Ao longo do trabalho, para suportar a análise, serão utilizados dados estatísticos secundários extraídos dos textos utilizados como referência bibliográfica e também dados colhidos em ferramentas fornecidas pelos órgãos do governo brasileiro.

No segundo capítulo serão apresentados aspectos teóricos relacionados a caracterização econômica do mercado de eletricidade. A teoria institucionalista vai ao encontro do aspecto central das reformas estruturais do setor elétrico, que é a necessidade de fornecer um marco regulatório e institucional eficiente no propósito de estabelecer um mercado de eletricidade sólido e que suporte as demandas da sociedade. Ainda na conceituação teórica, será realizado uma breve revisão acerca do conceito de regulação econômica, a caracterização de um caso de monopólio natural e o caso das indústrias de rede.



No capítulo três serão apresentadas duas experiências internacionais de reforma do setor: Inglaterra e País de Gales e dos países nórdicos. A escolha desses países se justifica, pois, ocorreram um pouco antes do caso brasileiro. A Inglaterra e País de Gales implementaram uma reforma pioneira no setor, e que viria influenciar muitas outras. Porém, não por isso tiveram uma experiência sem problemas, ao longo do capítulo isso será abordado. Já o caso nórdico é interessante, pois envolve um mercado composto por um grupo de países, e que assim como o Brasil tem em sua composição da matriz energética de eletricidade a forte presença de hidrelétricas.

Nos capítulos quatro e cinco será apresentado o caso brasileiro. O capítulo quatro realiza uma revisão a respeito da formação histórica do Setor Elétrico Brasileiro. O período abordado vai desde o estabelecimento das primeiras usinas geradoras ainda no século XIX até o período que antecedeu a reforma. Ao longo desse capítulo o objetivo é pontuar os principais acontecimentos relacionados ao Setor Elétrico. Diante da revisão histórica o objetivo será entender os motivos que levaram à necessidade de reformulação da estrutura do setor. Então, no capítulo cinco será exposta a implementação da reforma e os problemas que se desenvolveram. Na sequência serão analisadas as medidas que foram tomadas para lidar com a crise, as atualizações do marco regulatório que revisaram parte do processo de reestruturação, por fim, é apresentada a atual estrutura do Setor Elétrico Brasileiro. As principais conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo seis.

## **2 Embasamento Teórico**

### **2.1 Instituições e o Setor elétrico**

De maneira geral a evolução dos setores elétricos de diferentes países se deu de forma bastante similar. Em um primeiro momento, se estabeleceram a partir de empresas verticalmente integradas, atuando como monopólio dentro de uma localização geográfica. Em alguns lugares a empresa monopolista era privada e sujeita à regulação econômica sobre monopólios, em outros casos, o Estado tomou essa atividade para si e foram estabelecidas empresas estatais para atender o fornecimento de eletricidade. No entanto, o desempenho dos monopólios regulados, em diferentes países foi bastante diverso. Joskow (2008) aponta que, de forma geral, é possível dizer que nos países em desenvolvimento caracterizavam-se por baixa produtividade da mão de obra, má qualidade do serviço, altas perdas no sistema, investimento inadequado em instalações de geração de energia. Já para os países desenvolvidos Joskow relata que o desempenho do setor era melhor, mas ainda sim contava com altos custos operacionais e necessidade de investimento para aumento da capacidade produtiva, como construção de novas usinas.

Com isso, o principal objetivo da proposta de reforma do setor elétrico é criar um ambiente institucional que proporcione benefícios para os consumidores a longo prazo. Para isso, devem ser estabelecidos mercados de eletricidade que forneçam melhores incentivos para redução dos custos de construção e de operação, como também a inovação em novas tecnologias para geração de energia elétrica. A introdução da concorrência na geração, e por consequência, o poder de escolha do consumidor, possibilita a opção de escolha do gerador que ofereça o melhor preço e melhor qualidade do serviço.

Grande parte da discussão a respeito das reformas no setor elétrico acaba girando em torno da organização do setor. Dentro desse aspecto, se enquadram as questões relacionadas com a integração vertical dos segmentos de transmissão, distribuição e geração, assim como a competição no segmento da geração. No entanto, conforme observado Holburn e Spiller (2002) não há necessariamente uma correlação direta entre os métodos de reestruturação implementados e o sucesso das reformas. Segundo a análise realizada por eles a respeito de reformas executadas na Inglaterra, Estados Unidos e El Salvador, a organização da indústria não é o ponto central das reformas. Ao invés disso, o principal aspecto a ser analisado nas reformas implementadas é o que chamam de poder de governança regulatória do setor. Os

autores afirmam que a solidez regulatória é mais importante para atrair investimento privado de longo prazo do que meramente estrutura industrial. O entendimento é de que a regulação estabelece um tipo de contrato implícito entre governo e empresas. Neste contrato, uma das partes, as empresas, realiza grandes investimentos, enquanto a outra parte, o governo, tem fortes incentivos para atuar de forma oportunista. O marco regulatório estabelecido torna-se fundamental para motivar que os investimentos sejam realizados de modo a resguardar os interesses de potenciais investidores. Em casos em que as instituições regulatórias são fracas e não oferecem garantias claras contra a expropriação direta ou indireta de propriedade privada, surge a dificuldade em incentivar o investimento privado. Em geral, as experiências fracassadas em vários países são normalmente resultados de falhas na implementação e desenho do marco regulatório, que na prática refletem a fraqueza das instituições políticas, jurídicas e administrativas desses países. A estrutura organizacional do setor pouco tem relação com isso. Os autores concluem que para implementar uma reforma bem-sucedida é essencial que primeiro seja estabelecido um ambiente regulatório confiável, após isso pode-se refletir sobre melhoras na estrutura organizacional.

As reformas estruturais do setor elétrico que ocorreram a partir da década de oitenta objetivaram melhorar a performance do setor elétrico. Na publicação “Lessons Learn from Electricity Market Liberalization”, Joskow (2008) se propõe a analisar de forma geral os diferentes processos de reformas do setor, como, por exemplo da Inglaterra e País de Gales, dos estados do Texas e da Califórnia nos Estados Unidos, dos Países Nórdicos, da Argentina, do Chile e do Brasil.

Levando em consideração todos esses casos, o autor afirma que as reformas do setor elétrico têm benefícios potenciais significativos, mas também trazem riscos de problemas consideráveis. Quando os programas de reestruturação e concorrência de eletricidade são bem projetados e implementados, o desempenho do setor de eletricidade pode melhorar significativamente em comparação com monopólios verticalmente integrados. Por outro lado, o autor afirma que existem alguns casos em que os monopólios regulados e verticalmente integrados funcionam muito bem e que, nesses casos, os tipos de reformas podem ter pouco efeito positivo sobre o desempenho. Indo além, se forem mal ou incompletamente implementadas, podem até levar a uma piora do desempenho.

Joskow, a partir das experiências analisadas, se propõe a identificar e catalogar os padrões institucionais que levam ao sucesso ou não das reformas. Este manual é uma boa base

para que os resultados do processo de reestruturação sejam bem-sucedidos, mas adverte de antemão que o “manual” da reestruturação do setor elétrico não se trata meramente de desregular o setor. O setor elétrico, dado a sua formação histórica como monopólios verticalmente integrados, não é uma indústria trivial e para que o processo de reestruturação seja bem-sucedido é necessário incentivar reformas estruturais, regulatórias e de organização do mercado. Portanto, a reestruturação é um processo que demanda coordenação em diferentes frentes, os casos de reforma com melhor performance seguiram em linhas gerais a implementação conjunta dos seguintes pontos apontados pelo manual:

privatização de empresas estatais com o intuito de fomentar mais incentivos para melhora de eficiência. Tornar mais difícil para o governo usar essas empresas para perseguir agendas políticas;

separação vertical de segmentos. Separar segmentos competitivos (Geração) dos monopólios regulados (transmissão e distribuição);

reestruturação horizontal no segmento de geração, estabelecer um número adequado de competidores sem concentração de mercado;

integrar horizontalmente a transmissão e as operações da rede, designar o operador da rede que será responsável: pela programação da geração conforme a demanda, por dos aspectos físicos (frequência, voltagem e estabilidade) de modo a manter a integridade do sistema e direcionar os investimentos para expansão das redes de transmissão;

a criação de um mercado spot de eletricidade para balancear em tempo real o equilíbrio da oferta e da demanda. O mercado spot serve para realizar o balanceamento em tempo real da oferta e demanda de energia elétrica, para alocar a escassa capacidade de transmissão da rede, para responder rapidamente possíveis interrupções não planejadas de transmissão ou geração e para facilitar oportunidades de transações entre fornecedores e compradores;

criação de mecanismos que possibilitem a reação da demanda conforme o aumento de preços de energia elétrica;

aplicação de regulação e instituição de rede de apoio para promover o acesso eficiente à rede de transmissão por compradores e vendedores atacadistas, a fim de facilitar a produção e intercâmbios competitivos e eficientes. Incluídos aí, mecanismos eficientes para alocar a

capacidade limitada de transmissão entre usuários de rede concorrentes, e para proporcionar a localização e interconexão eficientes de novas instalações geradoras;

o desagrupamento das tarifas no varejo, separando os preços do fornecimento de energia no varejo e seus serviços associados, de modo que estes sejam oferecidos competitivamente, das taxas regulares de uso de redes de distribuição e transmissão que continuariam (principalmente) a serem fornecidas por monopólios regulados;

nos setores onde os legisladores tenham determinado que a competição no varejo não seja disponibilizada (por exemplo, para consumidores domésticos ou de pequenos negócios), as companhias de distribuição ou os fornecedores alternativos designados teriam a responsabilidade de suprir estes consumidores comprando energia nos mercados de atacado competitivos, ou, se assim optarem, construir as suas próprias instalações de geração de forma a atender estes fornecimentos. Contudo, nesse último caso as tarifas associadas à geração de energia seriam sujeitas aos patamares regulamentares baseados no mercado de atacado, principalmente através dos seus processos de compra e venda;

criar agências regulatórias independentes que sejam abastecidas com informações a respeito dos custos, qualidade dos serviços, análise comparativa das empresas que prestam o serviço de fornecimento, serviço de transmissão e serviço de distribuição. A agência reguladora é a autoridade responsável por fazer cumprir os requisitos regulatórios, e, na prática isso se verifica ao regular efetivamente os preços praticados pela distribuição e transmissão, como também os termos e condições de acesso a essas redes por geradores;

a reforma deve ter um processo de transição do antigo para o novo modelo. O processo tem de ser compatível com o desenvolvimento de mercados competitivos.

A partir das análises realizadas por Joskow (2008) e Holburn e Spiller (2002) fica evidente que um ponto central a ser analisado é a capacidade de gerar um marco regulatório confiável que tenha credibilidade junto aos agentes do mercado. Uma estrutura institucional sólida é fundamental para estimular o funcionamento adequado do mercado após a transição de modelo organizacional. Essa ideia vai ao encontro do modelo proposto por North (1990). Para o autor, o desenvolvimento econômico está atrelado ao desenvolvimento institucional, de forma que o primeiro decorre do segundo. Um dos conceitos primordiais do modelo de North centra-se na incerteza. A existência de incerteza é um dificultador das transações entre os agentes econômicos. O desconhecimento prévio por parte dos agentes econômicos sobre as

possibilidades de escolhas disponíveis faz com que as decisões tomadas por eles não sejam as escolhas ótimas. Dentro dessa análise, é introduzido outro conceito relevante dentro do cenário de incerteza que são os chamados custos de transação. Os custos de transação podem ser entendidos sob dois diferentes aspectos: o primeiro, é a dificuldade que o agente econômico tem de previamente conhecer a qualidade do produto adquirido no momento anterior a realização da transação; já o segundo aspecto, é referente a legitimidade da transação, tratando-se aqui não de transações pontuais, mas sim transações recorrentes que ocorrem frequentemente ao longo do tempo. Caso não exista um ambiente institucional seguro que minimize a ocorrência de incertezas conclui-se que a troca entre agentes econômicos é dificultada, podendo até não ocorrer. Portanto, as instituições são estabelecidas para superar os custos de transação. Ao longo do desenvolvimento da história foram sendo estabelecidas regras através das quais as sociedades se organizaram. Essas regras podem ser tanto na forma de leis que são as instituições formais, como também padrões de conduta enraizados culturalmente na sociedade, que são as instituições informais. No âmbito econômico busca-se entender como essas influenciam as interações econômicas entre agentes. Uma vez estabelecida a estrutura institucional surgirão organizações que atuarão dentro do sistema, cada organização interagirá com as outras dentro do ambiente institucional presente em cada sociedade. O objetivo das organizações será maximizar os resultados de suas ações, porém, é importante notar que as atividades exercidas pelas organizações serão influenciadas pela matriz institucional da sociedade. A natureza das atividades exercidas pode ser economicamente produtiva, como no desenvolvimento de novas tecnologias, como também redistributivas, no sentido de transferir recursos, ou ainda, as organizações podem se dedicar em modificar as instituições para alterar a matriz institucional. Não necessariamente as ações escolhidas resultam em resultados ótimos para sociedade. (GALA, 2020)

North (1990) argumenta que a trajetória histórica das sociedades é determinada pela evolução de suas matrizes institucionais que por fim afetam aspectos políticos, econômicos e sociais. Nesse sentido as organizações dão dinamismo ao modelo, dada a influência exercida pelas organizações existentes sobre a estrutura existente, a mudança que ocorre geralmente é do interesse dessas organizações.

As organizações recebem estímulos advindo das mudanças institucionais. As sociedades mais desenvolvidas serão aquelas onde a evolução da matriz institucional progride para incentivar os investimentos produtivos e os ganhos de produtividade. O desempenho econômico está

associado ao processo histórico (path dependence), e é influenciado diretamente por ajustes na matriz institucional. (CONCEIÇÃO et al, 2019)

## **2.2 Regulação Econômica**

A regulação econômica é definida por Viscusi et al (2005) como a limitação imposta pelo Estado à escolha que pode ser feita por indivíduos ou organizações, sendo essa limitação amparada pela ameaça de sanção. Portanto, o principal recurso do governo é o poder de coagir. A regulação é o uso desse poder com o objetivo de restringir as decisões dos agentes econômicos. A regulação econômica pode se dar na forma de restrições impostas pelo governo às decisões das empresas sobre o preço ou a quantidade ofertada assim como critérios que limitam a entrada e saída de empresas em um determinado mercado.

De modo geral, a regulação econômica é utilizada como meio para corrigir potenciais falhas de mercado em alguns setores da economia. No setor elétrico existem algumas características particulares que fazem que o funcionamento padrão de um mercado concorrencial não se apliquem, portanto, devido falhas de mercado esse naturalmente não promoverá alocação eficiente dos recursos. Casos como esse justificam a intervenção do estatal como forma de promover para a sociedade o acesso a serviços que são de Utilidade Pública. Para esse tipo de serviço preza-se por atender a demanda em quantidade, qualidade, segurança e com um custo razoável. Na prática o Estado pode assumir a operação de determinado serviço, ou designar para uma empresa privada que atuará de forma regulada. Em uma indústria regulamentada, o desempenho de eficiência alocativa e de produtividade é então influenciado não só pelas forças de mercado como também por processos administrativos. Vale notar que o governo não tem capacidade de limitar todas as decisões, é impossível para um governo monitorar perfeitamente empresas e consumidores. Como consequência as forças de mercado ainda desempenhem um papel significativo, independentemente do grau de intervenção do governo.

Na maioria das vezes os principais aspectos controlados por uma regulação são o controle do preço, de quantidade e pela definição do número de empresas concorrentes. A regulação de preços pode especificar um preço que as empresas podem cobrar, ou estabelecer um intervalo de preços que podem ser cobrados. Em casos de um monopólio regulado quer evitar que a firma monopolista estabeleça um preço muito alto, nesse aspecto a regulação sobre o preço estabelece um preço máximo que pode ser cobrado. Na prática, a regulação de preços pode ser o meio pelo qual um governo atinge o objetivo final de limitar o lucro da firma. A

regulação geralmente define o preço para que a empresa regulada obtenha uma taxa de retorno satisfatória, esta é uma prática padrão na regulamentação de serviços públicos.

Um dos principais problemas ao se implementar a regulação sobre preços é a chamada defasagem regulatória. O descompasso de resposta dos reajustes de preço em resposta a novas condições de custo e demanda quem pode resultar em uma empresa regulada ganhando uma taxa de retorno muito alta ou muito baixa. Em períodos de inflação, o aumento dos preços dos insumos resulta em serviços públicos muitas vezes ganhando uma taxa de retorno abaixo do normal porque o órgão regulador demorou a ajustar os preços. Por outro lado, se uma empresa regulada implementa uma inovação em sua tecnologia de produção arrecadará lucros acima do normal até que a agência reguladora perceba que a função de custo mudou para baixo e então diminua o preço também.

Além da regulação sobre os preços o Estado pode estabelecer uma regulamentação que limite o número de firmas em uma determinada indústria, para isso estabelece restrições à entrada e saída. A entrada pode ser regulada em diversos níveis. Primeiro, a entrada de novas empresas pode ser controlada, como normalmente é feito na regulamentação de serviços públicos. No que se refere ao controle de saída é a regulação que assegura que os serviços sejam fornecidos a um grupo maior de consumidores do que ocorreria um mercado livre. Esse objetivo pode significar que firmas reguladas deverão atender mercados não lucrativos, o que cria a necessidade de regulações que proíbam que estas empresas de saíam de um mercado sem aprovação do governo.

