



ANÁLISE DAS RODOVIAS ESTADUAIS PARANÁ PARA O ANO DE 2015

GABRIEL GREGORIN GALERA¹
NÍVEA REIS MOURA¹
MÁRCIA ISTAKE²

MICROECONOMIA E ORGANIZAÇÃO INDUSTRIAL

RESUMO

O modal rodoviário no Paraná é o principal responsável pelo transporte de cargas no Estado, além de permitir que todos os municípios do mesmo estejam interligados. Dada a relevância das rodovias para o Paraná, buscou-se com a realização do presente estudo fazer uma análise descritiva sobre suas rodovias pedagiadas. Também foram abordados: os conceitos relacionados às concessões rodoviárias; verificou-se como se encontram distribuídos os lotes das rodovias; e, fez-se uma análise descritiva com base em dados de 2015 observando as demonstrações de resultados das concessionárias. Analisando os dados, em conjunto, observou-se que nem sempre as extensões das rodovias representaram uma maior arrecadação ou tarifas maiores. Entre os resultados verificou-se o fato de que duas rodovias apresentaram uma receita operacional líquida, por quilometragem, próximas, mesmo tendo 400 km de diferença em suas extensões. Observou-se também discrepâncias nos valores médios tarifários que em alguns casos passam de R\$20,00.

Palavras-chave: Rodovias paranaenses; Tarifas; Concessões.

ABSTRACT

The road transportation in Paraná is the main responsible for the transportation of cargo in the State, besides allowing all the municipalities of the State to be interconnected. Given the relevance of the same to the Paraná, the accomplishment of the present study is to make a descriptive analysis, observing its toll roads. Also were discuss: concepts related to road concessions; it was verify how the lots of the highways are distributed; and a descriptive analysis of some 2015 data was make based on the results of the concessionaires published on their official websites. Analyzing the data together, not always the extent of the highways represent a higher levy or higher toll rates necessarily represent a higher net revenue. Among the results is the fact that two highways had almost the same net operating revenue per kilometer, even though they had 400 km of difference in their extensions. There were also discrepancies in the average tariff values that in some cases exceed R\$ 20.00 between two highways.

Key Words: Paraná's roads; Tariffs; Concessions

¹ Bolsistas do Programa de Educação Tutorial (PET).

² Tutora e bolsista no Programa de Educação Tutorial (PET).

1 INTRODUÇÃO

No Paraná parte da malha rodoviária foi cedida para o setor privado em 1997, para um período de 24 anos. Hoje essas rodovias estão sendo conservadas e melhoradas pelas concessionárias, mediante a cobrança de pedágios. Essa parcela de rodovias pedagiadas encontra-se no conhecido anel viário, o restante das rodovias continuou sob a responsabilidade do setor público. O anel viário forma um polígono geométrico de rodovias no Estado que interliga as cidades polo do Paraná como Curitiba, Londrina, Maringá, Ponta Grossa, Cascavel, Foz do Iguaçu, Guarapuava, Paranavaí e Campo Mourão.

Em relação ao modal rodoviário pode-se destacar que este é importante para o Estado e para o país, pois é a principal fonte para escoar a produção, além de estar localizado no Estado um dos principais portos da região, que tem como um de seus principais acessos esse modal. De acordo com JÚNIOR e LIMA (2010) o transporte rodoviário permite o fluxo de mercadorias e de pessoas em todo o Estado. Estudos que tratem de questões relativas às rodovias no Estado são relevantes, pois o mesmo é altamente dependente deste modal para estar interligado e para o transito de pessoas e de produtos.

Dada a relevância das rodovias para o Paraná o presente trabalho busca fazer uma análise descritiva, observando em destaque as rodovias pedagiadas do Estado. Busca-se também com a realização do presente estudo verificar as formas, do ponto de vista da teoria, que o Estado cedeu as concessões o direito de uso das rodovias. Por último pretende-se fazer uma análise descritiva de alguns dados relacionados às demonstrações financeiras das concessionárias e valores dos pedágios para o ano de 2015.

Inicialmente buscou-se verificar como o tema é abordado dentro da teoria econômica tanto do ponto de vista das concessões quanto da regulação. Verificou-se na sequência a respeito das rodovias, em geral, e em específico sobre as rodovias paranaenses. Na seção 3 foi apresentada brevemente a evolução histórica do surgimento das rodovias no Paraná e descritas suas características físicas. Os dados referentes às Demonstrações de Resultados (DRE) das concessionárias para o ano de 2015 são apresentados na seção 4.

2 REFERENCIAL TEÓRICO E REVISÃO DE LITERATURA

Essa seção objetiva trazer à luz conceitos que são úteis para o estudo da concessão de rodovias. Apresenta alguns conceitos gerais sobre as formas como o governo repassa seus serviços para a iniciativa privada. Traz também conceitos econômicos importantes para análise, além de conceitos de teoria da regulação. Por fim, são tratadas as diferentes formas de concessão.

2.1 FORMAS DE REPASSE DOS SERVIÇOS ESTADUAIS

Privatização, de forma ampla, define-se como a venda de órgãos ou de empresas estatais para a iniciativa privada, o que normalmente ocorre através de leilões públicos. Segundo UNES (2015) na privatização há a transferência de titularidade da atividade, pois o governo deixa de ter a obrigação que detinha, transferindo-a às empresas privadas. Já a concessão, para UNES (2015) se caracteriza como sendo uma transferência temporária de determinada atividade a uma empresa privada, em que a titularidade continua sendo do Estado. Este tempo concedido é definido com prazos que podem, ou não, ser renovados. Nesta modalidade, há também o estabelecimento de regras para a empresa concessionária explorar o serviço. Existe também a modalidade de Parcerias Público Privadas (PPP), que, de acordo com a lei N° 11.079, de 30 de Dezembro de 2004, é um

contrato administrativo de concessão que pode assumir a forma a modalidade patrocinada ou administrativa. Na modalidade patrocinada há, adicionalmente a tarifa cobrada dos usuários, contraprestação do parceiro público ao parceiro privado. No caso da modalidade administrativa a Administração Pública é usuária direta ou indireta dos serviços prestados. Nesse estudo o foco está centrado nas concessões, que foi a modalidade utilizada nas rodovias do Estado.

2.2 FALHAS DE MERCADO, MONOPÓLIO E REGULÇÃO

As rodovias têm uma particularidade, são monopólios naturais, e nesse caso a regulação se faz muito importante dado que sem a mesma, como não há substituto próximo, o consumidor fica sem proteção. RIANI (1997) cita quatro características a respeito do que podem ser consideradas como falhas de mercado que geram monopólios, sendo elas: a indivisibilidade do produto; as externalidades; os custos de produção decrescentes e os riscos e incertezas na oferta dos bens.

Devido a sua natureza intrínseca, as malhas rodoviárias, em geral, apresentam custos de produção decrescentes, que ocorrem quando se observa o monopólio natural. “O monopólio natural ocorre quando é eficiente para apenas uma empresa suprir a demanda do mercado. Nesse caso, os custos totais de produção aumentariam se duas ou mais empresas operassem, em vez de uma” (KUPFER e HASENCLEVER, 2013, p. 31). Se forem construídas duas ou mais rodovias para realização do mesmo percurso seria uma situação caracterizada por ineficiências, devido a um grande aumento nos custos totais. Afinal, os custos de se construir e manter uma rodovia são consideráveis.

De acordo com PINDYCK e RUBERFELD (2005) as externalidades podem surgir entre consumidores, entre produtores ou entre ambos. As externalidades podem ser tanto positivas, quanto negativas. Se definem como “ação pela qual um produtor ou um consumidor influencia outros produtores ou consumidores, mas não sofre as consequências disso sobre o preço de mercado” (PINDYCK e RUBERFELD, 2005, p. 632). Conforme os autores, as externalidades negativas acontecem quando o custo marginal que a sociedade incorre é maior que o custo da empresa prestadora de serviço. Nessa situação, será oferecida uma quantidade maior do que a socialmente ótima, levando em conta o custo menor da empresa na hora da oferta do bem. As externalidades positivas acontecem, segundo PINDYCK e RUBERFELD (2005), quando o custo marginal da sociedade é menor do que o custo da empresa privada.

A regulação é um instrumento importante para amenizar os problemas relacionados às falhas de mercado. Tendo como base os conceitos já apontados, pode ser interessante tentar encaixar a regulação das malhas rodoviárias, em geral, dentro de conceitos teóricos passivos de análise. Para tanto, considera-se primeiramente a teoria da captura em que se busca embasamento na hipótese de que um processo regulatório pode funcionar de forma a beneficiar o produtor, sendo instituído a atender às demandas da indústria. De acordo com PIRES e GIAMBIAGI (2000), existem incertezas que surgem da imprevisibilidade das variáveis macro e microeconômicas fazendo com que o comportamento das firmas seja de difícil monitoração.