### **2.3 Monopólio Natural**

Um caso bastante emblemático de falha de mercado que demanda regulação são os casos dos Monopólios Naturais. Uma indústria é considerada um monopólio natural se a produção de um determinado bem ou serviço por uma única empresa minimizar o custo. Esse comportamento pode ser observado em casos em que o Custo Médio de Longo prazo é decrescente sempre que se aumenta a quantidade produzida, como consequência o custo marginal sempre cairá também. Em casos como esse se estabelece um dilema de como seria possível se beneficiar dos custos menores da produção por uma única empresa, mas sem que essa exerça o poder do monopólio para aumentar os preços e maximizar o seu lucro.



Nos casos de monopólios naturais a curva de custos de produção apresenta o conceito matemático da subaditividade, ou seja, é mais barato ter uma única firma produzindo determinado bem. Graficamente utilizando o conceito de subaditividade a ocorrência de monopólios naturais pode ser explicada como na figura abaixo, a Curva AC refere-se ao Custo Médio de produção de uma única firma, já a curva AC<sub>2</sub> refere-se ao custos médios de produção com 2 firmas, o ponto Q' é onde a produção por uma única firma atinge o menor custo médio, dessa forma define-se como a ocorrência de economias de escala todos os pontos menores e igual ao ponto Q', além disso é sabido que para atingir a produção de menor custo, cada empresa deve produzir com o mesmo custo marginal, caso contrário pode-se transferir a produção de empresas de alto custo marginal para empresas de baixo custo marginal e como resultado obter a redução do custo total, isso é o conceito de subaditividade e que é observado até o ponto Q\*, por mais que os custos médios de produção se elevem a partir do ponto Q' ainda é obtido o menor custo de produção por uma única empresa até o ponto Q\* (Viscusi et al, 2005)

Figura 1 - Mínimo Custo Médio para duas firmas

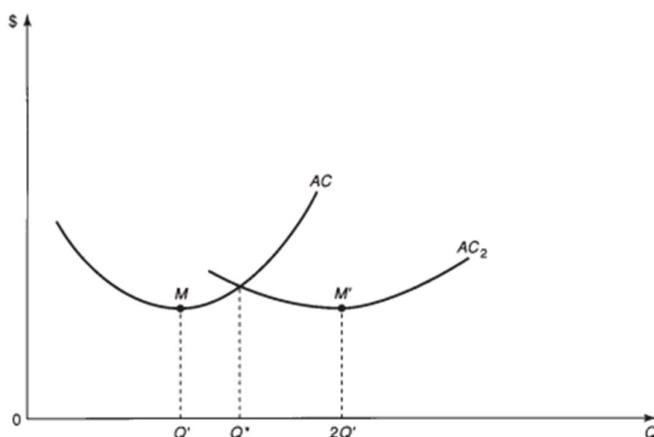


Figure 11.4  
Minimum Average Cost Curve for Two Firms, AC<sub>2</sub>

Fonte: Viscusi et al (2005)

Um monopólio natural ocorrerá em casos onde há grandes custos fixos e pequenos custos marginais. Para esses casos não são desejáveis permitir que o monopolista exerça seu poder de monopólio, por outro lado forçar o monopólio natural a produzir a preço competitivo é inviável devido a prejuízos. Na maior parte, os monopólios naturais são regulados ou operados pelos governos. Diferentes países adotaram abordagens diferentes. (VARIAN, 2010)

Uma companhia de distribuição ou transmissão de eletricidade é um exemplo clássico de monopólio natural. Uma vez que se pague os altos custos fixos envolvidos na instalação de linhas de energia, cada unidade adicional de eletricidade transportada custa muito pouco, quanto mais unidades forem transportadas, mais os custos fixos podem ser diluídos, criando um preço razoável para esse serviço. Ter duas companhias elétricas dividindo a transmissão ou distribuição de eletricidade, cada uma com suas próprias linhas de energia, levaria a uma quase duplicação de preço.

## 2.4 Indústrias de Rede

Conforme descrito por Pinto e Fiani (2002, p.58), os segmentos de distribuição e de transmissão de energia elétrica são caracterizados por serem Indústrias de rede. Eles descrevem as indústrias de rede da seguinte forma:

As indústrias de rede exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial. A partir desta definição, é fácil compreender porque as indústrias voltadas para a provisão de infraestrutura econômica (eletricidade, gás, telecomunicações, transportes, água e saneamento básico) são caracterizadas como indústrias de rede. As indústrias de rede são marcadas por três elementos que contribuem para a formação de um modo de organização industrial particular. São eles:

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

Nas Indústrias de Rede os nós podem ser caracterizados como conectores entre os agentes econômicos que alteram a direção dos fluxos na rede. Os nós do setor elétrico são os transmissores e distribuidores de eletricidade. Do ponto de vista econômico, é característica das redes que seus componentes sejam estritamente complementares entre si. Os bens e serviços podem ser gerados apenas pela interação entre os nós e os agentes econômicos. No setor elétrico, a eletricidade só pode ser fornecida se os produtores, transportadores, distribuidores cooperarem no sentido de levar energia elétrica aos consumidores. Em geral, o setor elétrico é caracterizado pelo fluxo unilateral, isso porque a eletricidade flui em uma direção única dos produtores para os consumidores finais. As externalidades nas Indústrias de Rede ocorrem se um consumidor diretamente se preocupa com a produção de outros agentes ou consumo. Em geral, os consumidores de eletricidade não se importam sobre o tamanho da

rede a que estão ligados, desde que eletricidade seja entregue com segurança para eles. No entanto, o tamanho da rede de transmissão pode afetar a estabilidade da rede ou os custos de produção. Para esses tipos de benefícios são chamadas externalidades de rede indiretas.

Sob o aspecto da produção as economias de escala se concentram na redução dos custos como resultado da produção conjunta dos produtores. No setor elétrico, as complementariedades de fornecimento bilateral ocorrem entre produtores e transportadores. Por exemplo, redes maiores oferecem unidades de oportunidades para custos de produção mais baixos, maior confiabilidade e menor capacidade de reserva. Por essas razões, de modo geral o setor elétrico se organiza com grandes sistemas de cooperação com a interligação de redes a nível nacional e internacional. Por fim as indústrias de Rede se caracterizam por serem bens públicos, nas redes de eletricidade o despacho, a confiança, a segurança e continuidade do serviço são vistos como bens públicos, não rivais para consumo. As redes com maior grau de complementaridade terão as características de Bens públicos mais evidentes, isso porque conforme o grau de complementariedade é maior demanda maior nível de coordenação do sistema. (KÜNNEKE, 1999)

## **3 Surgimento do setor de Energia Elétrica e sua Evolução em Países Selecionados**

### **3.1 Introdução**

No capítulo 2, foram apresentados alguns aspectos teóricos sobre as características econômicas dos mercados de eletricidade. Nas últimas décadas, governos e especialistas do Setor de Energia Elétrica vêm buscando melhorar a performance dos mercados de eletricidade. Foram implementados diversos processos de atualização organizacional e reformas regulatórias. Legisladores de diversos países buscam estabelecer um ambiente favorável para que o setor elétrico opere de maneira eficiente e que por fim beneficie os cidadãos com melhor qualidade de serviços e tarifas de energia mais baratas. O processo de formular um marco regulatório que estimule esses benefícios não é tarefa simples, isso porque primeiro deve ser definido o modelo de mercado que se quer alcançar e depois porque necessita pôr em prática as mudanças estruturais.

É comum ao analisar os processos de reestruturação que muitos seguem reformas regulatórias similares, porém, a maneira como são postos em prática é diferente para cada caso. Isso se deve pelas diferenças que cada país tem em relação aos outros. Dependendo do caso alguns aspectos relevantes se diferem, como, por exemplo: a matriz energética, a estabilidade institucional do governo, a dimensão territorial e a distribuição demográfica. Todos esses são fatores podem afetar o curso da reforma, por isso é necessária atenção dos governantes para implementar uma reforma que se adeque a realidade do seu País.

Neste capítulo será realizada uma caracterização econômica da eletricidade e uma breve revisão histórica do surgimento do setor elétrico no mundo. A revisão histórica busca ilustrar o processo de surgimento das primeiras estações de geração, nisso será visto a primeira forma de organização do setor e as mudanças estruturais que viriam a ocorrer ao longo do século XX. Por fim, a partir dos anos 1970 o modo de organização do setor elétrico passa a ser alvo de críticas de alguns estudos. A contestação acerca dos monopólios resulta nos processos que serão analisados. Os modelos setoriais que daremos ênfase serão o Britânico e o dos Países Nórdicos, na visão de especialistas estes são dois casos que as reformas setoriais apresentaram benefícios após a sua implementação. O objetivo da análise desses modelos será verificar as alterações estruturais que foram implementadas a partir da década de 1990.

### **3.2 Características econômicas da Energia Elétrica**

A Energia elétrica é a taxa, por unidade de tempo, na qual a energia é transferida por meio de um circuito elétrico, essa energia é produzida por geradores elétricos e fornecido para empresas e residências por meio de uma rede. A eletricidade destaca-se por ser um bem de características econômicas bastante particulares, por exemplo:

não é possível armazenar grande quantidade de energia elétrica de maneira eficiente, portanto, o seu consumo deve ser realizado no mesmo tempo que sua produção. Uma vez que a energia é gerada em uma usina geradora será transportada através da infraestrutura de transmissão sendo entregue imediatamente ao consumidor. Para o processo ocorrer eficientemente é necessária coordenação das partes envolvidas na operação do setor;

para que exista competição entre os produtores é necessário não existirem restrições operativas no sistema, ou seja, para dois geradores localizados em duas regiões diferentes é necessário que a rede de transmissão tenha capacidade de atender ambos;

no curto prazo a demanda por eletricidade apresenta baixa elasticidade. Já a oferta é inelástica se a quantidade demandada for maior que o limite de produção de todo o sistema;

o padrão do consumo de eletricidade apresenta variações diárias e sazonais, portanto, durante alguns períodos o consumo será maior do que em outros. Uma vez que a eletricidade não é estocável, a capacidade do sistema deverá atender a demanda pico, porém, em grande parte do tempo parte da capacidade instalada estará ociosa, isso é preciso ser levado em conta na formulação dos preços para que torne esse investimento viável economicamente.

### **3.3 Surgimento do Setor de Energia Elétrica**

Desde o fim do século XIX quando surgiram os primeiros geradores de eletricidade, em Nova Iorque nos Estados Unidos, essa tecnologia se espalhou rapidamente por todo mundo. Em um primeiro momento a eletricidade era utilizada para acender lâmpadas incandescentes que forneciam iluminação para locais públicos. Logo em sequência a energia elétrica para iluminação seria usada em prédios públicos, em empresas e progressivamente para outros propósitos como o transporte público, como os bondes e os trens. Hoje mais de um século depois de sua invenção a eletricidade se tornou algo imprescindível na vida cotidiana moderna sendo utilizada nas residências para além de iluminar, aquecer, refrigerar, operar equipamentos como televisores, computadores e muitos outros, além disso, a indústria e o comércio também

estão fortemente conectados e são dependentes da existência de um sistema elétrico que sustente as demandas dessas atividades.

É interessante notar que no início de seu desenvolvimento o setor elétrico existiu em um ambiente livre e não regulado. Devido às limitações técnicas da época era comum que em uma área geográfica houvesse diversos pequenos geradores responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica para diferentes consumidores. O estabelecimento das primeiras estações de produção e distribuição de eletricidade ocorreu em meio a segunda revolução industrial. Esse foi um período marcado pelo rápido processo de descobrimento científico e de transformação do modo de produção. Enquanto a primeira revolução industrial havia sido marcada pela implementação do processo de mecanização fabril com o uso de motores a vapor e energia hidráulica, a segunda é marcada pela expansão da escala de produção e o uso generalizado de máquinas na fabricação.

Nesse contexto o advento da eletricidade foi muito importante para que a operação dessas máquinas de produção em massa fosse possível. Diante do processo de industrialização crescente que o mundo viria a passar se explica a alta demanda pelo desenvolvimento de geradoras de eletricidade cada vez maiores. Foi a partir do progresso técnico alcançado com a invenção dos transformadores (equipamento de corrente alternada que permite modificar tensões, seja aumentar ou diminuir) que foi constatado que o uso da corrente alternada para a distribuição de eletricidade por distâncias mais longas é mais eficiente, pois, reduz consideravelmente a dissipação de energia e é uma alternativa economicamente melhor. A partir de então as empresas puderam se expandir e como consequência passaram a disputar espaço em uma mesma região.

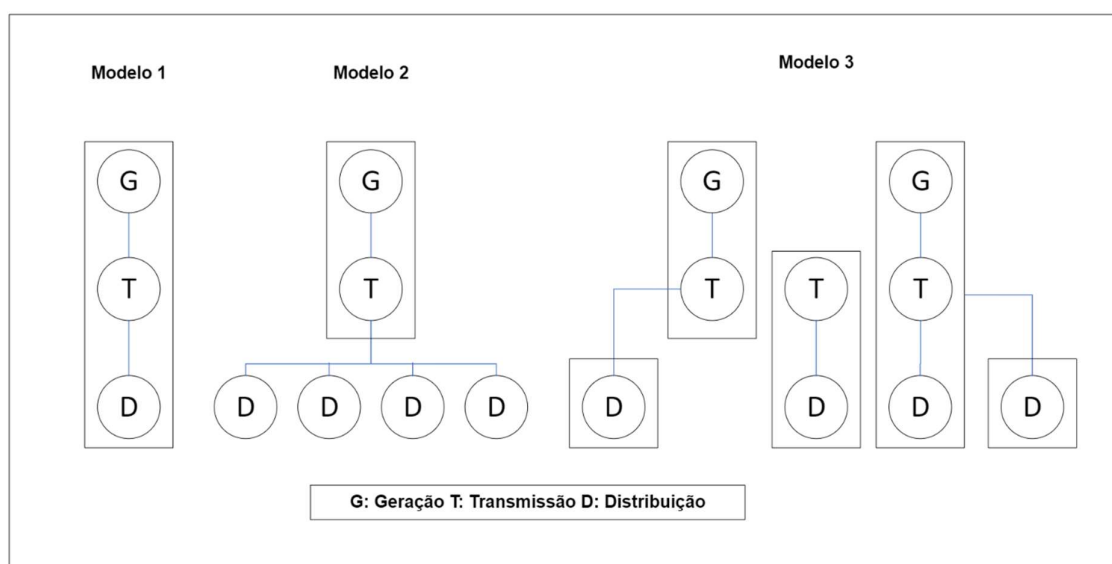
A concorrência regional era ineficiente, pois para uma mesma região duplicavam-se os custos. Com a possibilidade de realizar a produção de eletricidade em escala maior, a concorrência regional deixou de existir, a partir de então estabeleceu-se uma única firma dominando o mercado regional. Assim que uma firma dominava um mercado verificava-se a ocorrência de Monopólio Natural. Foi então que para lidar com a firma monopolista que o Estado passou a intervir no setor de forma a definir as áreas de exclusividade para o serviço de fornecimento de eletricidade. Para aumentar os ganhos de escala diversos sistemas elétricos regionais foram conectados, isso foi importante para que fosse economicamente viável expandir ainda mais a geração de energia elétrica de forma a se beneficiar de maiores ganhos de produtividade e redução de custo marginal de uma economia escala. Com a interligação

regional dos sistemas se tornou possível atender a demanda de pico somada de várias regiões em conjunto. Para evitar o abuso de poder de mercado o Estado passou a exercer algum tipo de regulação econômica visando limitar os lucros da firma e estabelecer uma tarifa razoável para os consumidores. (CASAZZA et al 2003)

### 3.1.1 Modelos de Estruturação do Setor

Dada a alta complexidade na coordenação da interconexão das regiões foi bastante comum que o poder público de diversos países estatizasse o setor elétrico. As figuras a seguir exemplificam os modelos de estruturação do setor elétrico mais comuns. A figura 1 representa um modelo totalmente verticalizado onde a geração, transmissão e distribuição são realizados pela mesma empresa. Já a figura 2 se diferencia por ter distribuidores regionais que adquirem a eletricidade de uma empresa responsável pela geração e transmissão, esse era o modelo adotado pela Inglaterra e País de Gales antes de 1990. Por fim a figura 3 representa um modelo em que há empresas que atuam nos 3 segmentos convivendo com empresas que atuam em apenas 2 ou 1, esse modelo foi vigente no Brasil até 1995.

Figura 2 - Modelos de Organização do Setor Elétrico



Fonte: Da Silva (2011).

A mudança no panorama setorial tem início nos anos finais da década de 1970, nesse ponto os ganhos de escala obtidos pela expansão do setor foram esgotados, somado a isso as crises decorrentes dos choques do petróleo foram responsáveis por um aumento substancial dos custos de operação e também pela escassez de recursos para financiamento, o conseqüente aumento das tarifas desagradava os consumidores, por outro lado, o aumento dos preços que

não eram suficientes para cobrir o aumento dos custos gerava descontentamento também do lado das empresas.

Foi durante a vigência do modelo de estruturação vertical do setor elétrico com bastante intervenção estatal o período de maior expansão do setor, dado a capacidade de realizar grandes investimentos e poder exercer a coordenação em um sistema altamente interligado com áreas dependentes entre si que o setor pode se expandir suficientemente para usufruir dos ganhos produtivos das economias de escala e escopo que refletiram na diminuição dos custos e por consequência dos preços. (DA SILVA, 2005)

### **3.4 Casos de Reestruturação do Setor Elétrico**

Serão abordados aqui os casos de reestruturação do Setor Elétrico da Inglaterra e País de Gales e dos Países Nórdicos. O primeiro é importante, pois foi pioneiro na época de sua implementação. Ao longo das décadas anteriores foram publicados alguns estudos que apontavam a ineficiência do modelo estatal de organização do setor elétrico. Entretanto, ainda não existiam experiências prévias que comprovassem que a liberalização do setor elétrico resultaria em benefícios para a sociedade. Portanto, é interessante notar o desempenho dessa reforma, entendendo como ela foi projetada, quais os objetivos foram traçados, assim como verificar quais os problemas enfrentados e como foram resolvidos. De maneira similar, os Países Nórdicos também implementaram reformas desse tipo. Para esse caso é interessante notar o movimento de integração de diferentes Países em único mercado. Além disso, é um sistema dominado pela geração hidrelétrica o que lhe confere algumas especificidades que são interessantes de serem analisadas.

#### **3.4.1 Inglaterra e País de Gales**

O surgimento do Setor Elétrico no Reino Unido remonta ao ano de 1881, quando foi estabelecido primeiro gerador de eletricidade. A partir de 1900 foram aprovadas várias leis no Parlamento Britânico concedendo direitos a empresas de geração para fornecer eletricidade para outras empresas com fins industriais e de fabricação. Dessa forma o Setor Elétrico se desenvolveu rapidamente. Em 1926 é estabelecida primeira organização de coordenação ao nível nacional, foram instaladas grandes redes de transmissão e a Criação do Central Electricity Board concentrou a geração de eletricidade em um número limitado de usinas. Avanços tecnológicos permitiram uma expansão da rede ainda maior na década de 1960, com isso as grandes usinas se concentraram nas proximidades dos campos de mineração do carvão, paralelamente a isso a central Electricity Generating Board (CEGB) passou a ser dona dos



grandes geradores do sistema nacional de transmissão no Reino Unido. Esse período marca o auge da estatização do Setor Elétrico do Reino Unido. O modelo de organização estatal vigoraria por mais duas décadas, quando então foi implementado um projeto de liberalização do setor.

O processo de reestruturação do setor elétrico britânico teve início no ano de 1990 como parte de um grande processo de privatizações que ocorreram durante o governo da primeira-ministra Margareth Thatcher, o plano de privatização do Setor Elétrico Britânico foi apresentado em um documento intitulado White Paper. Os governantes britânicos avaliavam que o setor elétrico era muito rígido e burocrático, e tinham então os seguintes objetivos: Desverticalizar a geração e o transporte de eletricidade, desconcentrar o poder de mercado dos geradores, criar um mercado atacado de energia, estabelecer um regulador setorial e estabelecer um novo regime de tarifas para as atividades monopolísticas.

Desde 1958 até 1990 a CEGB (Central Electricity Generating Board) foi responsável pela geração, transmissão e comercialização de eletricidade na Inglaterra e País de Gales. Em 1990 a CEGB era responsável pelo fornecimento de mais de 95% do total de eletricidade ofertada e possuía 78 usinas de geração. (NEWBERY et al, 1991) A distribuição e o fornecimento estavam sob o controle de doze conselhos regionais que operavam doze estações de distribuição, recebendo a energia elétrica da CEGB sob a Tarifa de Fornecimento no atacado. Tanto o CEGB quanto os Conselhos regionais eram representados no órgão de coordenação, o Electricity Council, sendo esse o responsável pela elaboração de políticas setoriais. Com a reforma a CEGB foi desmembrada em companhias menores. A nova estrutura da indústria passou a ser composta por três empresas geradoras: a National Power (52% da capacidade total na época), a PowerGen (33%) e a Nuclear Electric (15%), sendo que essa última permaneceu como propriedade do governo. A National Power continha 60% da capacidade de geração de energia de usinas não nucleares, os 40% restantes ficaram com a PowerGen, Já a Nuclear Electric consistia em 12 usinas nucleares com capacidade de 8 GW. Além dessas empresas foi criada a National Grid Company (NGC) que ficou com o monopólio da transmissão, gerenciando as redes de alta tensão. A NGC foi transferida para a propriedade conjunta dos 12 Conselhos regionais de distribuição e esses foram vendidos ao setor privado 'no fim do ano de 1990. No ano seguinte foi a vez de 60% da National Power e da PowerGen serem vendidos para o capital privado e o restante da porcentagem foram vendidos cerca de quatro anos depois. A nova estrutura introduzida na reforma dividiu o processo de

fornecimento de energia elétrica em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. (GREEN, 1996)

A Privatização do Setor Elétrico da Inglaterra e País de Gales foi um marco importante para o processo de privatizações implementados pelo Governo Britânico, pois, foi o primeiro em que houve o desmembramento de uma empresa pública antes do momento da venda com a intenção de promover a concorrência na indústria. No segmento da geração houve um movimento para aumentar a liberdade de entrada de competidores uma vez que a regulamentação era mais leve quanto a dos segmentos monopolísticos. A configuração do mercado dos geradores foi definida como mercado de fornecimento de eletricidade no atacado, e foi criado um mercado spot (dia seguinte) para definir o volume de despacho e o preço da eletricidade.

A criação do mercado atacadista foi inovadora e a partir dele foi organizada a oferta e demanda de eletricidade que era operada pela NGC com o objetivo de realizar o despacho da energia elétrica mais barata. As geradoras e comercializadoras foram obrigadas a participar desse processo. Todos os dias os geradores definiam seus preços no turno da manhã e recebiam suas ordens para o período seguinte. O funcionamento do pool era semelhante ao de um leilão, eram ofertados lances e disponibilizados dados técnicos do sistema. A NGC realizava o despacho das usinas conforme o critério de menor preço, com isso o preço da última usina despachada refletia o preço marginal do sistema. O cálculo da remuneração dos geradores era realizado com base no preço marginal somado a capacidade ofertada por cada geradora. O preço da capacidade ofertada era definido utilizando uma fórmula que combinava o preço marginal em relação às probabilidades de perdas técnicas do sistema. Porém, conforme observado por Newberry et al (2003) notou-se que PowerGen e a National Power estavam utilizando o mecanismo de cálculo por capacidade ofertada de maneira a artificialmente manipular os preços. Os geradores se declaravam não disponíveis no dia anterior e aumentavam os preços por capacidade de geração, porém, no dia seguinte esses mesmos geradores se declaravam disponíveis e se beneficiavam dos preços mais altos.

Durante sua vigência o mecanismo pool foi bastante criticado. O principal ponto de crítica era a sinalização de preço ruim. Newberry et al (2003) atribuem que esse mau funcionamento era devido à configuração do mercado de energia elétrica britânico em que duas empresas exerciam um forte poder de mercado no segmento de geração. O duopólio da National Power e da PowerGen era capaz de manipular o preço devido à falta de concorrência.

Para combater essa prática foram impostas algumas medidas visando diminuir o poder de mercado. Em 1996 e 1999 as duas empresas foram obrigadas pelo regulador a vender algumas de suas usinas geradoras para outras empresas para aumentar a diversidade no mercado. As evidências, porém, mostraram que ainda sim a National Power e a PowerGen aumentaram seus preços mesmo com a queda dos preços dos combustíveis.

Em 2001 os órgãos reguladores do sistema elétrico da Inglaterra e País Gales decidiram alterar o modelo de mercado e, o mercado Pool foi substituído por um novo modelo denominado New Electricity Arrangments (NETA). O novo sistema foi projetado para incentivar maior competitividade no mercado atacadista, de forma a garantir operação segura e confiável do sistema. No NETA a negociação de eletricidade era baseada no comércio bilateral direto entre geradores, fornecedores, clientes e comerciantes. Conforme a preferência dos agentes seria possível contratar eletricidade em contratos de médio e longo prazo com anos de antecedência. Também haveria a possibilidade de contratação por um mercado bilateral de curto prazo operando até 1 hora antes da entrega da eletricidade para que fosse possível ajustar as posições firmadas nos contratos com as suas posições físicas projetadas. Caberia a NGC como operador do sistema aceitar ofertas de lances para suprir a diferença entre o volume de eletricidade contratado e o realizado. Esse mecanismo de balanceamento fornece um meio pelo qual a NGC pode comprar ou vender energia adicional quase em tempo real para manter equilíbrio entre oferta e demanda, e para lidar com outras restrições operacionais do sistema de transmissão. Em síntese o pool de eletricidade era um mercado centralizado em que o agendamento e o despacho eram realizados pelo operador do sistema. O critério para despachar os geradores era definido pelo custo menor associado. Já o modelo bilateral é um mercado descentralizado em que operador realiza o despacho com o preço e volume definidos conforme o contrato de longo prazo negociado entre gerador e distribuidor, podendo ser realizados ajustes na contratação via o mercado de curto prazo.

A maior dificuldade enfrentada no processo de reestruturação do setor Elétrico da Inglaterra e País de Gales foi lidar com a grande concentração de mercado no segmento de geração e a conseqüente manipulação dos preços pela PowerGen e National Power durante a vigência do Pool. A estrutura institucional e regulatória deve visar que os benefícios decorrentes da competição sejam repassados aos consumidores, caso o contrário pode ser que verifique maiores benefícios em regimes regulados. Newberry (2003) indica que a reforma refletiu em diminuição de custos, mas, a ausência de competição limitou que os ganhos fossem

repassados para o consumidor final. A privatização e a reestruturação do CEGB proporcionaram melhorias substanciais de eficiência. Newbery et al (1997) estimam que após os primeiros 5 anos, os custos foram 6% menores do que sob o regime estatal. A produtividade do trabalho dobrou, os custos reais de combustível por unidade gerada caíram drasticamente e novos investimentos foram realizados a um custo consideravelmente menor do que antes da privatização. A estrutura de mercado concentrada inicialmente permitiu que os geradores se beneficiassem com as reduções de custos com lucros maiores. Newbery et al (1997) apontam que apesar dos benefícios financeiros da privatização do CEGB foi de quase £ 10 bilhões, os consumidores perderam em relação à diminuição do preço dos combustíveis. Enquanto os proprietários das empresas de geração lucraram muito. A solução encontrada para proporcionar maior concorrência no mercado atacadista e manter um sistema elétrico seguro e confiável, foi a implementação de um modelo de contratação de longo prazo, o NETA, que é composto por um mercado a termo, trocas de energia de curto prazo, e um mecanismo de equilíbrio. Esse modelo também foi posteriormente estendido para a Escócia e renomeado como BETTA.

### **3.4.2 Países Nórdicos**

Os mercados nacionais de eletricidade nos países nórdicos (Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia) costumavam ser altamente estatizados e fortemente regulamentados. O mercado era dominado por empresas públicas e verticalmente integradas. Na década de 1990, no entanto, reformas estruturais começaram a ser implementadas. Com isso os quatro mercados nacionais transformaram-se em um grande mercado único de eletricidade totalmente integrado. O processo de reestruturação do setor elétrico dos Países Nórdicos seguiu em linhas gerais as mesmas diretrizes do modelo aplicado na Inglaterra e País de Gales, sendo assim buscou-se descentralizar o poder de mercado, estabelecer um operador independente do sistema e estabelecer um ambiente de concorrência nos segmentos de geração e comercialização.

O primeiro processo de reestruturação do Setor Elétrico nos países nórdicos foi o da Noruega que teve início no ano de 1991. Antes das reformas, o mercado de geração e transmissão de energia norueguês era amplamente concentrado em uma empresa estatal, a Statkraft. Visando acabar com a concentração de mercado, e estabelecer um ambiente de concorrência na geração, o governo norueguês desverticalizou a Statkraft. Foi concretizada no ano seguinte pelo parlamento norueguês a fundação da Statnett Market, uma empresa estatal independente e responsável pela operação da rede de transmissão. A Statnett como operadora independente do sistema, tinha como atribuição fiscalizar a geração de modo a verificar se essa

supriria a demanda e questões relacionadas com a segurança e qualidade do serviço. Em geração, a reforma buscou ampliar a concorrência. Dados de 2001 apontavam que a Statkraft ainda detinha 30% do mercado de geração, porém, grande parte da sua produção era direcionado para contratos de longo prazo com grandes consumidores. (BYE et al, 2005) Isso ajudou a limitar o poder de mercado da Statkraft. Outro aspecto importante foi a liberação dos grandes consumidores para adquirirem eletricidade através de contratos bilaterais com os fornecedores, os pequenos consumidores continuaram limitados ao mercado cativo. Visando a implementação de um mercado integrado de energia elétrica entre os países nórdicos foi fundado em 1995, o NordPool, empresa que viria a ser responsável pela operação do mercado elétrico nórdico. (AMUNDTSEN ET AL 2006)

Somado ao processo de reestruturação na Noruega, a reforma do setor elétrico sueco em 1996 estabeleceu o primeiro mercado conjunto entre Noruega-Suécia. A Suécia, assim como a Noruega, tinha o mercado de geração bastante concentrado. Vattenfall, empresa estatal sueca, detinha mais da metade do mercado de geração. Também como na Noruega, a empresa foi desverticalizada e separada em geração e transmissão. Para a parte de operação da rede e linhas de transmissão foi criada uma empresa, Svenska Kraftnät (HÖGSELIUS et al, 2010). A cooperação dos mercados de eletricidade dos dois países foi seguida das adesões da Finlândia e da Dinamarca entre 1998 e 2000, que também reformaram os seus respectivos sistemas elétricos. O Setor Elétrico interligado dos Países nórdicos se caracteriza pela forte presença de usinas hidroelétricas, com destaque para a Noruega, onde quase toda a eletricidade é gerada por esse tipo de usina. Enquanto a Suécia e a Finlândia têm uma diversificação de usinas hidrelétricas, nucleares e térmicas a vapor, na Dinamarca é utilizado predominantemente a energia térmica, com a energia eólica apresentando uma tendência de crescimento. Dadas as capacidades de geração de eletricidade de cada país é possível então a negociação por parte dos produtores e consumidores.

O mercado de eletricidade Nórdico é composto então pelas empresas geradoras, pelos consumidores e pelos contratos bilaterais acordados entre eles. Dentro do mercado pode ser estabelecido um contrato de longo prazo, e esse tipo de negociação conta com mecanismos que asseguram uma estabilidade no preço tanto para vendedor quanto para o consumidor. Além desse tipo de negociação podem ser realizadas transações através do Nord Pool, onde é operado um modelo de mercado spot (dia seguinte) em que geradores podem vender e a distribuidoras e os grandes consumidores podem comprar energia elétrica para as próximas 24 horas em um

tipo de leilão fechado<sup>1</sup>. Os pedidos são combinados para maximizar o bem-estar social, levando em consideração as restrições de rede fornecidas pelos operadores do sistema de transmissão. O mercado do dia seguinte é um mercado confiável que define os preços para cada zona geográfica para cada hora do dia. Normalmente, o resultado do mercado do dia seguinte é usado como linha de base para o planejamento do próximo período de 24 horas. Alterações posteriores ou novas oportunidades são realizadas no mercado de ajuste diário. O mercado de ajuste diário que funciona em conjunto com o mercado spot do dia seguinte para ajudar a garantir o equilíbrio necessário entre oferta e demanda, a negociação ocorre mais próximo da entrega física, e o volume de eletricidade disponível no mercado de ajuste diário é fornecido pelos operadores dos sistemas, que são responsáveis pelas linhas de transmissão após os resultados do fluxo do leilão do mercado spot.

No segundo semestre de 2002 o sistema elétrico nórdico enfrentou uma grande diminuição na capacidade de oferta das suas usinas hidrelétricas que tiveram a sua produção reduzida a quase metade da média anual das últimas duas décadas. O volume de água nos reservatórios foi reduzido a níveis jamais vistos para o período do inverno em que a demanda por eletricidade nesses países tem um aumento considerável dada a necessidade de aquecimento. Esse contexto levou os produtores hidrelétricos a limitar o fornecimento, que como consequência resultou em um significativo aumento dos preços de eletricidade. Para o período de janeiro de 2003 verificou-se um aumento do nível de preços do mercado de curto prazo em mais de 100% quando comparado com o mesmo período em outros anos. Inevitavelmente esse aumento de preço foi repassado aos consumidores finais. (AMUNDSEN ET AL 2006)

Além do aumento de preços, havia o temor por parte do público e de especialistas do setor que se repetisse as experiências de outros sistemas elétricos que em momentos de escassez da oferta foi necessária a implementação de um racionamento de energia, e que demandou uma ação do poder público para intervir com regulações. Porém, nenhuma intervenção regulatória foi imposta e não houve racionamento, com o aumento de preços houve uma queda da demanda, e os geradores das usinas de energia térmica ampliaram a sua produção. Durante o ano subsequente ao choque de disponibilidade de oferta, a eletricidade se manteve com um preço elevado. Com o passar do tempo o nível de preços retornou ao normal. Destaca-se

---

<sup>1</sup> Informação disponível em: <<https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/>>. Acessado em 7 set. 2022.

positivamente dessa experiência nos países nórdicos o bom funcionamento do mercado, a forma rápida que se deu a resposta do consumo perante a sinalização dos preços. Isso se deve à estrutura do mercado sem concentração no segmento dos geração, a boa integração do sistema sem restringir a operação, a transparência dos dados das negociações e as regras de negociação bem estabelecidas. (AMUNDSEN et al, 2006)

Um dos grandes méritos do mercado nórdico foi a capacidade de unir diferentes mercados nacionais, o que como consequência ampliou de maneira rápida a competição no segmento de geração, e dada as diferenças de composição da matriz energética de cada país o mercado integrado passou a conter fontes de geração bastante diversas. Durante o período que a capacidade de geração das hidrelétricas foi comprometida, o sistema foi capaz de suprir a demanda com outras fontes de geração. Apesar de ter ocorrido um aumento de preços para os consumidores, a segurança da operação foi garantida.

Amundsen et al (2006, 169.) avaliam que a reforma do mercado de eletricidade nos países nórdicos foi bem-sucedida em comparação com outros mercados de eletricidade. O sucesso é atribuído a quatro principais fatores, são eles:

o modelo de organização do mercado nórdico é simples, mas sólida;

a redução drástica no poder de mercado das geradoras ao integrar quatro mercados nacionais;

forte apoio político ao processo de reestruturação;

que, apesar da introdução de um mercado concorrencial, as grandes empresas geradoras continuaram a ser de propriedade estatal, e isso influenciou no comprometimento das empresas de energia elétrica ao exercerem uma atividade de serviço público.