“With its power to prohibit or compel, to take or give money, the state can and does selective help or hurt a vast number of industries.” (STIGLER, 1971, p. 3). Desta constatação de STIGLER (1971), pode-se extrair que o Estado tem o poder de auxiliar ou não conforme seu interesse, assim, os agentes econômicos que atuam buscam deliberadamente formas de conseguir o apoio desta entidade. Existe, portanto, o risco de a agência regulatória ser capturada pela empresa regulada.

Segundo BIDERMAN e AVARATE (2005) existem três grupos de agentes no modelo econômico de PELZTMAN (1976), que são os consumidores, o empresário monopolista e o formulador de políticas públicas. Os consumidores são beneficiados por políticas que levam a menores preços, pois tal situação maximiza sua utilidade. De acordo com o modelo de PELTZMAN (1976), o empresário monopolista oferece seu apoio político ao setor público quanto maior forem

seus lucros, ou seja, existe uma pressão por parte dos prestadores de serviços para que o governo atue em seu favor. O formulador de políticas age considerando o apoio político recebido dos monopolistas e pelos consumidores e, portanto, atua de forma a maximizar sua própria utilidade, levando em conta os lucros do empresariado e os preços pagos pela população.

“It was a dissatisfaction that Stigler shared, since I can report that we simultaneously reached one of the conclusions elaborated here--that regulatory agencies will not exclusively serve a single economic interest.” (PELTZMAN, 1976, p. 1). Assim, com base nessa afirmação de PELTZMAN (1976), pode-se supor que os interesses dos consumidores, em geral, não são necessariamente priorizados, pois mais agentes econômicos são levados em consideração na elaboração de políticas públicas, podendo haver um viés político em favor dos monopolistas, em alguns casos.

Podem-se descrever as concessões de rodovias como a organização de uma grande corporação, em que a empresa é vista “como uma ficção legal que serve como um “nexo” para um conjunto de relações contratuais entre indivíduos” (KUPFER e HASENCLEVER, 2013, pg. 184). Ainda segundo KUPFER e HASENCLEVER (2013), analisa-se a eficiência dos contratos a partir dos conceitos de relação de agência³ e custo de agência⁴. Existindo um contrato, formal ou informal, um indivíduo ou grupo de indivíduos, denominado “principal”, contrata um ou mais indivíduos, denominados “agentes” para realização de alguma atividade de seu interesse, delegando aos agentes algum poder sobre a tomada de decisões. Estes últimos sempre buscarão maximizar seus próprios interesses em vez de maximizar o ganho do principal. Dentro dessa abordagem, o governo atua como principal e as concessionárias como agentes.

De acordo com PIRES e GIAMBIAGI (2000), em relação aos problemas ligados às concessões e licitações, a criação das condições dos contratos de concessão, podem levar a uma assimetria quando envolve duas dimensões diferentes, são elas: a “seleção advera”, que é causada devido ao regulador ter um diferente nível de informação em relação à firma ou órgão regulado quanto aos fatores exógenos que envolvem a firma, e, o “risco moral”, que ocorre quando apenas a firma ou órgão regulado tem dimensão dos fatores que são endógenos a empresa. Isto gera possibilidade de manipulação por parte do órgão regulado perante o regulador.

É compreensível o conceito de informação assimétrica como uma “situação na qual o comprador e o vendedor possuem informações diferentes sobre uma transação” (PINDYCK e RUBINFELD, 2005, pg. 602). Uma das assimetrias com a qual a concessão de rodovias se confronta é a seleção advera. De acordo com PINDYCK e RUBINFELD (2005) a seleção advera ocorre quando não é possível diferenciar entre indivíduos de alto e baixo risco. Ainda segundo os autores, o risco moral ocorre quando as ações por parte da segurada não podem ser observadas por parte da seguradora, mas podem afetar a probabilidade da magnitude de um pagamento.

Como explana FIGUEIREDO (2003), a seleção advera ocorre nas rodovias paranaenses porque o governo não consegue diferenciar as concessionárias entre boas e más prestadoras de serviços. Isso ocorre devido a fatores que não dependem da concessionária, como diferentes demandas para cada rodovia. O risco moral, ainda segundo o autor, surge porque as concessionárias possuem parâmetros, como custos, medidas administrativas, etc., que são melhores compreendidos pelas empresas privadas responsáveis pelo serviço. De acordo com FIGUEIREDO (2003) pode-se classificar essas assimetrias como pró-produtores, como destaca: “...alertam para a grande complexidade da tarefa regulatória, advinda das dificuldades decorrentes da assimetria pró-produtores, que diz respeito às dimensões externa e interna às firmas, correspondendo, respectivamente, à seleção advera e ao perigo moral.” (FIGUEIREDO, 2003, p. 46)

No caso do Paraná, o órgão responsável pela regulação das concessionárias responsáveis pelo setor rodoviário é a Agência Reguladora do Paraná (AGEPAR). De acordo com PROFETA (2014), a agência é uma autarquia vinculada ao Governo do Estado do Paraná de orçamento ligado

³ Relação entre o agente e o principal, aonde o principal contrata o agente para realização de algum serviço para o principal.

⁴ Custos em que “envolvem perdas sofridas pelo principal devido a uma conduta oportunista dos agentes e o dispêndio de recursos em evitar que isso ocorra.” (KUPFER e HASENCLEVER, 2013, p. 185)

à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística. “São responsabilidades da AGEPAR, exercer o poder de regulação, normatização, controle, mediação e fiscalização sobre os serviços públicos submetidos à sua competência.” (PROFETA, 2014, p. 46).

2.3 FORMAS DE CONCESSÕES DE SERVIÇOS PÚBLICOS: FRANCHISE-BIDDING E O PRINCÍPIO DA MENOR TARIFA

Nessa seção, o objetivo é mostrar de forma breve as diferentes formas de concessões adotadas pelo setor público, o que pode auxiliar para a melhor compreensão de como ocorreu esse processo no caso as rodovias do Paraná. Há críticas que são relatadas sobre a forma como foi realizada a concessão das rodovias no Paraná, como a destacada por KARAM e SHIMA (2006) que criticam o processo de concessão das rodovias paranaenses apontando que o mesmo foi falho, pois as licitações feitas abriram mão do modelo da menor tarifa.

Uma forma de tentar aproximar padrões de concorrência aos modelos teóricos idealizados, foi proposta por Demsetz em 1968. “A franchise system that awarded the franchise to that company which seemed to offer the best price quality package would be one that allowed market competition between bidding rivals to determine that package.” (DEMSETZ, 1968, p. 63). O autor defendeu que a melhor forma de oferecer os melhores preços dentro de um sistema que envolva concessões, é através de leilões. Nesta situação estaria sendo simulado um padrão de concorrência perfeita através da competição pela oferta dos serviços. A empresa que se dispuser a prestar o serviço pela menor tarifa de pedágio ficará responsável pelo mesmo.

WILLIAMSON (1976) ao tratar do mesmo tema, defendeu que deveria ocorrer uma diferenciação entre as concessões, envolvendo o menor preço, e aquelas que envolvem o maior montante ofertado. Isso se deve ao fato de no segundo caso ocorrer à capitalização dos serviços, após o leilão em prol da monopolização. O autor destaca que no momento do leilão são mantidos os padrões de concorrência ideais, porém, assim que adquirida a licitação, a concessionária passa a atuar como monopolista. Uma crítica feita pelo mesmo autor ao sistema de leilões proposto por DEMSETZ (1968) é o fato de que as informações assimétricas existentes entre o governo e as empresas participantes do leilão serem significativas.

Quanto aos modelos de licitação e de concessão, PIRES e GIAMBIAGI (2000) afirmam que o processo de licitação tem como intuito promover uma competição entre as firmas, que normalmente são monopolistas, que pretendem entrar no mercado. Diante disto, a fim de beneficiar o consumidor, fazem com que a escolha da firma concessionária se dê pela menor tarifa cobrada, pelo menor prazo de concessão, pelo maior valor de outorga⁵ ou, em consequência, pela combinação dos três itens já citados.

Para a manutenção dos serviços, por um longo período de tempo, existe nos contratos uma cláusula relacionada ao equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Segundo JUSTEN FILHO (2010) não trata de investigar se os lucros são satisfatórios ou adequados, mas serve como uma garantia institucional à relação original entre encargos e vantagens do contrato.

Para KARAM e SHIMA (2007) os contratos de concessões para as rodovias paranaenses no ano de 1997 foram selecionados com base na concessionária que apresentou a maior oferta em extensão de rodovias de acesso aos lotes do programa. Essas deveriam ser reabilitadas e mantidas pela concessionária durante o período de 24 anos.