## 4 O Setor de Energia Elétrica brasileiro

### 4.1 Surgimento do setor (1879-1929)

O setor elétrico brasileiro nasceu nas últimas décadas do século XIX. Ainda antes da Proclamação da República foi inaugurado em 1879 o serviço permanente de iluminação interna na estação ferroviária Dom Pedro II. Pouco tempo depois o distrito de Campos (RJ) se tornou a primeira cidade em território brasileiro a contar com um sistema de iluminação pública energizado a partir da eletricidade gerada por uma máquina a vapor. No mesmo ano foi inaugurada em Diamantina, Minas Gerais, a primeira usina hidrelétrica no Brasil, que era utilizada para fornecer energia para uma empresa mineradora.

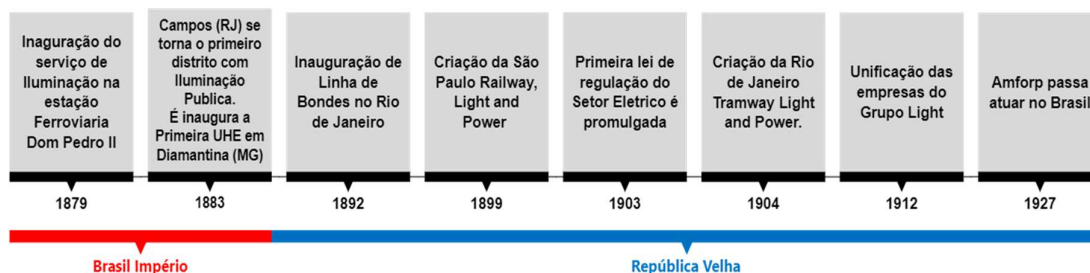
A expansão do setor em território nacional ocorreu rapidamente, em um primeiro momento esse processo ocorreu de maneira descentralizada em que os empreendimentos eram estabelecidos de forma independente um dos outros e o Estado não impunha muita regulação. Nesse sentido apenas foram feitas algumas medidas pouco intervencionistas para regulamentar a concessão de fontes hidrelétricas de energia e sobre o serviço de fornecimento. Data de 1903 a Lei nº. 1.145, texto que foi aprovado pelo Congresso Nacional e regulando o uso de energia elétrica no país.

A São Paulo Tramway, Light and Power Company foi fundada em 1899 atuando com sistemas de iluminação pública e de transporte coletivo com bondes elétricos. Em 1904, o mesmo grupo expandiu para o Rio de Janeiro e criou a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company. Mais adiante em 1912, as duas empresas foram fundidas e renomeadas como Brazilian Traction, Light and Power, também conhecido como Light. Já em 1927 outro conglomerado internacional se instala no país, a American and Foreign Power (AMFORP) que iniciou a sua operação adquirindo o controle de dezenas de concessionárias que atuavam no interior de São Paulo. As empresas estrangeiras representadas pelos grupos Light e AMFORP então se consolidaram como duas forças relevantes no mercado de energia elétrica. Dessa forma o capital nacional que no princípio dominava grande parte dos investimentos deu lugar a essas duas grandes empresas que passaram a ser responsáveis pelos maiores mercados consumidores e maiores usinas.

A figura 3, abaixo, sintetiza a sequência de eventos que marcaram o Setor Elétrico brasileiro do seu surgimento e as suas primeiras décadas de desenvolvimento.



Figura 3 - Linha do tempo Desenvolvimento do Setor elétrico Brasileiro (1879-1930)



Fonte: Elaboração Própria

Nesse cenário sem grandes mudanças estruturais o setor elétrico brasileiro desenvolveu-se nas primeiras três décadas do século XX. Ao final dos anos 20 iniciou-se no país um primeiro movimento rumo ao desenvolvimento de uma indústria nascente e do movimento de migração da população saindo de áreas rurais rumo aos centros urbanos. Essas alterações socioeconômicas foram responsáveis pelo aumento da demanda por energia elétrica que refletia na necessidade de expandir a capacidade de geração para atender o processo de desenvolvimento do país.

Em relação às tarifas, até 1930 não havia muita regulação, apenas havia alguns casos isolados de acordos entre as concessionárias e os municípios. As tarifas eram indexadas pela Clausula Ouro que garantia a flutuação conforme a taxa de câmbio, o que era favorável para as empresas estrangeiras. A crise financeira de 1929 decorrente da Quebra da Bolsa de Nova York impactou a balança comercial brasileira diminuindo o volume das exportações dos produtos agrícolas e reduzindo os seus preços. Por outro lado, o volume da importação de produtos estrangeiros manufaturados também apresentou uma forte queda devido à escassez no mercado internacional. (DA SILVA, 2011)

#### 4.2 Desenvolvimento setorial e marcos regulatórios (1930-1964)

O início do primeiro governo de Getúlio Vargas em 1930 foi então marcado pela crise do setor cafeeiro e a desvalorização da moeda nacional. Esse cenário mostrou-se propício para o setor industrial brasileiro começar a expandir. Devido à escassez na oferta de bens industrializados no mercado internacional, a demanda no mercado interno brasileiro fomentou a criação do setor manufatureiro brasileiro para atender as necessidades internas. Entre 1929 e 1937 a expansão da produção industrial aumentou cerca de 50%.

Em 1934 foi promulgado o decreto do governo federal denominado Código de Águas, que tinha o caráter intervencionista na administração dos projetos hidrelétricos. O Código de Águas determinou o regime de autorizações e concessões para que fosse realizada a operação de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas, sendo assim toda usina de geração hidrelétrica passou a necessitar da aprovação do governo federal para poder operar, independentemente de estar localizado em uma propriedade pública ou privada.

O caráter nacionalista do decreto definiu que novas concessões seriam atribuídas somente para empresas nacionais ou empresas estabelecidas em território brasileiro. As empresas estrangeiras poderiam apenas manter os empreendimentos estabelecidos anteriormente. Além disso, no ano anterior o governo extinguiu a Cláusula Ouro e passou a ter maior controle sobre as tarifas. Foi estabelecido tarifa pelo custo do serviço, com uma taxa de retorno máximo de 10% sobre o custo histórico. O Departamento Nacional de Produção Mineral era responsável por estabelecer as tarifas e fiscalizar a operação do setor pelas empresas.

A promulgação do Código de Águas, estabeleceu o início de um novo marco regulatório de caráter nacionalista que centralizou a tomada de decisões setoriais ao estabelecer uma nova política de concessões e controle tarifário. Deste ponto em diante o governo federal assumiu a responsabilidade de legislar o setor elétrico e conceder os serviços públicos de eletricidade. Anteriormente o setor elétrico era regido por contratos estabelecidos entre os municípios e a companhias. Com a nova legislação ficou definido que a formação de preços se daria baseado pelo serviço pelo custo, de modo que de o prestador do serviço arrecadaria o suficiente para cobrir as despesas de operação, os custos de depreciação e a remuneração do capital investido.

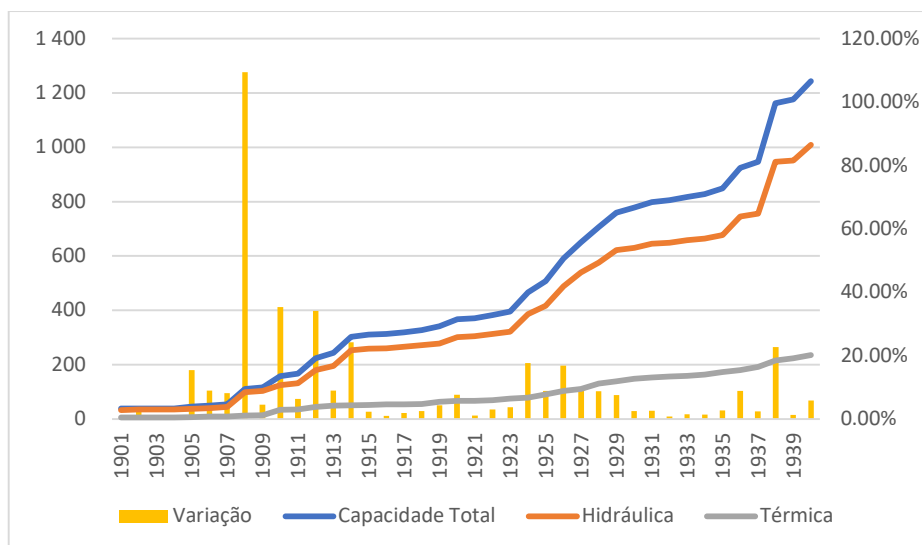
Essas medidas foram alvos de muitas contestações por parte das empresas estrangeiras, Light e AMFORP, que não estavam satisfeitas com o modelo tarifário adotado. Devido ao seu caráter nacionalista o Código de Águas que limitou a participação de agentes externos no setor, gerou desconfianças que desencorajaram os investimentos no país. Diante disso, o governo então até flexibilizou a legislação em alguns pontos cedendo a algumas demandas das empresas do setor, porém, mesmo havendo um recuo nas medidas regulatórias, a incerteza gerada pelas mudanças institucionais do setor, aliada ao contexto econômico mundial durante a Segunda Guerra Mundial limitou a importação de bens de capital e fez com que a expansão da capacidade instalada no setor fosse desacelerada, e com a oferta não se expandido o suficientemente para atender a demanda o resultado foi a não ampliação adequada da rede e

quedas de energia em horários de demanda elevada eram recorrentes. Esses episódios de falta de energia deixavam claro a necessidade de investimentos que o setor elétrico tinha, e que essa deficiência estrutural acarretaria a limitação do processo de industrialização e urbanização que o país estava passando.

Em 1939 foi criado o CNAEE (Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica) órgão do governo federal destinado a atuar com questões relacionadas com a exploração energia elétrica, em especial as de origem hidroelétrica. Coube ao CNAEE a importante atuação no desenvolvimento do setor, prospectando para o governo, medidas para que as empresas de geração de eletricidade ampliassem as suas instalações, além de aumentar a área de atuação das redes de distribuição e fomentar novos contratos de fornecimento. (DA SILVA, 2011)

A gráfico 1 ilustra graficamente a evolução da capacidade instalada na geração de energia elétrica no Brasil no período de 1900 a 1940, e é perceptível a grande importância que as fontes hidráulicas na geração de eletricidade assumiram. Ao longo do período as hidroelétricas corresponderam em média 80% do total de capacidade instalada. É perceptível também que os índices de variação anual da capacidade instalada de maneira geral foram baixos, por exemplo, no período final da década de 1920 e início dos anos 1930 que o Brasil aumentou a atividade industrial em cerca de 50% não refletiu no aumento da capacidade instalada na mesma proporção.

Gráfico 1 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW), por fonte de Geração (1901-1940)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IBGE Estatísticas do Século XX.

Em 1945 com a saída do poder de Getúlio Vargas, se inicia o novo governo do general Eurico Gaspar Dutra quando, inicialmente, foram adotadas políticas econômicas com viés liberal para combater a inflação. Nesse sentido foi adotado o regime cambial fixo que valorizou a moeda nacional, e resultou no aumento das importações que culminou em 1947 no déficit das transações correntes que atingiram o patamar de US\$ 313 milhões. O grande déficit fez com que o governo revisse a política econômica e passasse a adotar medidas para conter o volume das importações. A adoção do sistema de licenciamento das importações, em que os produtos eram categorizados por prioridade, beneficiava a importação de bens essenciais como alimentos, matéria-prima, combustíveis e bens de capital, e, por outro lado impunha restrições para a importação de bens de consumo supérfluos e para as operações de remessa de lucro e repatriação de capital. A sobrevalorização da moeda e restrições sobre importações, criaram condições para o aumento da produção industrial interna de bens manufaturados considerados não-essenciais, as transações correntes tiveram em 1949 um superavit de US\$ 18 milhões. (DA SILVA, 2011)

No setor elétrico esse período foi marcado pela criação de duas empresas importantes, a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) que passou a atuar no planejamento setorial e a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), que se tornou a primeira estatal federal no Setor. Apesar disso o cenário do setor elétrico nesse período ainda se caracterizava pelo déficit de investimentos que por consequência reduzia a capacidade de atendimento da demanda e se tornava um entrave para o desenvolvimento industrial e urbano no País. Visando combater o gargalo que o setor elétrico se encontrava, foi apresentado em 1948 pelo governo Dutra ao congresso o Plano Salte com o objetivo de realizar investimentos em áreas estratégicas como a de infraestrutura básica, dentre esses especialmente o setor elétrico, o qual estava previsto no plano quase dobrar a capacidade instalada de geração de eletricidade em um período de 6 anos, passando de 1500 MW para 2800 MW. Porém, na prática os objetivos do Plano Salte não se concretizaram plenamente, e no início dos anos 1950 a situação precária do setor elétrico nacional se tornava mais crítica com episódios recorrentes de falta de energia. (ROSA et al, 2013)

O início da década de 1950 é marcado pelo retorno de Getúlio Vargas a presidência do Brasil, e para o planejamento do setor industrial destaca-se o papel Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU) que teve como objetivo central criar projetos que viabilizassem o desenvolvimento do potencial econômico do Brasil. Dentro do plano constava o setor elétrico

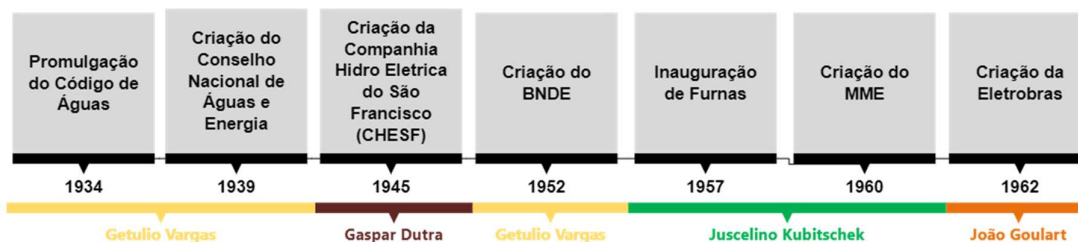
que seria priorizado, pois era um ponto bastante evidente do estrangulamento da capacidade de desenvolvimento da economia brasileira. (DA SILVA, 2011)

O estabelecimento do CMBEU foi importante para garantir o financiamento de projetos por diversas instituições financeiras nacionais e internacionais. Um marco importante dentro desse processo foi a fundação em 1952 do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE). Além do financiamento de projetos o governo federal realizou mudanças instrucionais no setor elétrico como a criação do Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE), a criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), a regulação da distribuição, além da proposta do Plano Nacional de Eletrificação (PNE). É nesse momento que surge a concepção para fundação da Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobrás) que viria ocorrer de fato apenas em 1962.

Com a eleição de Juscelino Kubitschek em 1956 foi posto em prática o projeto de industrialização do país através do plano de metas que ficou conhecido como “50 anos em 5”. O plano de desenvolvimento consistia na realização de investimentos em cinco áreas estratégicas, sendo elas: energia, transporte, indústrias de base, alimentação e educação. O setor de energia absorveu grande parte dos investimentos correspondendo quase a metade do total, e para o segmento de eletricidade foi definida como meta aumentar o nível de produção em cerca de 10% a.a. Em 1965 a capacidade instalada atingiu o patamar de 8.255MW mostrando, de fato, que o período compreendido desde 1950 até meados dos anos 60 teve a maior expansão do setor elétrico brasileiro até então. (GOMES et al, 2002) Nisso a participação estatal através de investimentos diretos mostrou-se muito importante para que os grandes investimentos necessários fossem realizados, e foi durante esse período que muitas empresas estatais do setor como distribuidoras estaduais e companhias de geração foram fundadas. A crescente importância estatal na expansão da capacidade de produção pode ser vista no aumento da participação na geração de eletricidade que passou de menos de 10% em 1952 para mais de 50% em 1964. (LANDI, 2006)

Os eventos mais importantes na evolução do setor elétrico brasileiro no período 1934-1962, acima discutidos, estão sintetizados na figura 5, abaixo.

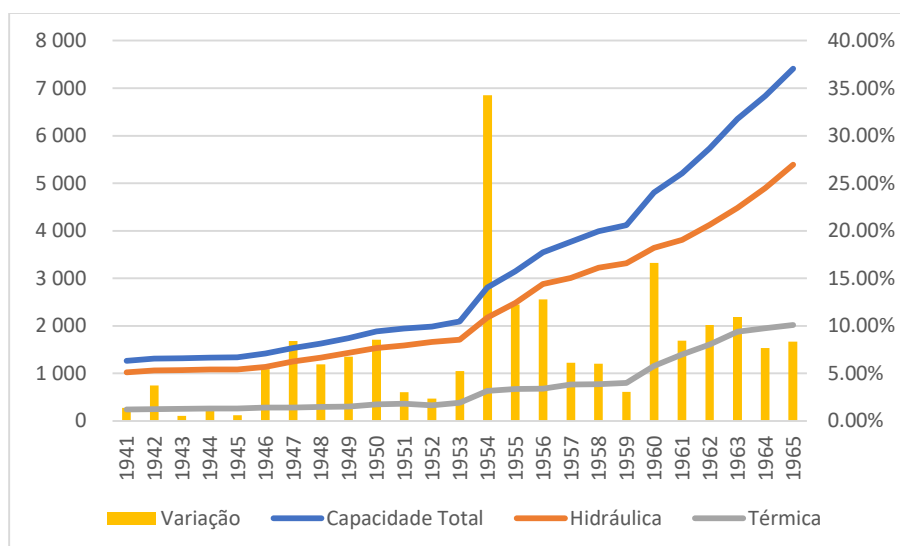
Figura 4 - Linha do tempo do Desenvolvimento do Setor elétrico Brasileiro (1934-1962)



Fonte: Elaboração Própria

Na figura 6 que ilustra graficamente o desenvolvimento do Setor Elétrico entre 1940 e 1965, destaca-se que a capacidade instalada expandiu consideravelmente no período aumentando em cerca de 8 vezes desde o ano inicial até o ano final. Em 1954 foi registrada a maior variação anual da capacidade de geração. O aumento foi em decorrência do início das operações de três grandes empreendimentos, como a Hidrelétrica Paulo Afonso na Bahia, da usina termoeletrica de Piratininga em São Paulo, e da Hidrelétrica Nilo Peçanha, no Rio de Janeiro.

Gráfico 2 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW), por fonte de geração (1941-1965)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IBGE Estatísticas do Século XX.

### 4.3 Grande expansão da capacidade do setor a partir de investimentos estatais (1964-1985)

A partir de 1964 é instaurado o regime militar no Brasil. No ano anterior o cenário econômico foi de inflação crescente atingindo o patamar de quase 80% ao ano e baixo

crescimento do PIB que na média da década anterior havia sido de quase 9% ao ano, mas caiu vertiginosamente para apenas 0,6% em 1963. Com a tomada do poder pelos militares foi apresentado o Plano de Ação econômica do Governo (PAEG) para aumentar o ritmo do crescimento econômico e conter a inflação. O PAEG não conseguiu atingir a redução da inflação prevista na sua concepção, em 1964 a inflação foi de 92%, em 1965 foi de 34% e em 1966 de 39%. (DA SILVA, 2011)

No setor elétrico ocorreram algumas mudanças na política econômica do setor. Com a lei 4.357/64 foi criada a Obrigação Reajustável do Tesouro Nacional (ORTN) que garantia ao detentor do título uma correção monetária que evitava os efeitos de corrosão causados pela inflação nas aplicações futuras. A ORTN foi importante para contrapor a baixa atratividade em investimentos de longo prazo no cenário de inflação elevada. A Lei 54.936/64 definiu a correção monetária obrigatória sobre o valor do ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica. Isso refletiu na restauração das tarifas, uma vez que os custos dos ativos imobilizados representavam uma grande parcela dos custos operacionais. Em paralelo à lei 5.655/71 elevou a taxa de retorno de 10% para 12% e estabeleceu uma taxa mínima de 10%, portanto, eventuais perdas de algumas concessionárias seriam compensadas com os ganhos excedentes gerados por outras. Por fim a equalização tarifária aplicada em todo país definiu que as tarifas seriam iguais em diferentes regiões, com isso algumas empresas que tinham custos maiores do que a média passaram a ter déficits, já as distribuidoras com custos menores tinham superavit. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada e era administrada pela Eletrobrás. A reserva servia para o financiamento do setor e as empresas superavitárias depositavam parte de seu lucro e os recursos arrecadados eram transferidos para outras regiões conforme decisões estratégicas que o governo considerasse prioritárias. Como consequência das tarifas mais altas houve maior arrecadação. Isso atrelado com aumento dos investimentos estrangeiros permitiu uma grande ampliação da capacidade instalada de geração de eletricidade que foi de 8.355 MW em 1965 para 17.526 MW em 1974. (GOMES et al, 2002)

Entre 1968 e 1973 durante o período conhecido como milagre econômico em que o Brasil retomou o crescimento no PIB foram realizados diversos investimentos em infraestrutura que ocorreram através do aumento da participação das empresas estatais. Esse momento marcou a consolidação da Eletrobrás como responsável pelo planejamento da expansão do setor. Além das já existentes Usinas de Furnas e da CHESF foram criadas empresas subsidiárias como a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil

(ELETROSUL) subsidiária da Eletrobrás no Sul do País e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (ELETRONORTE) operando na região norte. Em 1973 os governos do Brasil e do Paraguai assinaram o tratado de Itaipu para a criação do que viria ser a maior usina de geração hidrelétrica do mundo com potência instalada de 12.600 MW, com o acordo prevendo a operação conjunta entre os governos dos dois países.

Também em 1973 a crise do petróleo teve início quando os membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo deflagraram um embargo de petróleo, que como consequência fez com que o preço do petróleo subisse 300%, assim em 1974 o preço do barril de petróleo foi de US\$ 3 por barril para quase US\$ 12 por barril. No Brasil com o crescimento do PIB apresentado pelo no período 1968-73, houve aumentos nas exportações, mas principalmente nas importações, o País se encontrava em uma posição dependente de importações de bens externos, seja pela aquisição de bens de capital para o setor industrial, como também pelo aumento consumo de petróleo verificado no período. O uso do petróleo como fonte primária de energia foi de 34% em 1971 para 40% em 1973. (LANDI, 2011)

Como consequência da crise, a dívida externa brasileira cresceu exponencialmente na década de 1970, e que com o choque de preços do barril de petróleo resultou no déficit da balança de pagamentos de US\$ 4.7 bilhões em 1974. Diante da crescente dependência de recursos externos o governo brasileiro apresentou o II Plano Nacional de Desenvolvimento que consistia em investimentos em setores estratégicos da economia, como infraestrutura, bens de capital e energia. Neste último os investimentos foram direcionados no segmento de petróleo com projetos de pesquisa, infraestrutura de exploração e produção. Também foram realizados esforços para desenvolver nova fontes de energia alternativas, como, por exemplo o álcool combustível. Para o setor elétrico a Eletrobras apresentou “Plano 90”.

As perspectivas da época era que o consumo de eletricidade aumentaria em torno de 10% ao ano até 1990, isso considerando a projeção de que o PIB brasileiro deveria crescer pelo menos 9% ao ano nesse período. Para tanto, visando atender à demanda projetada, o plano tinha como objetivo expandir a capacidade instalada de geração de 17.500 MW em 1974 para 30.000 MW ao final da década de 1980 (LIMA, 1995). Isso seria possível com a conclusão das obras da usina de Itaipu, além de outros empreendimentos como outras usinas a ser criadas. Em paralelo às Empresas Nucleares Brasileiras administrariam a energia nuclear do país, com as usinas de Angra I, na época já em construção e Angra II e III. O período entre 1974 e 1979 foi marcado



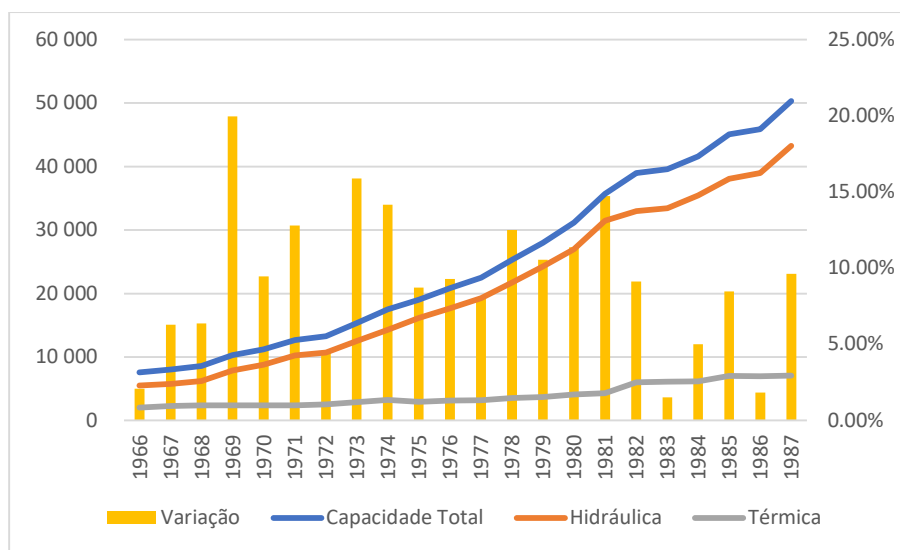
pelo crescimento do PIB, entretanto, houve também uma alta aceleração da inflação que era de 16% em 1973 e atingiu o patamar de 77% em 1979. (DA SILVA, 2011).

Ainda na década de 70 passaram a ser sentidos os efeitos da equalização tarifária imposta pelo governo. Devido aos custos menores nas regiões Sul e Sudeste havia uma transferência de recursos dessas regiões para o Norte e Nordeste que tinha custos mais elevados. Na prática, as tarifas do Sul e Sudeste compensavam parte dos custos de eletricidade das outras regiões. Para os anos de 1975 e 1976 após a equalização das tarifas, o governo limitou em 20% ao ano os reajustes de tarifas, o que acabou gerando uma diminuição real dos preços, dada a alta inflação no período (DA SILVA, 2011). A arrecadação do governo também foi afetada por essa medida visto que os recursos arrecadados via impostos eram diminuídos com a desvalorização real das tarifas, e no final das contas perdiam-se recursos para realizar investimentos no setor. Como alternativa de financiamento surge o capital estrangeiro que passa a ser a fonte de financiamento dos projetos no setor. Com o segundo Choque do Petróleo em 1979 os juros internacionais tiveram um aumento bastante expressivo, e os custos dos projetos se tornaram muito elevados, representando uma dificuldade de manutenção desse modelo.

Diante do contexto de Inflação crescente no final dos anos 70 e ao longo da década de 80, as tarifas de eletricidade passaram a ser controladas com fim de conter o crescimento dos índices de inflação. A década de 1980 se iniciou com o setor elétrico brasileiro ainda recebendo uma expressiva quantidade de investimentos apesar do contexto econômico geral no País, porém o setor elétrico se tornou extremamente endividado. Em 1982 a dívida externa do setor atinge US\$ 15 bilhões. A capacidade de adquirir recursos externos se esgotou e, com isso, os investimentos realizados nos anos seguintes tiveram que ser reduzidos.

A figura 4.5 representa graficamente a evolução da capacidade instalada do setor elétrico Brasileiro para o período de 1966-1987. É possível perceber no gráfico que desde 1966 até o início dos anos 80 o índice de crescimento da capacidade instalada foi bastante elevado, e o poder de geração cresceu cerca de 4 vezes nesse período. Já a partir de 1982 quando se esgota a capacidade de financiamento externo é perceptível a queda dos índices de crescimento.

Gráfico 3 - Evolução da Capacidade Instalada (MW) de Eletricidade, por fonte de geração (1966-1987)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IBGE Estatísticas do Século XX.

Ao longo deste capítulo foi feita uma revisão do desenvolvimento histórico do setor elétrico brasileiro. Desde a década de 1930 foi verificada a necessidade de investimentos na expansão do setor como forma de atender demanda crescente em um país em desenvolvimento como o Brasil. No período entre 1930 até 1964 o estado assumiu continuamente um papel importante na regulação sobre os serviços de eletricidade. O período seguinte quando ocorrem os grandes investimentos e o grande aumento da capacidade geração é marcado pela direta intervenção estatal. As empresas estatais assumiram papel de destaque na realização de investimentos, dos quais se destacam diversos projetos como a hidrelétrica Binacional de Itaipu, a construção das usinas nuclear em Angra dos Reis (RJ). O capital estrangeiro assumiu ao fim da década 1970 o papel de principal fonte de financiamento para os investimentos, o que diante do contexto nacional de crise econômica refletiu no setor elétrico aumentando a sua dívida consideravelmente a ponto de esgotar a capacidade de realização de novos investimentos. Ao longo da década de 1980 o Brasil viria passar por diversas mudanças sociais e econômicas, com o Regime Militar se encerrando em 1985 e as primeiras eleições para presidente após a redemocratização do país sendo realizadas em 1989. Apesar dessas mudanças o Setor Elétrico teve seu modelo de desenvolvimento a partir de investimentos estatais esgotado. Os reflexos das políticas setoriais adotadas durante o regime militar continuariam a ser sentidas nos anos seguintes.

No próximo capítulo serão analisadas as mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro, ocorridas do início da década de 1990 a 2004, dentro do objetivo do governo de redefinir o setor.

## **5 Reformas Regulatórias e Mudança estrutural do Setor Elétrico Brasileiro**

### **5.1 As primeiras mudanças (1993-2001)**

Conforme detalhado no capítulo anterior, o desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro foi promovido como parte da estratégia de desenvolvimento implementada a partir da década de 1960. O importante papel do Estado no setor se deu através do financiamento e do planejamento setorial. Esse modelo baseado na intervenção estatal direta via empresas estatais foi responsável pelos grandes investimentos realizados na infraestrutura setorial e o aumento da capacidade de geração de eletricidade.

A desaceleração dos investimentos públicos e o estrangulamento financeiro das empresas a partir do final da década de 1970 aumentou o risco de escassez de eletricidade ao longo da década de 80. Em 1990 assumiu como presidente da república Fernando Collor de Mello. Dentre as medidas implementadas pelo Plano Color I estava o Programa Nacional de Desestatização que propôs a transferência de atividades exercidas pelo setor público para o setor privado.

Em 1992 Fernando Collor foi alvo de um processo de impeachment e com isso o então vice-presidente da república, Itamar Franco, assumiu o seu lugar. Itamar deu seguimento no Plano de Desestatização, no período entre 1990 e 1994. O plano indicou a privatização de 68 empresas, dessas apenas foram privatizadas 33 empresas federais que renderam o montante de US\$ 8,6 bilhões, além da transferência de dívidas para o Setor Privado no patamar de US\$ 3,3 bilhões. As empresas privatizadas, em geral, eram do setor siderúrgico e petroquímico. No setor elétrico não houve privatizações nesse período. (DA SILVA, 2011)

Em 1993 Fernando Henrique Cardoso foi nomeado para assumir o Ministério da Fazenda. O novo ministro tinha como maior desafio lidar com a inflação que continuou elevada durante os governos Collor e Itamar. A nova equipe do Ministério da Fazenda apresentou então o Plano Real e este finalmente foi efetivo no combate à inflação e promoveu finalmente a estabilidade econômica.

Em paralelo as mudanças econômicas que ocorriam no país o Setor Elétrico também teve alterações relevantes na sua estrutura, e a Lei 8.631 de 1993 modificou a forma de composição das tarifas. O regime de remuneração garantida foi extinto, e passou a ser definindo

que as tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas dos consumidores finais fossem propostas pelo concessionário. Antes as tarifas de energia eram equalizadas ao nível nacional, com mecanismos de compensação intrasetorial. A partir da promulgação dessa lei foram introduzidos os conceitos de tarifa pelo preço de equilíbrio econômico-financeiro, ou seja, a tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de correção monetária previstas no edital e no contrato. (PIRES, 1999)

Fernando Henrique Cardoso foi eleito presidente nas eleições de 1994, tomando posse em 1995. Foi durante o primeiro mandato de FHC que as privatizações no setor elétrico começaram a ser realizadas. A implementação bem-sucedida do Plano Real conteve a inflação e estabilizou os preços, e com isso o cenário macroeconômico se tornou mais favorável e o Brasil poderia voltar a ser alvo de interesse de investidores estrangeiros. O prestígio do governo devido ao sucesso do Plano Real foi um facilitador para que o Congresso aprovasse as emendas constitucionais que permitiram a privatizações em diversos setores, incluindo o de eletricidade.

Como parte do almejado processo de privatizações foi promulgada em 1995 a Lei 8.987 que regularizou o processo de concessão pública. A partir de então poderiam ser criadas empresas como também poderiam ser privatizados empreendimentos já existentes. A lei das concessões introduziu a regulação por preço-teto para os segmentos considerados monopólios naturais (Distribuição e Transmissão). Estabeleceu o modelo licitação competitiva para concessões públicas seja para linhas de transmissão, serviço de distribuição ou a administração de usinas hidrelétricas. (ARAÚJO, 2006)

Desde então, foi definido uma única tarifa por área de concessão, podendo essa área ser de um estado inteiro, e com isso a tarifa é única naquele estado ou também podendo ser uma subdivisão de uma unidade federativa e dessa forma, tarifas diferentes podem existir dentro do mesmo estado. Com a divisão das tarifas por regiões essas passaram a refletir algumas diferenças entre diferentes localidades. Isso se deveu as especificidades de cada local, por exemplo: a quantidade de consumidores, o custo da energia comprada, a carga tributária estadual entre outros. Um ponto importante assegurado pela lei é que as concessionárias de distribuição devem levar energia elétrica a todos os potenciais consumidores, e para que isso seja viável as empresas necessitam que seus custos sejam cobertos pela tarifa. A formação do preço da tarifa de eletricidade leva em consideração a compensação dos custos das atividades

operacionais como a Geração de Energia Elétrica e transporte da eletricidade até a unidade consumidora.

A Lei 9.074 liberalizou o fornecimento de energia elétrica para grandes consumidores, acima de 10 MW e criou a modalidade de produtores independentes de energia, com esses últimos passando a poder competir com as distribuidoras existentes para abastecer esses consumidores. A sexta emenda à Constituição brasileira foi editada em 1995 para permitir que empresas privadas pudessem participar em empreendimentos de geração hidrelétrica. (ARAÚJO, 2006)

Em 1996, foi apresentado pelo governo federal um estudo concreto para reformulação da estrutura do setor elétrico. Desenvolvido conjuntamente com o escritório de consultoria internacional Coopers & Lybrand, esse estudo<sup>2</sup> foi nomeado como Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) e tinha como objetivos centrais: desenvolver um modelo de reforma do setor elétrico brasileiro visando as privatizações, estabelecer regras que assegurem o livre acesso à rede de transmissão, criar formas de comercialização de eletricidade e promover a maior eficiência econômica através da introdução competição. (ARAÚJO, 2006)

Como resultado desse estudo foi criada a figura da agência reguladora do setor elétrico, que tem com atribuições regular e fiscalizar o setor elétrico. Foi estabelecida sob forma de uma autarquia a agência reguladora federal independente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Criada pela lei 9.427 em 1996 a agência começou a operar em 1997, quando sua diretoria foi nomeada. As principais funções da ANEEL como agência reguladora do setor elétrico é exercer a mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, de forma a garantir o cumprimento das regras estipuladas no marco regulatório. A ANEEL é vinculada ao Ministério de Minas e Energia, porém, é independente uma vez que os diretores da ANEEL são nomeados com mandato fixo. Uma das atribuições da ANEEL é organizar os processos de outorga (concessão, autorização ou permissão) dos serviços do setor nos diferentes segmentos de geração, transmissão e distribuição.