FIGUEIREDO (2003) procurou confrontar os termos dos contratos de concessão das rodovias paranaenses, a fim de apontar possíveis falhas regulatórias nos processos de privatização e concessão das mesmas. Apontou que existem falhas, tanto no âmbito estadual quanto federal assim

⁵ Com maior valor de outorga entende-se que paga o valor, em termos monetários, mais alto pela licitação. Segundo o dicionário escrito por HOUAISS et al (2009), outorgar pode ser definido como: “conceder (poderes) a; dar por direito; permitir”.

como em outros países da América. Tudo isso, embasado nas teorias de regulação, com enfoque na Teoria da Captura⁶. Já para DAL VESCO et al (2016), estes contratos de concessão são importantes meios de que garantem as obrigações entre agentes reguladores e os agentes concessionários. “O contrato de concessão apresenta natureza organizacional, por meio do qual se institui uma estrutura de bens e um conjunto de pessoas visando ao desempenho de atividade de interesse comum das partes.” (DAL VESCO et al, 2016, apud JUSTEN FILHO, 2003, p. 18).

Para KARAM e SHIMA (2007), o processo de planejamento de uma concessão de rodovia necessita de um intenso estudo a respeito das características socioeconômicas em que está inserida a rodovia em questão. Os autores destacam que quando se trata de um contrato de concessão, comumente, são contratos com um longo período de duração. Assim, para eles, o planejamento se torna importante para que não venham a ocorrer problemas futuros.

“O processo de concessão exige um planejamento cuidadoso, pois a partir dele serão definidos os parâmetros de execução por um longo período de duração. Parte dos estudos necessários para uma avaliação responsável quanto à viabilidade econômica desse tipo de procedimento envolve pesquisa qualitativa e quantitativa de tráfego, além do estudo de projeção, que exige o conhecimento de aspectos socioeconômicos das áreas por onde passam as rodovias, para permitir a elaboração das taxas de crescimento do tráfego. Estes e outros estudos, associados à construção de um arcabouço jurídico e institucional adequado que garanta uma regulação eficiente, demandam, no mínimo, de dois a três anos de preparação.” (KARAM e SHIMA, 2007, p. 122)

Uma importante conclusão a que se pode chegar através da análise dos trabalhos que tratam do tema é ilustrada na citação seguinte de FIGUEIREDO (2003): “pelos dados levantados e discutidos, há fortes indícios de que a hipótese da captura, em face de ausência de ambiente regulatório, venha a se confirmar” (FIGUEIREDO, 2003, p. 54). Para que essa hipótese seja ou não confirmada trabalhos devem ser desenvolvidos nesse sentido. O presente estudo não tem como objetivos adentrar nessa questão. Na seção seguinte busca-se observar a evolução desse modal de transporte no Estado até se chegar às concessões.

3 HISTÓRICO DA MALHA RODOVIÁRIA PARANAENSE

De acordo com o Departamento de Estradas e Rodagens do Paraná (DER/PR) (2017) o início do rodoviarismo⁷ no Paraná ocorreu em concordância com a expansão de tal fato no Brasil, a partir de 1927. O 5º Batalhão do Exército, contribuiu para a criação de estradas pelo Paraná. Segundo DER/PR (2017) tinham como objetivo, encurtar os caminhos e manter a segurança dos usuários das estradas, pois, já havia algumas estradas carroçáveis, mas que algumas vezes tornava-se inviável o caminho, devido a intempéries climáticas como, por exemplo, chuvas. Com isto, o exército conseguiu que estradas como a que interliga Curitiba-Capela da Ribeira, passasse de 27 horas de viagem pela linha férrea para apenas 9 horas de viagem, para automóveis. E está foi à primeira estrada construída para a passagem de automóveis e caminhões no Paraná, atualmente é conhecida como Estrada da Ribeira.

De acordo com DER/PR (2017) foi em 1930 que ocorreu a principal obra, a Estrada do Cerne, que ligava Curitiba ao noroeste do Estado. Atravessava os três planaltos e alcançava o norte, do Estado, nas barrancas do rio Paranapanema, facilitando o fluxo da produção cafeeira e facilitando o acesso direto do norte do Estado ao Porto de Paranaguá. Esta estrada reduziu pela

⁶ Teoria que defende que a agência reguladora pode vir a defender os interesses da firma regulada

⁷ Preferência pelo uso de rodovias como principal forma de locomoção

metade a extensão e tempo de viagem. A obra foi concluída em 1940 e foi o principal corredor de escoamento da produção cafeeira do norte do Estado.

No entanto, segundo DER/PR (2017) em 1941 o Ministro da Guerra, Eurico Gaspar Dutra, extinguiu o Batalhão Rodoviário, delegando então ao Departamento Nacional de Estradas e Rodagem (DNIT) a função de construir-las. Mas mesmo assim o Exército continuou a colaborar na construção da ligação Ponta Grossa-Foz do Iguaçu (DER/PR, 2017).

Somente em 1952, houve a primeira pavimentação de rodovia no Estado, que ocorreu no trecho de 150 km ligando Londrina-Apucarana e Londrina-Santa Mariana. O DER/PR (2010) relata que na década seguinte a rede de conservação de estradas no Paraná contava com 8 mil km sendo 181 Km asfaltados, 24 Km com paralelepípedos, 619 Km com macadame, 1.970 Km com saibro⁸ e 3.516 Km em leito natural⁹. A rede municipal segundo o departamento, atingia 39 mil quilômetros. Ainda na década de 60, uma importante obra levou a pavimentação da Rodovia do Café, que ligava Ponta Grossa a Apucarana, trecho que se fazia pela antiga, estreita, não pavimentada e cheia de curvas Estrada do Cerne. Somente em 1991 que o governo de Estado enfatizou a necessidade de programas de conservação rodoviária, a fim de manter ações voltadas à melhoria da segurança no trânsito. (DER/PR (2010)

Em 1994 o Estado possuía aproximadamente 243,6 mil quilômetros de rodovias municipais, 12,4 mil quilômetros de rodovias estaduais e 3,3 mil quilômetros de rodovias federais. No entanto a Expansão do rodoviarismo no Estado ocorreu até a década de 80, com fortes investimentos na área de construção. Neste período de expansão o Estado aumentou sua malha pavimentada em cerca de 3.000 Km em 1986. Atualmente o Paraná conta com 1.903,60 Km de rodovias não pavimentadas e 13.957,47 Km de rodovias pavimentadas, em conformidade com DER/PR (2010)

A partir do ano de 1997 houve o início do processo de concessões das rodovias paranaenses com a concessão de seis lotes. O chamado Anel de Integração é constituído por 2439,5 quilômetros de rodovias que interligam todo o Paraná como mostra a Figura 01. De acordo com FIGUEIREDO (2003) “O lançamento do Programa de Concessão de Rodovias Federais, em 1993/4, foi baseado no conceito de menor tarifa para definição da licitante vencedora. Este marcou o início do processo de concessões de rodovias no Brasil.” O mesmo não ocorreu com as rodovias do Paraná, no Estado o processo ocorreu de maneira a deixar o conceito de menor tarifa de lado, o que de acordo com KARAM e SHIMA(2006) foi algo falho. Em relação a este aspecto os autores apontam que o processo ocorreu de maneira independente e sem análises importantes. Tal processo incorreu em seis concessionárias contratadas. Estas concessionárias, bem como os trechos que ficaram responsáveis, estão dispostas Figura 01.



Figura 01: Anel de Integração do Estado do Paraná em 2017.

⁸ Areia misturada com argila.

⁹ Rodovias sem pavimentação.

Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

Conforme a Figura 01, o Anel de Integração do Estado do Paraná, percorre todo o Estado. Estas estradas pedagiadas estão distribuídas em seis lotes, cada lote está sob domínio de uma empresa concessionária diferente. Praças de pedágios em diferentes localidades de seu lote. Cada praça é representada na Figura 01 pela letra P seguida pelo número do lote e número da praça, por exemplo a praça 3 do primeiro lote, simbolizada como P-1-3.

A divisão dos lotes ficou da seguinte forma: o lote 1 está sob responsabilidade da empresa Econorte; já o segundo lote a empresa Viapar é a concessionária responsável; o lote 3 ficou sob concessão da empresa Ecocataratas; a empresa Caminhos do Paraná ficou responsável pelo lote 4; as empresas Rodonorte e Ecovia, responsáveis pelos lotes 5 e 6, respectivamente.



Figura 02: Trecho de concessão da empresa Econorte.

Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

Na figura 02, pode-se observar que o primeiro Lote que está sob o domínio da concessionária Triunfo Econorte. De acordo com ECONORTE (2017) a empresa Triunfo adquiriu 100% das ações da empresa Econorte, com sede na cidade de Londrina. Essa é hoje responsável por cuidar do Lote 01, neste lote são 341 Km distribuídos em cinco rodovias, sendo três estaduais (PR 323, PR 445 e PR 090) e duas federais (BR 369, BR 153). Suas praças de pedágio ficam nos municípios de Jacarezinho, Jataizinho e Sertaneja.