---

<sup>2</sup> O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB) foi desenvolvido pela empresa de consultoria Coopers & Lybrand para auxiliar no processo de reformulação do marco regulatório do setor elétrico. Contratado sob demanda da Eletrobras o projeto foi apresentado em 1996.

Ainda no ano de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Esse órgão ficou encarregado de propor ao governo federal, políticas nacionais e medidas relacionadas ao setor de energia. Cabe ao CNPE assegurar que todas as áreas do país sejam devidamente contempladas pela oferta energia, assim nesse sentido dentro do escopo da energia elétrica o CNPE é órgão responsável por garantir que todas as áreas do país sejam contempladas com a oferta de eletricidade, incluindo localidades mais remotas e com difícil acesso.

Em relação ao papel da Eletrobras, o estudo indicou que suas atividades deveriam ser revisadas. A empresa deveria continuar atuando como holding, detendo a participação acionária minoritária relevante de 25%, e investindo capital próprio em novos projetos que fossem importantes para o desenvolvimento econômico e social. Por outro lado, a empresa deveria deixar o posto de Operadora Independente do Sistema, assim como não proveria mais auxílio financeiro, deixando essa atribuição para o BNDES que seria responsável por oferecer linhas de crédito, empréstimos e garantias para projetos. O estudo recomendou também que o BNDES deveria considerar um compartilhamento de riscos com o setor privado em muitas áreas. No caso de custos de construção de hidrelétricas, por exemplo, o BNDES deveria emprestar recursos para financiar estudos de viabilidade de boa qualidade, a serem pagos durante o fechamento do contrato financeiro do projeto.

Posteriormente em 1998 foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma entidade sem fins lucrativos. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. A figura do Operador Nacional do sistema fica com a atribuição do planejamento e a programação da operação e o despacho de eletricidade de forma a buscar a alocação ótima dentro do Sistema Interligado. A expansão da rede de transmissão é responsabilidade da ONS que ficou encarregada de gerenciar a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, sempre prezando por possibilitar condições de acesso à eletricidade por todos os agentes do setor. (CORREIA et al., 2006)

Além de todas as mudanças na legislação e a criação de órgãos institucionais, outro importante aspecto da reforma estrutural do setor elétrico brasileiro foi a alteração na configuração organizacional da indústria, isto é a partir de então passou a ser proibido que empresas fossem verticalmente integradas abrangendo mais de um segmento da operação (Geração, Transmissão e Distribuição), e empresas existentes que operavam em mais de um

segmento foram obrigadas a se dividir em novas empresas cada uma operando em uma atividade em específico.

A intenção da reforma era realizar as privatizações nos segmentos de geração e distribuição. Acreditava-se que seria possível implementar um ambiente concorrencial no segmento de geração uma vez que as privatizações fossem realizadas. Já na distribuição seria estabelecido uma concessão pública para empresas privadas exercerem o serviço dentro de determinada região, cabendo ao poder público aplicar medidas de regulação sobre um monopólio natural, dessa forma delimitando as condições a serem cumpridas pelo ente privado assim como fiscalizar a prestação do serviço. No setor de transmissão, os investimentos privados são realizados para à expansão da rede. As novas linhas de transmissão, são construídas por recomendação da ONS e necessitam ser aprovadas pela ANEEL. Uma vez que se tenha a liberação da ANEEL são realizados leilões competitivos, os vencedores ficam encarregados de realizar as obras.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) é o mercado spot onde ocorrem as trocas de excedentes de produção dos agentes geradores para os de consumo. No modelo de mercado concebido estava previsto que grande parte dos contratos seriam firmados de forma bilateral estabelecendo um prazo de pelo de dois anos. O MAE, portanto, serviria para ajustes posteriores na oferta e demanda em relação ao que foi estabelecido no contrato. Nesse modelo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem a função imprescindível de planejar, programar e operar o Sistema Interligado. Para o mercado spot o preço seria determinado por meio de uma fórmula computacional que calcularia o custo marginal de operação (CMO) de cada usina. Com base nessa informação a ONS operaria o sistema priorizando o menor custo de operação. (CORREIA et al., 2006)

## **5.2 Problemas no processo de Restruturação**

Apesar dos avanços das reformas institucionais do setor elétrico brasileiro, o início de 2001 foi marcado por uma grave crise de abastecimento do sistema hidrelétrico. De novembro de 2000 a abril de 2001 os níveis de água nos reservatórios atingiram volumes muito abaixo dos usuais, tal situação culminaria na baixa capacidade de geração de eletricidade para os meses seguintes, o que levou à implementação pelo governo de uma política de racionamento do uso de energia elétrica no País. O período de racionamento foi de 12 meses. Nesse período foram economizados 46.794GWh de energia, o que representou uma diminuição no consumo de 23,8%. Conforme apontado por Bardelin (2004), o racionamento de energia elétrica, em um



país em desenvolvimento, traz consigo diversas consequências, dentre estas, está o clima de risco elevado que é instaurado no local onde ocorre o racionamento, afugentando investimentos, fazendo o país perder credibilidade externa e interna, causando retração do PIB e outros impactos diretos e indiretos na economia do local.

O parque gerador de eletricidade brasileiro é composto majoritariamente por grandes usinas hidrelétricas. Devido a essa característica o setor elétrico brasileiro apresenta algumas especificidades que devem ser cuidadas e necessitam de uma operação bastante precisa no despacho de geração por parte do operador do sistema. As usinas hidrelétricas caracterizam-se por terem associadas a elas reservatórios de água. Essa característica reflete na capacidade de armazenamento de energia e, portanto, é possível modular produção de eletricidade. A capacidade de armazenamento possibilita realizar ajustes de produção de maneira rápida e com baixo custo associado. Diante disso é importante notar qual é a capacidade de armazenamento de cada reservatório. Além disso, é preciso atentar-se que muitas usinas se encontram interligados em um mesmo rio ou mesma bacia, com isso o despacho das usinas deve ser realizado de acordo com a otimização do sistema com reservatórios em forma de cascata. A geração de usinas situadas no início da cadeia afeta os outros reservatórios. A geração das usinas hidrelétricas está associada ao regime de aflúncias, dada essa característica o sistema de geração elétrico brasileiro se caracteriza por ser dependente de questões climáticas, o que envolve incerteza e risco. (ARAÚJO, 2011)

Para o período úmido que compreendeu os meses de novembro de 2000 a abril de 2001 o nível dos reservatórios apresentou uma queda acentuada em comparação aos anos anteriores. A situação alarmou os especialistas e o presidente Fernando Henrique Cardoso instituiu por uma publicação de decreto a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Essa comissão teria como objetivo de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia. Passado o período de estudo a Comissão apresentou um relatório em que apontava como principais causas geradoras da crise as mudanças estruturais implementadas no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, não sendo somente o período de seca o responsável pelo desajuste na oferta. O quadro traz os principais problemas identificados pelo estudo da comissão.

Quadro 1 - Sumário dos principais problemas apontados no relatório e os temas que deveriam ser investigados

<b>Problemas</b>	<b>Temas que merecem aprofundamento</b>
Ineficácia na ação governamental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental.</li> <li>• Fortalecimento da capacidade de ação do MME/Secretaria de Energia/CCPE.</li> <li>• Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL e MME.</li> <li>• Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA.</li> <li>• Revisão e consolidação da legislação do setor.</li> </ul>
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamento de grande profundidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de procedimentos para diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas.</li> <li>• Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade.</li> <li>• Criação de um procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa à medida que os reservatórios do sistema esvaziam.</li> <li>• Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.</li> </ul>
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema.</li> <li>• Exame de remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação das usinas a gás.</li> </ul>
Insuficiência dos Programas de conservação de energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia competitiva com a geração.</li> </ul>
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisão de critérios e periodicidade de cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração à dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos.</li> <li>• Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao VN, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis. <i>f</i> Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras.</li> <li>• Liberação compulsória de grandes consumidores.</li> <li>• Exame de impacto dos consumidores livres no planejamento econômico-financeiro das Distribuidoras.</li> <li>• Estabelecimento de compensações financeiras para consumidores não atendidos dentro das obrigações contratuais.</li> <li>• Revisão de rateios e subsídios cruzados.</li> </ul>
Ineficácia na correção de falhas de mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formação de catálogo de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores.</li> <li>• Definição de ações do Governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial.</li> <li>• Exame do papel do Governo como comprador de última instância de energia produzida por usinas de interesse estratégico.</li> <li>• Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando com a experiência internacional.</li> </ul>

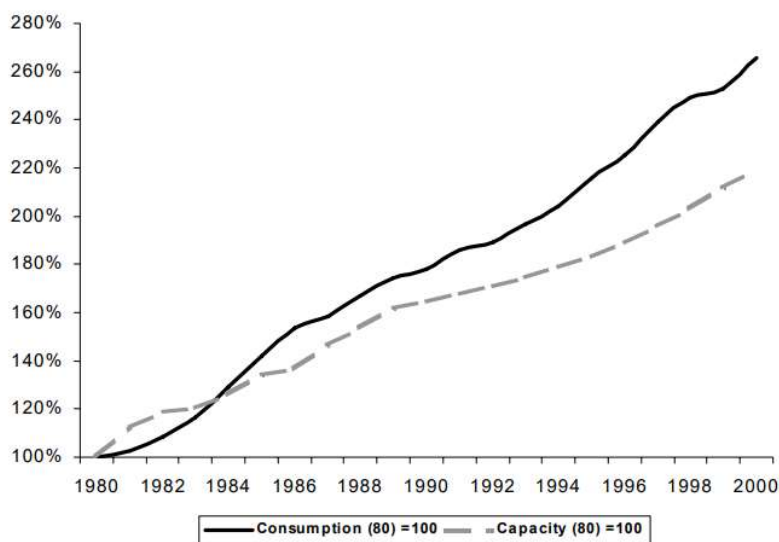
Fonte: Landi (2006, p.130-131)

Ainda sobre os problemas que originaram a crise do racionamento de 2001, Pires et al (2002, p 3) apontam 4 motivos como os principais causadores.

- a) esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- c) problemas contratuais e regulatórios; e
- d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

O primeiro motivo trata do esgotamento do modelo estatal que já abordamos anteriormente. Sobre o aumento da capacidade instalada é importante notar a trajetória do consumo de eletricidade em paralelo ao aumento do parque gerador. Conforme é possível observar no gráfico 4, a partir de 1984 o aumento percentual do consumo de eletricidade superou o aumento percentual da capacidade instalada, esse descompasso apresentou uma tendência de aumento ao longo do período. Em um sistema majoritariamente composto por usinas hidrelétricas, que são passíveis de variáveis climáticas com capacidade limitada quanto a previsibilidade, é importante que exista uma margem de segurança entre a capacidade máxima de produção do sistema em relação à capacidade de pico da demanda. Em um sistema que essa margem não exista ou que a margem seja pequena existirá o frequente risco de sofrer com racionamento devido a um período de seca.

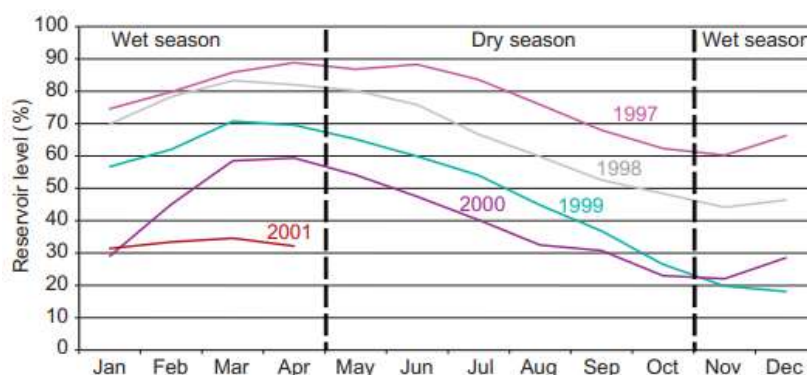
Gráfico 4 - Aumento do consumo e da capacidade de geração de eletricidade (1980-2000)



Fonte: Rosa et al (2013, p.443)

Já os três seguintes referem-se a forma como o processo de reestruturação se deu. As falhas do planejamento dizem respeito a negligência dos formuladores da reforma quanto a como se daria de fato os processos de privatizações. Era esperado que as privatizações ocorressem rapidamente após a abertura do mercado, porém, para o segmento de geração não se deu dessa forma. O cronograma das privatizações não se realizou e diante desse “atraso” a realização dos investimentos esperados para expansão da capacidade geração também não aconteceram na velocidade necessária. No estudo realizado pelo comitê de gestão da crise é apontado que caso fossem realizados os investimentos previstos para construção de novas usinas, o armazenamento dos reservatórios seria cerca de duas vezes maior do que de fato ocorreu. Atrasos na construção de projetos em andamento e usinas ainda não construídas embora programados totalizaram 6200 MWh não gerados, que caso tivessem sido realizados seriam suficientes para manter níveis seguros. (ARAÚJO, 2006)

Figura 5 - Volume de água nos reservatórios hidrelétricos (1997-2001)



Fonte: Rosa et al(2013, p.443)

Somado à falta de investimentos, os problemas regulatórios e contratuais agravaram essa situação. Para Pires et al (2002, p 10) os contratos firmados entre Distribuidores e Geradores tinham os seguintes problemas:

- a) herdaram as condições contratuais existentes nos antigos contratos de suprimento entre esses agentes, de forma que 100% da demanda estava contratada, inexistindo margem de segurança para os geradores e tampouco incentivo à contratação por parte dos distribuidores;
- b) estavam superestimados e correspondiam a uma energia assegurada superior aos seus valores de face;
- c) estabeleciam cláusulas para situações de racionamento, mas, em contrapartida, regras do MAE geravam controvérsias sobre a sua aplicabilidade.

Por fim, os autores ainda indicam problemas na coordenação entre os órgãos governamentais. Não foram antevistos pelo MME, ANEEL e CNPE os problemas relacionados à falta de investimentos. Além disso, não estavam previstos procedimentos padrões de prevenção e emergenciais.

A necessidade de mudanças estruturais no Setor Elétrico Brasileiro devido ao esgotamento do modelo em que Estado era o principal investidor já era evidente desde a década de 1980. Devido ao ambiente econômico e político bastante instável no período a reforma do Setor Elétrico só veio a se iniciar em 1995 quando o Brasil se estabilizou. Nesse sentido a reforma começou com promulgação de algumas leis, principalmente aquelas que permitiram que iniciativa privada pudesse participar do setor, por exemplo, a lei das concessões e a emenda à Constituição que permitiu que entes privados pudessem participar empreendimentos hidrelétricos. Ainda em 1995 após a promulgação da Lei das Concessões foram privatizadas as primeiras empresas do Setor: as distribuidoras Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (ESCELSA) que atuava no estado do Espírito Santo e a Light que estava presente em diversas cidades do estado do Rio de Janeiro. É importante notar que essas privatizações ocorreram antes mesmo da criação de órgãos que viriam a ser importantes na estrutura institucional do setor elétrico, como ANEEL criada em 1996. A criação de um órgão regulador do setor em meio aos processos de privatização gerou desconfiança sobre capacidade de atuação desse no gerenciamento setorial.

Pires et al (2001) apontam o seguinte:

Como a Aneel foi estabelecida quando o processo de reestruturação já havia começado, sua legitimidade no acerto e arbitragem de controvérsias vem sendo contestada. A capacidade de executar obrigações sobre o setor privado era fraca desde o início, já que os dois primeiros contratos com distribuidores privados foram assinados pelo DNAEE. Como o processo de privatização ainda está longe de ser concluído e algumas empresas estatais têm um forte poder de mercado na geração e transmissão, o duplo papel do governo, como investidor (em geração e transmissão) e como regulador, dá origem a um conflito de interesses. Furnas, por exemplo, foi multada pela Aneel em setembro de 2000 por não pagar como a maior parte dos executivos da Aneel é formada por antigas autoridades do DNAEE, o sinal dado aos investidores privados é que o ponto crucial do processo regulatório ainda está relacionado a questões técnicas, legais e operacionais e não à criação dos incentivos econômicos necessários para formar um mercado verdadeiramente competitivo há um grau insuficiente de coordenação institucional entre a Aneel, a ANP e a Agência Nacional de Águas (ANA), tendo em vista que algumas questões importantes para o funcionamento do setor elétrico – como, por exemplo, a regulação da indústria do gás e o uso das águas, respectivamente – recaem sobre a responsabilidade desses dois últimos órgãos; e inconsistência de regras contratuais importantes, tais como aspectos referentes às cláusulas de contratos de concessão e contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras, gerando potencial conflito de interesses entre os agentes setoriais e dificulta a atuação da agência reguladora. (PIRES et al, 2001, 23)

Também não houve tempo suficiente para que a ANEEL desenvolvesse e implementasse regras setoriais para atrair os investimentos necessários para a ampliação da capacidade de geração de eletricidade, como também das redes de transmissão.

Portanto, o aspecto crucial para compreender a crise é entender os diversos motivos que levaram à falta dos investimentos para o aumento do parque gerador. As reformas promovidas não foram capazes de atrair suficientemente a iniciativa privada para atuar no setor, uma vez que ainda havia receio por parte do capital privado quanto ao marco regulatório. Araújo (2006), avalia que as causas institucionais que levaram à crise foram: falta de supervisão dos órgãos setoriais sobre a política energética, falta de um ambiente regulatório claro e estável e desconfiança por parte do mercado em relação aos contratos estabelecidos no MAE.