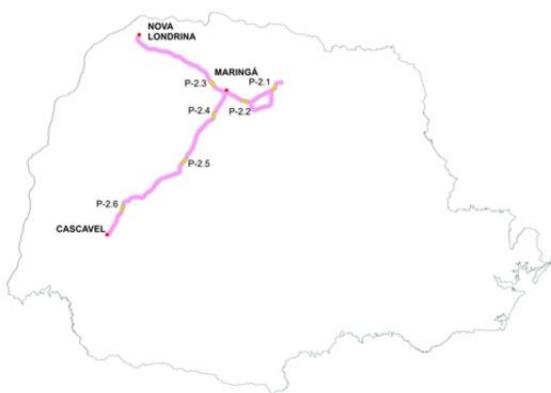


Figura 03: Trecho de concessão da empresa Viapar.

Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

A concessionária Viapar ficou responsável por atender ao Lote 02, que representa uma malha rodoviária de 551 quilômetros, conforme aponta DER/PR (2017), e como mostra a Figura 02. Nela estão dispostos 165 quilômetros de pista dupla e 386 quilômetros em pista simples, totalizando um total de 715 quilômetros em equivalência de pista simples. Segundo VIAPAR (2017) as praças de pedágios da concessionária estão localizadas em Arapongas, Mandaguari, Presidente Castelo Branco, Floresta, Campo Mourão e Corbélia.



Figura 04: Trecho de concessão da empresa Ecocataratas.

Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

A Figura 04 apresenta a área de concessão à empresa Ecocataratas. A mesma é responsável por 387,1 quilômetros da rodovia BR-277, ou seja, o Lote 03, que liga os municípios de Guarapuava e Foz do Iguaçu. De acordo com ECOCATARATAS (2017) a rodovia é um dos importantes corredores de escoamento agrícola do Oeste do Paraná e Mato Grosso do Sul. Abrange também a tríplice fronteira (Brasil, Paraguai, Argentina). As praças de pedágio estão localizadas nos municípios de São Miguel do Iguaçu, Céu Azul, Cascavel, Laranjeiras do Sul e Candói.



Figura 05: Trecho de concessão da empresa Caminhos do Paraná.

Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

A concessionária Caminhos do Paraná é responsável por 405 km de rodovias na região centro-sul do Estado e região metropolitana de Curitiba, como ilustra a Figura 05. É o chamado Lote 04 do Anel de Integração do Paraná. De acordo com DER/PR (2017) esta empresa administra trechos das rodovias BR-277 entre Balsa Nova e Guarapuava, da BR-476 entre Araucária e Lapa, da BR-373 entre Ponta Grossa e Prudentópolis e da PR-427 entre Porto Amazonas e Lapa. Também é responsável pela conservação do trecho de 17km da PR-438 que liga o município de Teixeira Soares à BR-277. Em seu lote estão localizadas cinco praças de pedágio, nos municípios de Prudentópolis, Irati, Porto Amazonas, Imbituva e Lapa.



Figura 06: Trecho de concessão da empresa CCR Rodonorte
Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

O lote 05, é composto por uma extensão total de 487 Km, abrangendo a BR-277 e a BR-376, que liga Curitiba a Ponta Grossa, e a PR-151, entre Ponta Grossa e Jaguariaíva, como pode-se analisar na Figura 06. Destaca-se também que esta empresa cuida de áreas urbanas de Ponta Grossa. As praças de pedágio estão nos municípios de Balsa Nova, Palmeira, Carambeí conforme CCRRODONORTE (2017).



Figura 07: Trecho de concessão da empresa Ecovia.
Fonte: Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná (2017).

A Figura 07 apresenta a área concedida à empresa Ecovia que mantém sob sua administração 175,1 quilômetros de estradas entre a Capital Curitiba e as cidades litorâneas paranaenses. De acordo com ECOVIA (2017) a empresa é responsável pelo trecho que corresponde a BR-277 – rodovia que liga Curitiba ao Porto de Paranaguá, numa extensão de 84 km em pista dupla. É responsável também pelos segmentos rodoviários PR-508 – Alexandra Matinhos e PR-407 – Praia de Leste, de acesso à cidade de Matinhos e Pontal do Paraná, respectivamente. Presta manutenção nas rodovias de oferta que ligam a BR 277 às cidades de Morretes e Antonina, de acordo com ECOVIA (2017). Esta concessionária tem apenas uma praça de pedágio em São José dos Pinhais.

Diante do exposto pode-se observar que a malha rodoviária paranaense concedida às empresas privadas está bem distribuída pelo Estado. Esta distribuição contribui para o escoamento de inúmeros produtos agrícolas e agroindustriais do Estado, até ao porto de Paranaguá, passando em última instância na rodovia concedida à empresa Ecovia. E sendo assim, pode-se dizer que há total sentido ao se chamar, o conjunto das rodovias, de Anel da Integração Paranaense. Este interliga as cidades do Estado.

4 RECEITA DAS RODOVIAS PEDAGIADAS

Em relação às tarifas cobradas nas praças de pedágios, de acordo com o Departamento de Estradas e Rodagens (2017) elas ocorrem através de um multiplicador que varia de 0,50 a 6,00, em que é vinculado para cada categoria de veículo. As categorias vão de 1 a 9, contendo especificações nas categorias 2 e 4, sendo 2a e 4a. Os veículos são alocados nas categorias de acordo com a quantidade de eixos que possuem. Na Figura 09, pode-se observar como estão alocadas nas categorias, por tipo de tarifação. Na Figura 09 pode-se visualizar como estão dispostas as categorias de veículos, do acordo com cada multiplicador.

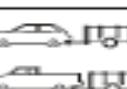
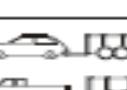
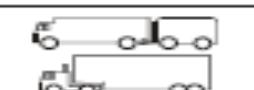
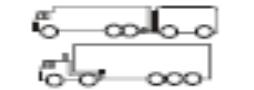
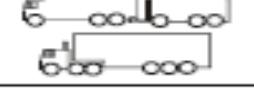
Cat.	Veículos	Eixos	Modelo	Multiplicador
1	Autos Caminhonete Furgão	2 eixos		1,00
2	Caminhão Leve Caminhão Trator Furgão	2 eixos		2,00
2a	Onibus / Micro-ônibus	2 eixos		2,00
3	Autos ou Caminhonete com semi-reboque	3 eixos		1,50
4	Caminhão, Caminhão Trator ou Caminhão trator com semi-reboque	3 eixos		3,00
4a	Onibus / Micro-ônibus	3 eixos		3,00
5	Autos e/ou Caminhonete com reboque	4 eixos		2,00
6	Caminhão com reboque ou Caminhão Trator com semi-reboque	4 eixos		4,00
7	Caminhão com reboque ou Caminhão Trator com semi-reboque	5 eixos		5,00
8	Caminhão com reboque e Caminhão Trator com semi-reboque	6 eixos		6,00
9	Moto, Motoneta Bicicleta a motor	2 eixos		0,50

Figura 09: Tarifas de pedágios para o Estado do Paraná no ano de 2015.

Fonte: Retirado do Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná.

De acordo com a International Finance Corporation – IFC, em convênio com o Ministério do Planejamento do Governo Federal do Brasil, em estudo realizado no Estado da Bahia o sistema de tarifas se dá em virtude de um cálculo que tem como base os automóveis com dois eixos, como por exemplo, os carros. Neste sentido para se obter o multiplicador de tarifas para caminhões é feito um cálculo que, inicialmente, se considera apenas caminhões de dois eixos. Após vários detalhes

técnicos, calcula-se um fator de equivalência de Fatores de Veículos para caminhões com n eixos. Vale destacar que para veículos que possuem reboques ou semi-reboques é contabilizado o número de eixos do veículo, somado a quantidade de eixos que o reboque ou semi-reboque possui. Tal fato justifica a razão de a categoria 8 ter o maior multiplicador, e portanto, o maior valor tarifário.

Analizando os valores das tarifas de pedágios para o ano de 2015, com base no Quadro 1, pode-se verificar uma diferença de valores entre as diferentes tarifas de pedágios, principalmente no caso da categoria 8 (Caminhão com reboque e Caminhão Trator com semi-reboque de 6 eixos), por ser a categoria que possui maior multiplicador, portanto tem também maior valor de tarifa em relação às outras categorias de veículos. A diferença entre as praças chega a quase R\$40,00, no caso desta categoria. A explicação desse fenômeno pode estar em função do valor da tarifa, base do multiplicador tarifário ser diferente em cada contrato de concessão.



LOTES E PRAÇAS		CAT 1	CAT 2	CAT 2a	CAT 3	CAT 4	CAT 4a	CAT 5	CAT 6	CAT 7	CAT 8	CAT 9
LOTE 1												
Praça 1	Jacarezinho	17,10	30,20		34,20	25,70	45,30	51,30	34,20	60,40	75,50	90,60
Praça 2	Jataizinho	16,60	30,20		37,20	27,90	45,30	55,60	37,20	60,40	75,50	90,60
Praça 3	Sertaneja	16,00	30,20		32,00	24,00	45,30	48,00	32,00	60,40	75,50	90,60
LOTE 2												
Praça 1	Arapongas	7,50	12,80		15,00	11,30	19,20	22,50	15,00	25,60	32,00	38,40
Praça 2	Mandaguari	7,50	12,80		15,00	11,30	19,20	22,50	15,00	25,60	32,00	38,40
Praça 3	Pres. Castelo Branco	10,10	16,80		20,20	15,20	25,20	30,30	20,20	33,60	42,00	50,40
Praça 4	Floresta	11,20	19,00		22,40	16,80	26,50	33,60	22,40	36,00	47,50	57,00
Praça 5	Campo Mourão	11,20	19,00		22,40	16,80	26,50	33,60	22,40	36,00	47,50	57,00
Praça 6	Corbélia	11,20	19,00		22,40	16,80	28,50	33,60	22,40	38,00	47,50	57,00
LOTE 3												
Praça 1	S. Miguel do Iguaçu	14,10	25,00		26,20	21,20	37,50	42,30	28,20	50,00	62,50	75,00
Praça 2	Céu Azul	10,80	19,00		21,60	16,20	26,50	32,40	21,60	36,00	47,50	57,00
Praça 3	Cascavel	11,60	19,60		23,20	17,40	29,40	34,80	23,20	39,20	49,00	58,80
Praça 4	Laranjeiras do Sul	11,60	19,60		23,20	17,40	29,40	34,80	23,20	39,20	49,00	58,80
Praça 5	Candói	11,60	19,60		23,20	17,40	29,40	34,80	23,20	39,20	49,00	58,80
LOTE 4												
Praça 1	Prudentópolis / Relógio	11,00	20,60		22,00	16,50	30,90	33,00	22,00	41,20	51,50	61,80
Praça 2	Iratí	9,60	17,20		19,20	14,40	25,80	28,80	19,20	34,40	43,00	51,60
Praça 3	Porto Amazonas	11,00	20,60		22,00	16,50	30,90	33,00	22,00	41,20	51,50	61,80
Praça 4	Imbituva	9,60	17,20		19,20	14,40	25,80	28,80	19,20	34,40	43,00	51,60
Praça 5	Lapa	11,00	20,60		22,00	16,50	30,90	33,00	22,00	41,20	51,50	61,80
LOTE 5												
Praça 1	Balsa Nova	7,60	14,40		15,20	11,40	21,60	22,80	15,20	26,80	36,00	43,20
Praça 2	Palmeira	10,80	17,00		21,60	16,20	25,50	32,40	21,60	34,00	42,50	51,00
Praça 3	Carambel	9,00	15,40		18,00	13,50	23,10	27,00	18,00	30,80	38,50	46,20
Praça 4	Jaguarialva	6,90	11,40		13,80	10,40	17,10	20,70	13,80	22,80	28,50	34,20
Praça 5	Tibagi	10,10	16,40		20,20	15,20	24,60	30,30	20,20	32,80	41,00	49,20
Praça 6	Imbaú	10,10	16,40		20,20	15,20	24,60	30,30	20,20	32,80	41,00	49,20
Praça 7	Ortigueira	10,10	16,40		20,20	15,20	24,60	30,30	20,20	32,80	41,00	49,20
LOTE 6												
Praça 1	Ecovia											
Praça 1	São José dos Pinhais	18,00	30,20		36,00	27,00	45,30	54,00	36,00	60,40	75,50	90,60

Quadro 1: Tarifas de pedágios para o Estado do Paraná no ano de 2015.

Fonte: Retirado do Departamento de Estradas e Rodagem-Paraná.



Com base nos valores extraídos da Quadro 1, foram obtidos valores médios para as tarifas de pedágios com base na metodologia da média aritmética simples. “A média aritmética simples de um conjunto de números é igual ao quociente entre as soma dos valores do conjunto e o número total de valores.” (TOLEDO e OVALLE, 1992)

Tabela 1 – Tarifa média de pedágio das rodovias estaduais do Paraná para o ano de 2015.

Rodovia	Tarifa média de pedágio
Rodonorte	22,34
Viapar	25,62
Econorte	43,12
Caminhos do Paraná	29,55
Rod. das Cataratas	29,55
Ecovia	43,82

Fonte: Elaboração dos autores com base nas Demonstrações de Financeiras das empresas, e DER/PR.

Para verificar as receitas advindas das rodovias pedagiadas no Estado, buscou-se observar os valores contidos nas demonstrações financeiras das mesmas. “As demonstrações financeiras fornecem uma série de dados sobre a empresa, de acordo com as regras contábeis.” (MATARAZZO, 2010, p. 3). Uma variável importante contida nas demonstrações é a Receita Líquida que, segundo MATARAZZO (2010), equivale ao valor do faturamento deduzidos os impostos incidentes sobre as vendas, vendas canceladas e os abatimentos concedidos¹⁰.

Ao observar essa variável para o ano de 2015, pode-se verificar um valor que se destacou, no caso da empresa Rodonorte. Esse chega a ser quase três vezes o valor das demais. Também é visível o fato desta apresentar a menor tarifa média de pedágios, em relação às demais concessionárias, conforme demonstra a Tabela 1. Uma possível explicação para esse fenômeno encontra-se no fato de existirem diferentes demandas¹¹ para cada uma das rodovias e, também por ser a concessionária com maior extensão em rodovias, diante as demais empresas, de acordo com DER/PR (2017).

Tabela 2 - Receita Operacional Líquida das rodovias estaduais do Paraná para o ano de 2015 (em milhares de R\$)

Rodovias	2015
Caminhos do Paraná	232.094,00
Rodonorte	751.126,00
Viapar	272.012,00
Econorte	215.104,00
Ecocatratas	286.458,00
Ecovia	268.717,00

Fonte: Elaboração própria com base nas Demonstrações de Financeiras das empresas obtidas em seus sites institucionais.

Destaca-se a rodovia Ecovia por ser a de menor extensão, conforme a Tabela 3, com 175,1 Quilômetros. Apesar de seu tamanho, apresenta uma Receita Operacional Líquida próxima a de outras rodovias. Assim, apresenta uma arrecadação por quilometragem muito acima das outras,

¹⁰ É importante analisar a receita líquida do ponto de vista econômico para que se possa ter uma noção da arrecadação da empresa.

¹¹ Entende-se demanda por serviços rodoviários, nessa parte do trabalho, como os diferentes tipos de veículos que circulam na rodovia, com diferente frequência e em quantidades diferentes para cada período do ano.

sendo esta de 1.534,65 R\$/Km, conforme consta na tabela 4. Outro ponto a ser analisado é que a rodovia concessionada está localizada próxima à região litorânea, área de escoamento de mercadoria devido ao porto de Paranaguá e apresenta a maior tarifa média de pedágio, de R\$ 43,82, de acordo com a tabela 1. A concessionária Viapar apresenta a menor receita por quilometragem, de 490,02 R\$/Km, mesmo tendo uma extensão próxima à da concessionária de maior extensão e arrecadação.

Tabela 3 – Quilometragem das rodovias estaduais do Paraná estabelecidas nos contratos de concessão de 1997 a 2021

Rodovias	Quilometragem
Caminhos do Paraná	405,90
Rodonorte	567,78
Viapar	555,10
Econorte	342,47
Ecocatradas	458,94
Ecovia	175,10

Fonte: Elaboração própria com base nos dados obtidos no DER/PR.

Pode-se observar na Tabela 4 que os valores em R\$/Km para Rodonorte e Ecovia são próximos mesmo com uma diferença de quase 400 km de extensão, entre as áreas licitadas a cada empresa privada. Uma possível explicação para esse fenômeno é a diferença no preço médio das tarifas das duas concessionárias, conforme consta na Tabela 1. É importante ressaltar que existem outros fatores além do preço dos pedágios que influenciam o montante arrecadado, como a demanda pelos serviços rodoviários.

Tabela 4 - Receita Operacional Líquida/Quilometragem das rodovias estaduais do Paraná para o ano de 2015 (em milhares de R\$/Km)

Rodovias	2015
Caminhos do Paraná	571,80
Rodonorte	1.322,92
Viapar	490,02
Econorte	628,10
Ecocatradas	624,17
Ecovia	1.534,65

Fonte: Elaboração própria com base nas Demonstrações de Financeiras das empresas, e DER/PR.

Analizando os valores das tarifas de pedágios para o ano de 2015, com base no Quadro 1, pode-se verificar uma diferença de valores entre as diferentes tarifas de pedágios, principalmente no caso da categoria 8 (Caminhão com reboque e Caminhão Trator com semi-reboque de 6 eixos), por ser a categoria que possui maior multiplicador, portanto tem também maior valor de tarifa em relação às outras categorias de veículos. A diferença entre as praças chega a quase R\$40,00, no caso desta categoria. A explicação desse fenômeno pode estar em função do valor da tarifa, base do multiplicador tarifário ser diferente em cada contrato de concessão.