### 5.2.1 Privatizações e Investimentos

Após o início da reforma, a grande maioria das privatizações foram de distribuidoras. Poucas usinas geradoras foram privatizadas: A Endesa, de origem espanhola, adquiriu a usina de Cachoeira Dourada no estado de Goiás, a Tractebel, de origem belga, adquiriu a Gerasul e os Grupos americanos AES e Duke adquiriram a Tietê e Paranapanema no estado de São Paulo. Não houve movimentação adicional no setor de geração e alguma diversificação adicional dependeria dos leilões para contratação de novos produtores independentes de energia elétrica. Com essa dificuldade no segmento da geração o governo acabou priorizando a privatização dos distribuidores. O final dos anos 90 foram marcados pelas diversas privatizações de Companhias de distribuição de eletricidade, as primeiras privatizações ocorreram em 1995 e 1996, a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. e a Light que até então eram controladas pela Eletrobras e foram incluídas no Plano Nacional de Desestatização e leiloadas para o setor privado.

Tabela 1 - Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro na década de 1990

Empresa	Segmento	Ano Privatização
ESCELSA	Distribuidora	1995
Light	Distribuidora	1996
CERJ	Distribuidora	1996
Coelba	Distribuidora	1997
Cachoeira Dourada	UHE	1997
Enersul	Distribuidora	1997
Cemat	Distribuidora	1997
CPFL	Distribuidora	1997
RGE	Distribuidora	1997
AES Sul	Distribuidora	1997
Eletropaulo	Distribuidora	1997
ENERSUL	Distribuidora	1997

ENERGIPE	Distribuidora	1997
COSERN	Distribuidora	1997
Gerasul	Distribuidora	1998
COELCE	Distribuidora	1998
CELPA	Distribuidora	1998
EBE	Distribuidora	1998
CESPE	Distribuidora	1998
CELB	Distribuidora	1999
CELPE	Distribuidora	2000
CEMAR	Distribuidora	2000
SAELPA	Distribuidora	2000

Fonte: BNDES

No período anterior as reformas entre 1985-1995 os investimentos no segmento da geração desaceleraram, e o crescimento anual médio da capacidade foi de 2% ao ano. Nesse período os maiores investimentos foram feitos pelas empresas públicas em novas usinas hidrelétricas. Localizada no Rio São Francisco a UHE de Xingó foi construída entre 1987 e 1994 pela CHESF, se tornando a maior UHE operada pela companhia. As UHEs Governador Ney Aminthas de Barros Braga, Três Irmãos, Taquaruçu e Nova Ponte foram construídas por empresas estaduais de energia elétrica, a Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

Tabela 2 - Maiores empreendimentos de geração inaugurados entre 1985-1995

Origem	Empreendimento	Potência Fiscalizada (MW)
Hídrica	Xingó	3162
Hídrica	Governador Ney Aminthas de Barros Braga	1260
Hídrica	Três Irmãos	807
Hídrica	Taquaruçu	525
Hídrica	Nova Ponte	510

Fonte: ANEEL

Após as primeiras reformas regulatórias do setor elétrico a expectativa por parte do governo era de que ocorreriam as privatizações no segmento de geração. Porém, isso não ocorreu. Os maiores projetos inaugurados no período entre 1995-2001 foram feitos majoritariamente pelas empresas públicas. A construção da hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta foi a continuação de um projeto que se estendeu desde a década de 80, executada pela Companhia Energética do Estado de São Paulo conta com capacidade de geração de 1.540 MW e o valor final da obra foi de mais de US\$9 bilhões. Já as UHE da Serra da Mesa, localizada em Goiás, e a UHE Governador José Richa, localizada no Paraná, foram empreendimentos

executados respectivamente por Furnas e pela COPEL. A UHE de Itá, localizada na divisa do Rio Grande do Sul com Santa Catarina é um empreendimento operado por um consórcio formado pela empresa de origem belga Tractebel e pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), que foi privatizada em 1992, para a construção dessa UHE o consórcio contou com o financiamento do BNDES.

Tabela 3 - Maiores empreendimentos de geração inaugurados entre 1995-2001

Origem	Empreendimento	Potência Fiscalizada (MW)
Hídrica	Porto Primavera (Eng <sup>o</sup> Sérgio Motta)	1.540
Hídrica	Itá	1.450
Hídrica	Serra da Mesa	1.275
Hídrica	Governador José Richa (Salto Caxias)	1.240
Fóssil	Uruguaiana	639

Fonte: ANEEL

A figura 6 apresenta o mapa do Brasil e a distribuição das usinas geradoras de eletricidade no ano de 2001. É perceptível a predominância da geração por fontes hidrelétricas, que na época representavam 89% da capacidade instalada. O período hidrológico desfavorável em 2001 significou uma redução do potencial de geração das UHEs, que veio a culminar na necessidade de racionamento de energia. Estudos posteriores apontam que o racionamento poderia ter sido evitado caso os órgãos responsáveis pela coordenação setorial tivessem implementados medidas para administrar o volume de água nos reservatórios. Se outras fontes de geração de energia fossem acionadas seria possível contornar o período de seca sem a necessidade de implementação da política de racionamento. Portanto, para entender o que levou ao racionamento de 2001 é preciso compreender o processo histórico de formação do Setor Elétrico brasileiro. Até 1995 o setor havia se desenvolvido com forte presença do Estado. A grande expansão do setor nas décadas de sessenta e setenta foi estimulada pelos investimentos das empresas estatais como Furnas, CHESF, ELETROSUL e ELETRONORTE. A reforma setorial estabeleceu a divisão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Esperava-se que com a liberalização do setor ocorreriam privatizações e que a iniciativa privada realizaria os investimentos na expansão do parque gerador. Na prática, as privatizações se concentraram nas concessões de distribuição. As grandes geradoras continuaram estatais e a iniciativa privada não participou de investimentos relevantes no aumento da capacidade de geração. Com a margem de operação entre a capacidade instalada e o aumento da demanda se



reduzindo cada vez mais, a reforma não foi capaz de estimular os investimentos que foram projetados. A transição de modelos não foi bem executada, dada as características do setor elétrico brasileiro que demanda muita coordenação em sua operação, as novas instituições não foram capazes de executar o gerenciamento do setor da maneira devida.

Figura 6 - Mapa do Brasil com as fontes de geração de energia (2001)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL<sup>3</sup>.

### 5.3 Atualizações na Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

A política de racionamento de eletricidade foi encerrada em fevereiro de 2002, nesse mesmo ano ocorreria alguns meses mais tarde as eleições presidenciais no Brasil. Como consequência da crise do setor elétrico somada a outros fatores, o governo viu o seu candidato da situação, José Serra, ser derrotado pelo candidato da oposição, Luis Inácio Lula da Silva. Em 2004, no segundo ano do governo Lula, com o objetivo de estimular o aumento da segurança de suprimento de eletricidade, assim como promover o acesso universal com

<sup>3</sup> Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ouvidoria-setorial-aneel> > Acesso em: 19 set. 2022.

eficiência econômica foram estabelecidas algumas atualizações no marco regulatório do setor elétrico.

A figura 7 representa a organização institucional do setor elétrico brasileiro. Em cima encontram-se os formuladores de políticas do Setor elétrico. Tanto o Presidente da República quanto o Congresso Nacional tem a prerrogativa de propor leis e políticas a serem aplicadas no setor. O Presidente da República também pode definir medidas provisórias que atuam como leis durante um período limitado. A medida é válida por período limitado, podendo ser aprovada ou rejeitada pelo congresso.

No novo marco regulatório são criadas três instituições. Primeiramente, instituída pela Lei 10.847, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE, é responsável por realizar estudos e pesquisas destinadas a prospectar o planejamento do setor energético, dentro do setor energético inclui-se a energia elétrica. A EPE atua juntamente do MME na realização de estudos voltados ao setor de energia elétrica. A partir desses estudos surgem projeções da matriz energética brasileira. Os estudos fornecidos pela EPE servem de subsídio para que o MME fundamente os Planos Decenais de Expansão de Energia, como também o Programa de Expansão da Transmissão. A EPE é a instituição responsável pela organização dos leilões de expansão do setor elétrico. Portanto, com a criação da EPE o estado retomou o protagonismo no planejamento estatal do setor elétrico.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um comitê governamental criado pela Lei 10.848. O comitê é composto pelos representantes das instituições do setor elétrico, como do Ministério de Minas e Energia, da ANEEL e da ONS. O CMSE é responsável por acompanhamento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, o órgão é responsável por avaliar as condições de suprimentos da demanda para que seja realizado periodicamente análises de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica. Ou seja, o CMSE foi instituído após a crise de 2001 para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Também criada pela lei 10.848, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE). A partir da CCEE são realizadas as operações realizadas no mercado de curto prazo.

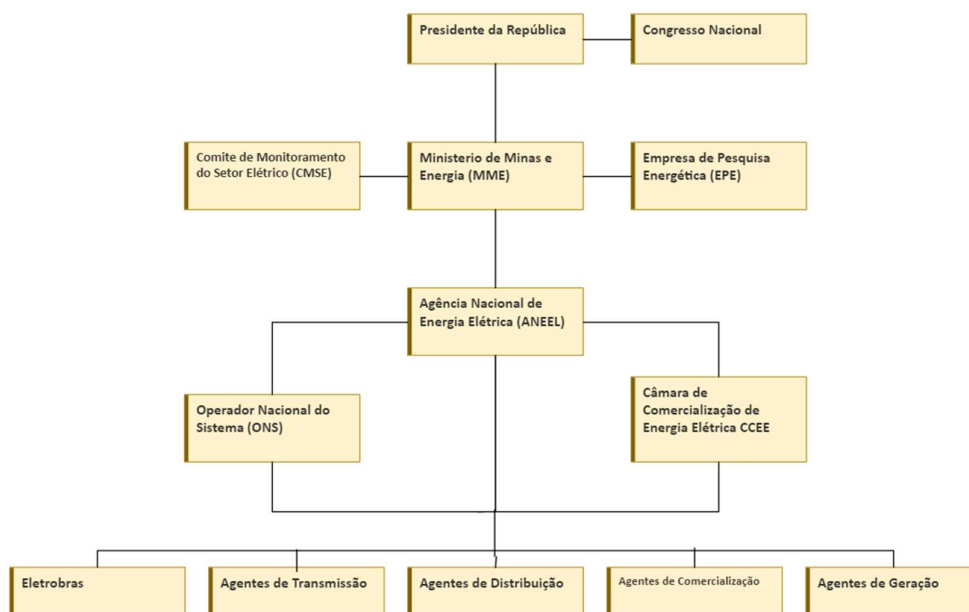
A ONS continuou responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A ANEEL é responsável por fiscalizar, definir tarifas, definir concessões e regulamentar a geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Sobre o papel da Eletrobras, essa continuaria exercendo a função de holding das empresas estatais federais. Seria responsável também pela administração de encargos e fundos setoriais e poderia prover financiamentos complementares em casos específicos.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que é composto pelo Ministro de Minas e Energia e mais uma série de especialistas do setor fornece uma consultoria para o Presidente, dentro do CNPE podem ser desenvolvidas propostas de desenvolvimento para o setor elétrico e essas são encaminhadas ao Presidente da República para eventuais mudanças na política energética nacional. (DA SILVA, 2011)

Figura 7 - Atual Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Elaboração própria com base nas informações disponibilizadas pelo governo do Brasil<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Disponível em: < <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma> > Acesso em: 19 set. 2022.

### 5.3.1 Formas de Contratação de Energia

O decreto nº 5.163, publicado em 2004, tratou a respeito da comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Esse decreto definiu que a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica com seus consumidores no Sistema Interligado deverá ocorrer a partir da celebração de contatos entre as partes envolvidas, a contratação de energia elétrica se dará ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). (ROSA et al., 2013)

Ambiente de Contratação Regulada: nesse modelo de contratação as distribuidoras de energia projetam a sua demanda total de energia elétrica para o período 5 anos para frente, ao submeter essa projeção para EPE essa irá definir o volume total de energia demandada a ser ofertada em um leilão. As empresas geradoras irão então ofertar lances de preço por MW para atender a demanda estabelecida. Aquele que ofertar o menor preço irá então assinar contratos com as distribuidoras de energia. A energia de cada gerador então é dividida entre as distribuidoras na proporção da sua participação de mercado do leilão. O preço de venda no atacado corresponde aos lances de geração das empresas. O sistema dos leilões de energia elétrica no Brasil adota como método de seleção o menor lance. O MME e a EPE definem o primeiro lance estabelecendo o preço máximo para a energia elétrica e o leilão então ocorre de maneira inversa, em que os preços dos lances diminuem. (ARAÚJO, 2006)

Os geradores que participam do leilão são classificados de acordo ao tipo de empreendimento: novo ou já existente.

São considerados como existentes, os empreendimentos que já foram liberados para gerar energia elétrica. Independentemente de já terem operado anteriormente ou não. Os empreendimentos considerados novos são aqueles que ainda não foram liberados para gerar energia ou em casos em que empreendimentos que já estejam operando, mas estão ampliando sua capacidade de geração. A energia gerada pelos novos empreendimentos é negociada nos leilões tipo A-3 e A-5, que significam contratos de longo prazo indo de 20 a 30 anos de duração. Já a energia gerada pelos empreendimentos existentes pode ser negociada nos leilões de ajuste e no tipo A-1 que podem ir de 1 ano a 15 anos. Além disso, os contratos estabelecidos pelos leilões podem ser de duas formas diferentes: por quantidade ou por disponibilidade. (ROSA et al., 2013) Os contratos por quantidade estabelecem um volume fixo de energia a um determinado preço. Esta modalidade, geralmente é utilizada para a contratação de energia

gerada por hidrelétricas. Os contratos de disponibilidade são para a contratação de usinas termelétricas, esses definem uma remuneração garantida para a usina geradora, independente do que for gerado de fato. Nesses contratos, o valor fixo serve para cobrir os custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema, que pode vir a ser operada, dependendo das condições hidrológicas do sistema interligado. Quando essas usinas são despachadas, as distribuidoras pagam ainda os custos variáveis relativos ao uso do combustível, no final das contas os custos serão repassados aos consumidores no momento do reajuste tarifário. Os contratos por disponibilidade servem para garantir a segurança do sistema, em situações em que as condições hidrológicas estejam abaixo do normal. Nesses casos as usinas termelétricas podem ser acionadas para despachar sua energia, reduzindo os riscos de déficit de oferta. Por outro lado, em uma situação de normalidade em que os regimes fluviais estão essas usinas são deixadas em modo de espera.

Ambiente de Contratação Livre: nesse modelo os agentes podem negociar livremente contratos bilaterais, em que por meio de negociação entre as partes são definidos preços, quantidades, prazos e cláusulas de correção monetária. Os contratos podem durar por diferentes períodos, tanto para curto prazo quanto para longo prazo. Ainda sim grandes consumidores podem optar por continuar a contratar energia por meio do fornecimento uma empresa de distribuição. A troca do modelo de contratação de uma distribuidora para o ACL deve ser notificada pelo consumidor com cerca de 1 a 3 anos de antecedência.

### **5.3.2 O Sistema Interligado Nacional**

O Sistema Interligado Nacional é composto pelas empresas das diferentes regiões do País, unindo o sistema de produção e transmissão de energia elétrica. Foi criado em 1998 pelo Ministério das Minas e Energia, com publicação da Lei 9.648/98. A extensão do sistema é 170.000 km de linhas de transmissão. Tal qual as usinas de geração de energia, o sistema nacional de transmissão deve ser expandido ao longo do tempo afim de suprir a demanda por energia elétrica. No caso do setor elétrico brasileiro que se caracteriza pela vasta extensão territorial e com forte presença de usinas hidrelétricas é importante a existência de um extenso sistema de transmissão que permita intercâmbios de energia elétrica entre as diferentes regiões.

As conexões do SIN foram planejadas para aproveitar o grande potencial de geração hidrelétrica do país, que de forma geral está distante dos grandes centros urbanos e industriais. Para que o sistema possa ser operacionalizado de forma ótima, aproveitando da melhor forma os diferentes regimes de afluência é necessário que todos os consumidores possam acessar a

energia elétrica gerada em qualquer localidade do país. Devido aos altos custos cabe ao planejador do sistema identificar quando se faz necessário os investimentos para expansão. Uma vez que identifique a necessidade de aumentar a rede e se defina as obras necessárias, essa será contratada através de leilões organizados pela ANEEL.

Figura 8 - O Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS<sup>5</sup>

A expansão da rede de transmissão é realizada através de leilões públicos estabelecidos pela ANEEL. Nesse sistema de leilão nos quais vence a empresa que ofertar o menor valor para a Receita Anual Permitida (RAP), que é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço. A figura 10 compreende o período de 1999 até 2022. Desde 1999 quando foi realizado o primeiro Leilão de Transmissão já foram realizados 53 leilões, a expansão da rede no período foi de 103.000 km.

<sup>5</sup> Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> > Acesso em: 19 set. 2022.

Figura 9 - Investimentos realizados por Leilão de Transmissão



Fonte: ANEEL<sup>6</sup>

As distribuidoras têm o monopólio natural do serviço público de distribuição definido pelo prazo dos contratos negociados. Cabe as distribuidoras transportarem a eletricidade para as unidades consumidoras. Para atender os seus consumidores cativos elas são responsáveis por adquirir energia pelos leilões de geração. As distribuidoras são dvidas em 2 tipos de contrato, as concessionárias e as permissionárias. Na concessão existe um prazo determinado, de acordo com o contrato de concessão, já a permissão é formalizada por um contrato de adesão em que mesmo que tenha um prazo estipulado pode ser encerrado pelo Poder Público. As permissionárias estão localizadas em pequenas áreas de permissão, onde atuavam as cooperativas de eletrificação rural. No Brasil existem 104 distribuidoras, sendo 52 concessionárias que atendem os grandes urbanos e 52 permissionárias que atendem áreas no interior.