Analizando todas as tabelas, vale destaque o fato de que mesmo que as rodovias Econorte e Ecovia apresentem as duas tarifas médias mais elevadas, a receita líquida por quilometragem é a maior no caso da Ecovia (1.534,65 R\$/Km) e uma das menores no caso da Econorte (628,10 R\$/Km), conforme os dados da tabela 3. Podemos concluir assim que existem outros fatores relevantes para a arrecadação das rodovias além de sua extensão e forma de cobrança, sendo um desses fatores a demanda pelo serviço rodoviário na região.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho ilustrou uma parte das características do modal rodoviário paranaense. Pela análise histórica, as concessões no Estado surgiram junto ao fluxo de privatizações e concessões no Brasil, refletindo o período de privatizações em que o país estava passando. Neste processo, o Anel de Integração Rodoviário Paranaense se formou em seis lotes concedidos. Dentre os quais, estão as concessionárias Rodonorte, Viapar, Ecovia, Caminhos do Paraná, Ecocataratas e Ecovia.

Pela análise das Demonstrações de Resultados foi possível constatar que o montante total arrecadado pelas concessionárias não é determinado somente pela extensão das rodovias, mas também por outros fatores. Um dos resultados observados foi que a Receita Líquida por quilômetro era muito próxima entre duas rodovias, mesmo com quase 400 km de diferença em sua extensão.

Como o valor das tarifas são determinados por um multiplicador e uma tarifa base, ambos determinados no contrato de concessão, no qual o preço dos pedágios não sofre variações sem determinação judicial. Ao analisar o preço médio das tarifas entre essas duas rodovias, é perceptível que o valor médio tarifário da rodovia de menor extensão (Ecovia) é maior em relação à de maior extensão (Rodonorte). Quando se compara a Ecovia com a Econorte, sendo que esta segunda tem uma extensão de malha rodoviária próxima a da Rodonorte, e valor médio tarifário próximo a Ecovia observa-se que a Receita Operacional Líquida por quilômetro da Econorte é menor que a metade dessa variável para o caso da Ecovia. Uma possível explicação para esse fenômeno são diferenças nas demandas regionais por serviços rodoviários, que no caso da Ecovia é relativamente maior por ser caminho de Curitiba para o porto de Paranaguá e que também tem grande transito de caminhões. Ressalta-se que este é um trabalho introdutório e exploratório sobre o tema e que trabalhos futuros podem ser realizados buscando aprofundar a análise dessas diferenças.

REFERÊNCIAS

BIDERMAN, C.; ARVATE, P. **Economia do Setor Público no Brasil**. 1.ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2004.

CAMINHOS DO PARANA. Disponível em:
<http://www.caminhoscoparana.com.br/site2015/institucional/a-empresa/#institucional>. Acesso em 25 de ago. de 2017.

CAMPOS, H. A., Falhas de mercado de governo: uma revisão de literatura sobre a regulação econômica. **Prismas: Dir., Pol. Publ. e Mundial**. Brasília, v.5, n.2, p. 281-303, Jul./Dez. 2008.

CCRRODONORTE. Disponível em: <http://www.rodonorte.com.br/institucional/>. Acesso em 25 de ago. de 2017.

CONCESSAO-X-PRIVATIZACAO-DEFINICAO-E-HISTORICO---BLOCO-1.html. Acesso em 29 de agosto de 2017.

DAL VESCO, D. G., et al. A mudança política no governo estadual do Paraná *versus* riscos dos contratos de concessão rodoviária. **CONTABILOMETRIA - Brazilian Journal of Quantitative Methods Applied to Accounting**, Monte Carmelo, v. 3, n. 1, p. 14-31, Jan.-Jun./2016.

DEMSETZ, H. **Why Regulate Utilities?** Journal of Law and Economics. Chicago, Abril – 1968.

DER-PR. Departamento de Estradas e Rodagens – Paraná, História das Rodovias do Estado. Disponível em: <<http://www.der.pr.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=7>>. Acesso em 20 de ago. de 2017.

DNIT. Departamento Nacional de Infraestrutura e Transportes. Disponível em:<<http://www.dnit.gov.br/download/rodovias/rodovias-federais/terminologias-rodoviarias/terminologias-rodoviarias-versao-11.1.pdf>>. Acesso em 24 de ago. de 2017.

ECOCATARATAS. Disponível em: <<http://www.ecocataratas.com.br/Institucional/A-Ecocataratas>>. Acesso em: 25 de ago. de 2017.

ECOVIA. Disponível em: <<http://www.ecovia.com.br/Institucional/A-Ecovia>>. Acesso em 25 de ago. de 2017.

Estudo de viabilidade de parceria público-privada para o sistema rodoviário br 116 / br 324 no estado da bahia. Sistema de Pedagiamento e Tarifas. Vol 2., jun 2006. Disponível em:<http://200.198.217.73/acpublicas/apublica2008_86/EstudosTecnicos/volume2_PedagiamentoeTarifa.pdf>. Acesso em 24 de setembro de 2017.

FIGUEIREDO, Mário João. A concessão de rodovias paranaenses: uma análise à luz das teorias da regulação. In: II ECOPAR., 2, 2003, Maringá. **Anais...** Maringá: UEM-UEL-UEPG-UNIOESTE-IPARDES, 2003, p. 43-55.

FILHO, M. Comentários à lei de licitações e contratos administrativos. 14º ed., São Paulo: Dialética, 2010.

HOUAISS, A., et al. míni HOUAISS Dicionário da Língua Portuguesa. 3.ed., Rio de Janeiro: Objetiva, 2009.

JUNIOR, J. T. S., LIMA, F.P.F. Nota Técnica IPARDES. A Economia Paranaense e os Projetos de Investimentos em Infraestrutura de Transportes. n°3. Curitiba, 2010. Disponível em:<http://www.ipardes.gov.br/biblioteca/docs/NT_03_invest_infraestrut_transportes.pdf>. Acesso em: 17 de setembro de 2017.

KARAM, R. A concessão de rodovias paranaenses sob a ótica da regulação. 2005. 170 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Desenvolvimento Econômico. Curitiba, 2 de Jun de 2005.

KARAM, R.; SHIMA, W. T. A concessão de rodovias paranaenses: um serviço público sob a ótica do lucro. Revista paranaense de Desenvolvimento. Curitiba, Jul - Dez. 2007.

KARAM, R.; SHIMA, W. T. A natureza da concessão do Paraná e suas dificuldades. Economia & Tecnologia. V 04, Jan - Mar de 2006.

KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. Economia Industrial, Fundamentos teóricos e práticas no Brasil. 2.ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

MATARAZZO, D. Análise Financeira de Balanços. 7. ed., São Paulo: Atlas

PELTZMAN, S. Toward a more general theory of regulation. NBER Working Paper Series. Stanford, Abril – 1976.

PINDYCK, R; RUBERFELD, D. **Microeconomia**. 5.ed., São Paulo: Pearson, 2005

PIRES, J.L; GIAMBIAGI, F. Retorno dos novos investimentos privados em contextos de incerteza: uma proposta de mudança do mecanismo de concessão de rodovias no Brasil. **RAP**. Rio de Janeiro ago. 2000.

PLANALTO, **Lei n°111079**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l11079.htm>. Acessado em 23 de setembro de 2017

RADIO CAMARA; Xavier, L.G. **Concessão x Privatização: definição e histórico**. 24 de agosto de 2015. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/radio/materias/REPORTAGEM-ESPECIAL/494504->

RIANI, Flávio. **Economia do setor público, Uma abordagem introdutória**. 3. ed., São Paulo: Atlas, 1997.

STIGLER, G. **The theory of economic regulation**. The Bell Journal of Economics and Management Science. Chicago, 1971.

TOLEDO, G.; OVALLE, I. **Estatística Básica**. 2. Ed., São Paulo: Atlas

TRIUNFO, Econorte, Empresa. Disponível em: <<http://www.triunfoeconorte.com.br/empresa/triunfo-econorte.aspx>>. Acesso em 25 de ago de 2017.

TRIUNFO, Participações e Investimentos, Histórico. Disponível em: <<http://www.triunfo.com/show.aspx?idCanal=NtOH0Plk3ImmOOR0QGU1sQ==>>. Acesso em: 25 de ago. 2017.

VIAPAR. Obras realizadas. Disponível em: <<https://www.viapar.com.br/obras/obras-realizadas>>. Acesso em: 25 de ago. 2017.

WILLIAMSON, O. **Franchise bidding for natural monopolies-in general and with respect to CATV**. The bell journal of economics. Chicago, 1976.

VINTE ANOS DE REGULAÇÃO NO SETOR DE TELECOMUNICAÇÕES BRASILEIRO

ROBSON LUIS MORI¹

ÁREA TEMÁTICA: ECONOMIA INDUSTRIAL E TECNOLOGIA

RESUMO:

O presente trabalho tem como objetivo central apresentar e analisar os principais desenvolvimentos regulatórios ocorridos no setor de telecomunicações brasileiro desde a criação da ANATEL, em 1997. A preocupação com o tema justifica-se pelo contexto de profundas mudanças tecnológicas e de demanda ocorridas nas telecomunicações nas últimas décadas, que produziram substanciais alterações estruturais no setor. A metodologia adotada é de natureza bibliográfica, descritiva e documental, destacando o estudo de caso da ANATEL na condução da política regulatória setorial ao longo de sua história. Como principais resultados/conclusões, o trabalho mostra que os desenvolvimentos regulatórios da ANATEL seguiram, de forma geral, os estágios de: i) regulamentação básica dos serviços de telecomunicações no novo modelo setorial; ii) prevalência de políticas de regulação para aspectos técnicos, qualidade dos serviços e avanços no potencial competitivo dos mercados; e iii) predominio de políticas voltadas para o avanço do potencial competitivo dos mercados.