<sup>6</sup> Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/leiloes>> Acesso em 22 set. 2022

Figura 10 - Mapa das Distribuidoras de Energia no Brasil



Fonte: ANEEL <sup>7</sup>

Tabela 4 – Distribuidoras de eletricidade por região do Brasil

Região	Número de UCs	População Atendida	Quantidade de Distribuidoras
Centro-Oeste	6.985.937	15.931.003	5
Nordeste	23.123.291	56.760.776	12
Norte	5.394.118	17.352.977	6
Sudeste	40.426.989	88.081.766	30
Sul	13.798.562	29.532.831	51

Fonte: ANEEL

A composição da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro se destaca por ser majoritariamente de fontes de energia renováveis, cerca de 86%. Porém, ainda que continue

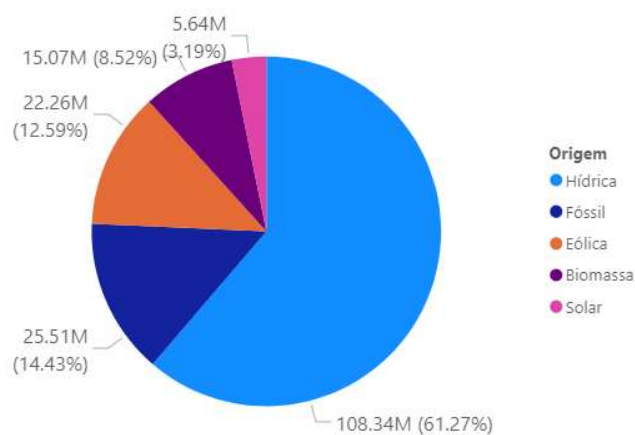
<sup>7</sup> Disponível em <

Acessado em 23 set. 2022.



sendo dominado pelas hidrelétricas, nos últimos anos a tendência de diversificação do parque gerado vem se acentuando. Em 2004 as hidrelétricas representavam cerca 85% das usinas geradoras, em 2022 esse índice caiu para 61%.

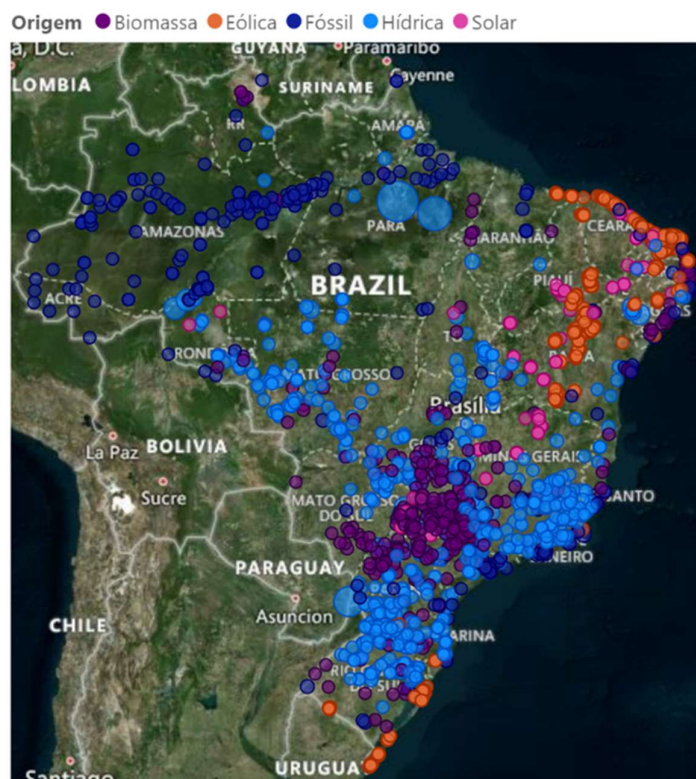
Figura 11 - Capacidade Instalada (MW) em 2022 por fonte de Energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ouvidoria-setorial-aneel> > Acesso em: 19 set. 2022.

Figura 12 - Mapa do Brasil com as fontes de geração de energia (2022)

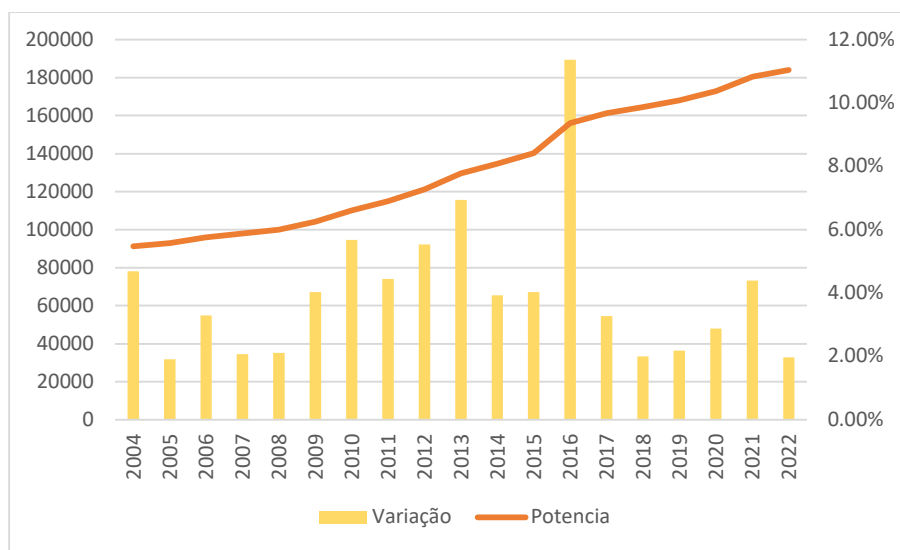


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL<sup>9</sup>.

No período de 2004 a 2022, desde que as atualizações do marco regulatório foram instituídas, a capacidade instalada do parque gerador de eletricidade no Brasil praticamente dobrou de tamanho passando de 91.000 MW em 2004 para 183.000 MW em 2022. Em média para esse período o crescimento anual foi de 4%. Em um primeiro momento grande parte dos investimentos foram em usinas termelétricas com destaque para a Petróleo Brasileiro S.A.(PETROBRAS) que investiu na construção de Usinas Termoelétricas. Já a ELETROBRAS e suas subsidiárias continuaram a participar na criação de novas UHEs, um modelo comum de negócio que passou a ser realizado é o estabelecimento de consórcios entre empresas estatais e privadas.

<sup>9</sup> Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ouvidoria-setorial-aneel> > Acesso em: 19 set. 2022.

Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Instalada de Eletricidade (MW) (2004-2022)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL<sup>10</sup>

O modelo de organização setorial adotado a partir de 2004 foi capaz de superar o ambiente instável que se instaurou após a crise do racionamento. Como pode ser observado houve uma retomada dos investimentos, vale destacar que as empresas estatais tiveram um papel importante nessa retomada. Além disso, a criação da EPE e do CSME visaram estabelecer o monitoramento contínuo do governo com as questões energéticas, principalmente em relação a segurança de operação e o planejamento setorial.

<sup>10</sup> Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ouvidoria-setorial-aneel> > Acesso em: 19 set. 2022.

## 6 Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo central analisar as reformas institucionais implementadas no Setor Elétrico brasileiro nos anos 1990 até 2004, e seus impactos sobre as formas de governança e a estrutura do setor.

No Brasil e no mundo, o setor Elétrico teve seu desenvolvimento inicialmente baseado em empresas verticalizadas e com forte poder de mercado, evoluindo ao longo do tempo para sua configuração atual, baseada na separação entre as atividades de geração e distribuição de energia. Essa evolução se deu por meio da implementação de reformas regulatórias e mudanças estruturais que tiveram o sentido geral de promover a separação das atividades de transporte de eletricidade, que são consideradas monopolísticas, das de geração, consideradas de concorrência.

Não obstante, a identificação de um mesmo sentido ou direção geral em termos da caracterização das reformas institucionais implementadas nos diferentes, foi possível evidenciar que as diferentes experiências internacionais de reformas dos setores elétricos apresentam pontos de convergência e de divergência. Além disso, ao verificar os resultados obtidos é perceptível que cada caso tem suas especificidades. Na Inglaterra e País de Gales, inicialmente a reforma apresentou problemas relacionados com o poder de mercado das empresas que dominavam a geração. Em sua concepção a reforma não estabeleceu o ambiente de concorrência adequado nesse segmento. Já os países nórdicos foram bem-sucedidos ao diversificar o segmento de geração. Ao unir quatro mercados nacionais o caso nórdico pode se beneficiar da diversificação de fontes de energia elétrica pré-existentes ao mercado integrado. Mesmo com o período de baixo volume de afluência nos reservatórios do sistema em 2002, não houve risco para a operação segura do sistema, em que pese houve um aumento substancial dos preços.

Ao analisar o setor elétrico brasileiro tornou-se evidente o importante papel do Estado no desenvolvimento do Setor. A partir da década de trinta até os anos oitenta, a participação estatal cresceu consideravelmente. Em um primeiro momento foram implementadas medidas de regulação, ao longo do tempo foram criadas empresas estatais e foram realizados investimentos diretos no setor. Nas décadas de sessenta e setenta ocorrem grandes investimentos por partes das empresas estatais que impulsionaram o crescimento do parque

gerador de energia elétrica. Porém, a partir da década de oitenta, com a crise fiscal que assola o Brasil, a capacidade de investimento estatal foi bastante reduzida.

A década de noventa será marcada por diversos processos de privatizações. O Plano Nacional de Desestatização apresentado durante o governo Collor se estende também pelos governos de Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso. No setor elétrico, os processos de privatizações têm início em 1995 quando a distribuidora ESCELSA, com atuação no estado Espírito Santo, foi privatizada. As expectativas externadas pelo governo eram de que com a liberalização do setor elétrico seriam atraídos investimentos privados para o setor, principalmente para a ampliação da capacidade de geração. Na prática, as privatizações se concentraram majoritariamente em distribuidoras. A expansão da geração não atingiu o patamar e esperado.

Os problemas do processo de reestruturação se tornaram evidentes quando, em 2001, ocorre a crise do racionamento de energia elétrica. Uma das causas evidentes que levaram ao racionamento de 2001 foram a falta de investimentos, mas sobretudo é interessante notar o que levou aos investimentos necessários não serem realizados. Neste sentido, ao analisar a cronologia dos acontecimentos fica claro de que o processo de reforma do Setor Elétrico foi muito acelerado. As primeiras privatizações ocorreram antes mesmo da criação da Agência Reguladora, a ANEEL.

Como pode ser observado também nas experiências internacionais, a transição de modelos estruturais demanda tempo e aprendizado por parte do governo para implementar uma regulação adequada. O caso brasileiro torna-se ainda mais delicado devido às especificidades de um país de dimensões continentais, com a matriz de geração quase inteiramente hidrelétrica e de operação complexa. O racionamento se encerra no ano seguinte, em 2002, mas os impactos institucionais seguem até a implementação da próxima rodada de reformas regulatórias. Isso ocorre a partir de 2004, durante o primeiro governo Lula quando são criadas novas instituições (EPE, CMSE e CCEE) que viriam desempenhar papéis importantes na definição do marco regulatório e da estrutura atual do setor.

As propostas de liberalização do Setor Elétrico brasileiro surgiram ao decorrer da década de 1980, período em que a economia brasileira é marcada pelo contexto de estagnação e deterioração do déficit público. Ganhou força no debate econômico a aplicação de políticas de austeridade fiscal, nesse sentido a privatização de serviços públicos, incluindo energia

elétrica, deixariam de ser realizadas diretamente pelo Estado e passariam a ser designadas para a iniciativa privada sob a forma de concessões. No Setor Elétrico esse processo se inicia na década de 1990, porém, a crise de abastecimento ocorrida em 2001 levanta dúvidas quanto a efetividade do modelo regulatório adotado em promover o desenvolvimento setorial adequado. As atualizações regulatórias em 2004 ocorreram no sentido de fortalecer o papel do Estado dentro do quadro institucional, o estabelecimento de novos órgãos de governança vai ao encontro da ideia de que as políticas públicas são importantes para a promoção da expansão da capacidade instalada e por consequência garantir o pleno funcionamento de um setor vital para o desenvolvimento econômico nacional.

O debate a respeito de alterações no marco regulatório do Setor Elétrico é tema contínuo na sociedade e principalmente por parte dos especialistas do setor. Ainda é alvo de bastante discussões a continuidade dos processos de privatizações, nisso destaca-se o debate a respeito da Eletrobras e suas subsidiárias. Nesse sentido, é interessante aprofundar as pesquisas realizadas neste trabalho de forma a perceber quais os possíveis efeitos de alterações como essa.

## 7 Referências

AMUNDSEN, Erik S., BERGMAN, Lars e VON DER FEHR, Nils-Henrik M. (2006) **The Nordic Electricity Market: Robust by Design?**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8

AMUNDSEN, Erik. S. e BERGMAN, Lars. 2005. **Why has the Nordic Electricity Market Worked so Well**. Department of Economics. Univesity of Bergen. 2005.

ARAUJO, João Lizardo De. **The investment in the Brazilian power sector: Reform and Crisis**. *Nova Economia*, v. 11, n. 1, 2001.

ARAUJO, Joao Lizardo De. **Brazilian ESI restructuring: Reform by trial and error?**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica**. 2004. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BRITO, E. H. G. B. **Revisão tarifária e diferenças regionais: um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil**. 2009. Dissertação (Mestrado). - IEE-USP. São Paulo, 2009

BYE, Torstein; HOPE, Einar. **Deregulation of Electricity Markets The Norwegian Experience**. *Economic and Political Weekly*, [s. l.], 1 dez. 2005.

CAMARGO, Luiz Gustavo Cugler. **Setor Elétrico Brasileiro e sua Normatização Contemporânea**. 2005. Monografia (Bacharelado em Direito) - Universidade Católica de Santos, [S. l.], 2005.

CONCEIÇÃO, Octávio Augusto Camargo; LOPES, Herton Castiglioni. **A Teoria Institucionalista de Douglass C. North: o Conceito de Social Order e Suas Limitações**. [S. l.: s. n.], 2019.

CORREIA, Tiago B.; MELO, Elbia; DA COSTA, Agnes M.; DA SILVA, Adriano J. **Trajatória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado**. *Revista Economia*, [s. l.], 1 set. 2006.

- DA SILVA, Bruno Gonçalves. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. 2011. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, [S. l.], 2011.
- DE ARAÚJO, João Lizardo de Araújo. **A Questão Do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma E Crise**. Nova Economia, [s. l.], 1 dez. 2001.
- DE LORENZO, Helena CARVALHO. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. 2001. Dissertação (Mestrado em Sociologia) - Universidade Estadual Paulista, [S. l.], 2001.
- DELEA, Frank; CASAZZA, Jack. History of the Electric Power Industry. *In*: **UNDERSTANDING Electric Power Systems: An Overview of the Technology and the Marketplace**. [S. l.]: Wiley-IEEE Press, 2004. ISBN 9780471667865.
- GALA, Paulo. **A teoria institucional de Douglass North**. Brazilian Journal of Political Economy, v. 23, p. 276-292, 2020.
- GREEN, Richard. **Reshaping the CEGB: electricity privatization in the UK**. Utilities Policy, v. 1, n. 3, p. 245-254, 1991.
- GREEN, Richard. **Increasing competition in the British electricity spot market**. The journal of Industrial economics, p. 205-216, 1996.
- HÖGSELIUS, Per; KAIJSER, Arne. **The politics of electricity deregulation in Sweden: the art of acting on multiple arenas**. Energy Policy, v. 38, n. 5, p. 2245-2254, 2010.
- JOSKOW, Paul L. (2008). **Lessons Learned from Electricity Market Liberalization**. The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery.
- KESSLER, Marcos Rodolfo. **A Regulação Econômica No Setor Elétrico Brasileiro: Teoria E Evidências**. 2006. Dissertação (Programa De Pós-Graduação Em Economia) - Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul, [S. l.], 2006.
- LANDI, Mônica. **Energia Elétrica E Políticas Públicas: A Experiência Do Setor Elétrico Brasileiro No Período De 1934 A 2005**. 2006. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia PIPGE (EP/FEA/IEE/IF), [S. l.], 2006.



- LIMA, J. L. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984)**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1995.
- MOREIRA, Leandro Caixeta. **Um novo Mercado de Energia Elétrica para o Brasil**. 2016. Monografia (Mestrado em Economia) - UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, [S. l.], 2016.
- NEWBERY, David; GREEN, Richard. **Regulation, public ownership and privatisation of the English electricity industry**. In: INTERNATIONAL Comparisons of Electricity Regulation. [S. l.]: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS, 1996. cap. 2, p. 25-81. ISBN 978-0-521-49590-5
- NORTH, Douglass C. et al. **Institutions, institutional change and economic performance**. Cambridge university press, 1990. Press, Cambridge, 1990.
- ONAIWU, Egheosa. **How Does Bilateral Trading Differ From Electricity Pooling?**. UNIVERSITY OF DUNDEE, 2020.
- PIRES, José Claudio Linhares. **O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro**. REVISTA DO BNDES, [s. l.], v. 6, ed. 12, p. 137-168, Dez 1999
- PIRES, José Cláudio Linhares; GIAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.9, n.18 , p. [163]-203, dez.
- PIRES, José Claudio Linhares; GOLDSTEIN, Andrea. **Agências Reguladoras Brasileiras: Avaliação e Desafios**. REVISTA DO BNDES, [s. l.], 1 dez. 2001.
- ROSA, Luiz Pinguelli; DA SILVA, Neilton Fidelis; GIANNINI, Marcio; LOSEKANN, Luciano Dias. **The Evolution of Brazilian Electricity Market**. In: EVOLUTION of Global Electricity Markets. [S. l.: s. n.], 2013.
- VARIAN, Hal R. **Intermediate microeconomics: a modern approach: ninth international student edition**. WW Norton & Company, 2014.