Palavras-chave: Desenvolvimento tecnológico e de demanda; Regulação em telecomunicações; Brasil.

ABSTRACT:

The main objective of this paper is to present and analyze the main regulatory developments in the Brazilian telecommunications sector since the creation of ANATEL in 1997. The concern with this issue is justified by the context of profound technological and demand changes in telecommunications in which have produced substantial structural changes in the sector. The methodology adopted is of bibliographic, descriptive and documentary nature, highlighting the case study of ANATEL in the conduction of sectoral regulatory policy throughout its history. As main results / conclusions, the work shows that ANATEL's regulatory developments have generally followed the stages of: i) basic regulation of telecommunications services in the new sector model; ii) the prevalence of regulatory policies for technical aspects, quality of services and advances in the competitive potential of the markets; and iii) the predominance of policies aimed at advancing the competitive potential of the markets.

¹ Professor Adjunto do Departamento de Economia da UEM - rlmori@uem.br.

Key Words: Technological and demand development; Regulation in telecommunications; Brazil.

1. INTRODUÇÃO

O setor de telecomunicações, tal como outros setores de infraestrutura (rodovias, ferrovias, oleodutos, gasodutos, saneamento básico, transmissão e distribuição de energia elétrica, etc.), foi tradicionalmente considerado pela literatura econômica corrente como monopólio natural característico. Dentro deste contexto, a maioria dos países decidiu, em algum momento histórico, criar empresas estatais para a prestação dos serviços do setor até pelo menos a década de 1980.

Nas últimas décadas, no entanto, os profundos desenvolvimentos tecnológicos e de demanda do setor de telecomunicações, aliados aos avanços políticos pró-mercado, em meio à pressões de empresas do setor, de grandes usuários, entre outros grupos de interesse, além das crises fiscais dos estados, levaram muitos países a realizarem substanciais reformas setoriais, com privatizações de operadoras e criação de novas configurações institucionais, com destaque para as agências reguladoras.

Estes desenvolvimentos tecnológicos e de demanda derivaram principalmente da convergência das telecomunicações com a informática, que possibilitou o surgimento de novas plataformas tecnológicas capazes de prestar diferentes serviços no setor. Essas plataformas apresentam uma ampla capacidade inovativa, produzindo um ambiente típico de destruição criadora.

Tais desenvolvimentos alteraram profundamente as características de mercado do setor de telecomunicações e a sua inserção na atividade econômica. Diversos serviços do setor se tornaram insumos essenciais de produção para muitos setores/empresas (setores financeiro e de transporte aéreo, por exemplo) e elementos de grande relevância para a qualidade de vida das pessoas (telefonia móvel e internet banda larga, por exemplo), em suas mais diversas possibilidades de aplicação.

Com todas essas mudanças setoriais, a política para as telecomunicações também precisou ser alterada. As políticas de regulação tradicionais, relacionadas ao monopólio natural ou às externalidades, como as de taxa de retorno e preço-teto, precisaram ser revistas ou mesmo abandonadas, principalmente em prol de avanços competitivos. Políticas de regulação técnica, por sua vez, tornaram-se mais abrangentes e complexas, dada a presença de diferentes plataformas tecnológicas dentro do *network* de telecomunicações. Já políticas de estímulo e defesa da concorrência passaram a fazer parte do rol dos reguladores e até mesmo de autoridades da área de defesa da concorrência.

Em resumo, as significativas mudanças tecnológicas e de demanda ocorridas no setor de telecomunicações nas últimas décadas mudaram significativamente os mercados e, por consequência, as exigências regulatórias para o desenvolvimento do setor. Dentro deste contexto, o presente trabalho tem como principal objetivo apresentar e analisar os principais desenvolvimentos regulatórios ocorridos no setor de telecomunicações brasileiro desde a criação da ANATEL, em 1997. A metodologia adotada é de natureza bibliográfica, descritiva e documental, destacando o estudo de caso da ANATEL na condução da política regulatória setorial.

Em termos estruturais, o trabalho conta, além desta introdução e de suas considerações finais, como mais cinco seções. Na primeira delas é apresentado um referencial teórico sobre o tema. Na segunda, são destacados o método e os materiais utilizados. Na terceira, são exibidos resumidamente alguns dos mais importantes desenvolvimentos tecnológicos e de demanda do setor (este último, somente para o caso

brasileiro). No quarto, é apresentado o estudo de caso da ANATEL, considerando três recortes temporais. No quinto, tais recortes são comparados.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A palavra regulação vem do latim *regula*, que significa vara reta, barra ou régua. É usada normalmente nos sentidos de reger, ordenar, controlar, redigir ou guiar. Dentro destes sentidos, é possível afirmar que a regulação está presente na sociedade desde a criação das primeiras regras de convívio social. Já na ciência econômica, o termo regulação passa a receber maior atenção a partir da segunda metade do século XIX e, principalmente, da primeira metade do século XX, dado o surgimento e/ou desenvolvimento dos setores de infraestrutura.

Até a década de 1960 prevalece na literatura econômica a chamada Teoria Normativa da Regulação, como uma teoria positiva, a NPT (*Normative Analisys a Positive Theory*)², que parte do princípio de que determinados mercados operam em estruturas de monopólio natural ou com produção de externalidades relevantes (positivas ou negativas). Para estes mercados, principalmente quando explorados pela iniciativa privada, é necessário o estabelecimento de regras de conduta *a priori* para a firma regulada, ou seja, o regulador deve apresentar à firma uma série de obrigações contratuais capazes de inibir o seu poder de mercado. Em outras palavras, a política de regulação tem como principal objetivo promover resultados de mercados competitivos em mercados com falhas de mercado naturais ou com produção de externalidades relevantes.

A discussão teórica sobre regulação passa a ficar mais complexa, no entanto, a partir da década de 1970, quando aspectos relacionados ao comportamento político dos agentes econômicos, principalmente de grupos de interesse, começam a ser destacados. O primeiro trabalho influente neste sentido é o de Stigler (1971), que aborda a chamada teoria da captura. Partindo da constatação de que não havia uma forte correlação entre falhas de mercado e regulação em alguns setores econômicos, o autor ressalta que os órgãos reguladores ou mesmo os legisladores podem ser capturados pelas firmas reguladas, de modo a agirem de acordo com os interesses das firmas e não visando a eficiência dos mercados, como preconiza a NPT.

Outros trabalhos relevantes surgem neste contexto, desenvolvendo a chamada Teoria Econômica da Regulação. Peltzman (1976), por exemplo, elabora um modelo no qual o regulador tem como objetivo essencial maximizar seu apoio político, fornecido por grupos de interesse, de maneira a garantir a sua permanência na referida posição. O preço do produto/serviço regulado, assim, é determinado visando a maximização do apoio político do regulador e não a eficiência dos mercados. Segundo o autor, essas transferências de renda para os grupos de interesse por meio da intervenção regulatória raramente ocorrem em termos monetários, mas sim por meio de regulação de preços, restrições de entrada, etc.

Já Becker (1983) apresenta um modelo no qual o regulador apenas responde à pressão realizada pelos grupos de interesse. A capacidade desses grupos de exercer pressão depende inversamente de seu tamanho e diretamente dos recursos utilizados para tal fim. Como rendas adicionais de grupos de interesse são obtidas às custas de perdas de outros grupos, as atividades regulatórias que objetivam a eliminação de falhas de mercado, especialmente as externalidades, que aumentam a eficiência sem gerar custos para nenhum grupo em particular, têm grandes possibilidades de realização. Diante disso, o autor considera que o estado atua na regulação, na maioria dos casos, para aumentar a eficiência do sistema, mesmo que isso ocorra pela ação de grupos de

2 Assim definida por JOSKOW e NOLL (1981).

interesse visando seus objetivos particulares. Neste sentido, o modelo se concilia com os resultados da NPT.

Laffont e Tirole (1993), por sua vez, apresentam um modelo que parte da especificação da função custo da firma regulada. Como principal resultado, os autores destacam que o regulador tende a proteger tanto a indústria regulada, quanto grupos de interesse. Conforme FIANI (2004, p. 96), neste modelo "(...) o regulador não busca exatamente um termo de compromisso político entre indústria e grupos de interesse, mas atende quem se dispuser a transferir renda". Este resultado é ineficiente na medida em que tanto a indústria quanto grupos de interesse "(...) visam ao falseamento das informações que o congresso utiliza para maximizar a função de bem-estar social". Além disso, "(...) apenas determinados grupos de interesse teriam condições de atuação política, a saber, os grupos que buscam justamente o falseamento das informações, pois os demais não teriam interesse em corromper a agência e não seriam protegidos por ela".

Por fim, cabe destacar duas formulações teóricas amplamente influentes nas reformas institucionais e regulatórias do setor de telecomunicações ao redor do mundo a partir da década de 1980, a Teoria dos Mercados Contestáveis (*Contestable Market Theory* - CMT), proposta por Baumol, Panzar e Willig (1982), e a "abordagem pragmática" francesa, proposta, entre outros autores, por Curien e Gensollen (1987). Na primeira, os autores destacam que mesmo estruturas de mercado concentradas podem ser muito competitivas caso não existam barreiras à entrada e à saída de novas firmas. A competição potencial exercida por rivais que podem vir a entrar no mercado, assim, exerce um papel relevante na conduta da(s) firma(s) estabelecida(s) no mercado.

Para a CMT, uma configuração de mercado é eficiente quando é simultaneamente factível e sustentável. Ela é factível quando técnicas de produção são capazes de atender a demanda aos preços vigentes sem que nenhuma firma incorra em prejuízo. Ela é sustentável se, dadas a tecnologia, a produção e o vetor de preços vigentes, nenhuma entrada potencial no mercado for lucrativa. Neste contexto, uma estrutura de mercado somente será eficiente em termos de maximização do bem-estar social se a entrada de firma(s) for restringida apenas pela política de preços da(s) firma(s) estabelecida(s) no mercado. Assim, é possível dizer que o grau de eficiência da estrutura de mercado ou o seu grau de contestabilidade depende do nível de obstáculos à entrada e à saída das firmas neste mercado (BAUMOL, PANZAR e WILLIG, 1982).

Na segunda, Curien e Gensollen (1987) destacam que a introdução da concorrência potencial em mercados de monopólios naturais, influenciada pela CMT, apesar de suas limitações, se expandiu por conta das ineficiências das autoridades reguladoras. Além disso, segundo os autores, os modelos econometrícicos não conseguiram dar fundamentação empírica à CMT, principalmente porque as redes de telecomunicações são heterogêneas dos pontos de vista técnico e econômico.

Dentro deste contexto, com uma abordagem mais abrangente do que a da CMT, Curien e Gensollen (1987) propõem processos de desregulamentação dissociados entre as redes com características de monopólio natural e as redes com potencial competitivo efetivo, que podem ser gradualmente abertas para uma competição limitada. Em outras palavras, os autores destacam que os diversos serviços de telecomunicações, com seus diferentes potenciais competitivos, precisam ser tratados separadamente, de modo que aqueles que efetivamente demonstrarem condições de concorrência possam ser abertos à competição e aqueles ainda com características de monopólio natural possam ser tratados como tal (com regulação tradicional), a fim de evitar a exploração de possíveis ineficiências de mercado por parte da firma estabelecida. Ou seja, as reformas devem ser graduais e considerar as especificidades das diferentes redes e serviços do setor.

Diante de todas essas contribuições teóricas, em meio às mudanças estruturais do setor de telecomunicações e políticas em nível mundial já destacadas neste trabalho, na prática, o setor passou a ser alvo de uma série de mudanças institucionais e regulatórias

nos mais diversos países do mundo a partir da década de 1980. Os marcos políticos iniciais dessas mudanças foram a quebra do monopólio privado da American Telegraph and Telephone (AT&T), nos Estados Unidos, e o fim do monopólio estatal da British Telecom, no Reino Unido, em 1984.

Não obstante as importantes contribuições das teorias relacionadas aos grupos de interesse/pressão políticos que atuam no setor de telecomunicações apresentadas resumidamente nesta seção, este trabalho parte do princípio de que o setor continua apresentando uma série de particularidades estruturais, em uma complexa transição (do monopólio natural para um ambiente efetivamente competitivo) ainda em processo, que precisa ser considerada e trabalhada pelos reguladores.

Em outras palavras, os significativos desenvolvimentos tecnológicos e de demanda observados no setor de telecomunicações nas últimas décadas efetivamente proporcionaram uma redução significativa das falhas de mercado historicamente observadas no setor, porém, estas ainda ocupam espaços relevantes em diferentes serviços. É dentro deste contexto que o papel dos reguladores continua sendo relevante, embora diferente de outrora.

3. MÉTODO E MATERIAS

A metodologia adotada neste trabalho é de natureza bibliográfica, descritiva e documental (usando principalmente documentos da ANATEL). O trabalho trata de um estudo de caso sobre o desenvolvimento da política regulatória da ANATEL em suas duas décadas de atuação no mercado, em um contexto de profundas mudanças estruturais no setor de telecomunicações brasileiro. Segundo Yin (2005), o estudo de caso, frequentemente usado na área de ciências sociais aplicadas, é adequado para trabalhos que visam investigar como e o porquê da ocorrência de eventos contemporâneos. Em outras palavras, é uma investigação empírica que permite o estudo de um fenômeno contemporâneo em seu contexto real.

Os estudos de caso podem reunir informações numerosas e relevantes que permitem o conhecimento da totalidade da situação estudada. De acordo com Yin (2005), o estudo de caso único é eminentemente justificável quando representa: i) um teste crucial da teoria existente; ii) uma circunstância rara ou exclusiva; ou iii) um caso típico ou representativo ou que serve a um propósito, que pode ser revelador ou longitudinal. Neste trabalho, em particular, o estudo de caso da ANATEL serve ao propósito principal de "revelar" o desenvolvimento regulatório da agência frente à dinâmica estrutural do setor de telecomunicações brasileiro.

4. DESENVOLVIMENTOS TECNOLÓGICOS E DE DEMANDA

Dadas a magnitude e a complexidade dos desenvolvimentos tecnológicos do setor de telecomunicações nas últimas décadas, bem como o surgimento e/ou a expansão de muitos serviços no mercado, não cabe aqui uma exposição ampla sobre o assunto. O objetivo desta seção, assim, é apenas destacar resumidamente o desenvolvimento de alguns serviços (somente no caso brasileiro) e tecnologias altamente relevantes no setor nas últimas décadas, notadamente em três segmentos básicos: telefonia fixa, telefonia móvel e banda larga. Informações adicionais sobre tais serviços e tecnologias poderão ser obtidas em fontes sugeridas ao longo da seção.

A telefonia fixa convencional, operada por meio do chamado Sistema de Telefonia Fixa Comutada - STFC, foi, ao longo de muitas décadas, o principal serviço do setor de telecomunicações. Embora tenha apresentado alguns desenvolvimentos tecnológicos

importantes nas últimas décadas, que possibilitaram, por exemplo, a capacidade de prover serviços de internet em banda larga, por meio da família de tecnologias DSL (*Digital Subscriber Line*)³, perdeu espaço relativo de mercado para outros serviços/tecnologias, principalmente de telefonia móvel e banda larga, que se desenvolveram oferecendo vantagens de capacidade de transmissão, mobilidade, agregação de serviços, preços, entre outras.

Dentro desta realidade, o serviço de telefonia fixa convencional encontra-se praticamente estagnado no Brasil desde 2001, como pode ser observado na Tabela 1, que trata do crescimento do mercado de telecomunicações nos serviços de telefonia fixa, telefonia móvel e banda larga fixa no Brasil (em nº de assinaturas/100 hab.), no período 2000-2015.

Tabela 1 - Crescimento do mercado de telecomunicações nos serviços de telefonia fixa, telefonia móvel e banda larga fixa (em nº de assinaturas/100 hab.): Brasil (2000-2015)

Anos	Telefonia fixa	Telefonia móvel	Banda larga
2000	17,72	13,29	0,06
2001	21,15	16,24	0,19
2002	21,63	19,44	0,41
2003	21,57	25,51	0,53
2004	21,51	35,65	1,72
2005	21,41	46,31	1,74
2006	20,62	53,11	2,53
2007	20,74	63,67	4,01
2008	21,50	78,55	5,22
2009	21,45	87,54	6,06
2010	21,59	100,88	7,22
2011	21,85	119,00	9,06
2012	22,30	125,00	9,62
2013	22,48	135,31	10,66
2014	21,84	138,95	11,68
2015	21,45	126,59	12,24

Fonte: ITU (2017).

No caso da telefonia móvel, o crescimento acelerado do serviço no Brasil até 2014, como também mostra a Tabela 1, ocorreu principalmente por conta da redução dos preços dos aparelhos celulares e pelo baixo custo de acesso ao serviço, com a adoção, por parte das operadoras do setor, de contas pré-pagas.

Neste segmento, em especial, os desenvolvimentos tecnológicos proporcionaram condições para um rápido avanço dos serviços no mercado. Os sistemas de primeira geração surgiram na década de 1980, ainda na era analógica (Nordisk MobilTelefoni ou Nordiska MobilTelefoni-gruppen - NMT e Advanced Mobile Phone System - AMPS), sendo seguidos pelos modelos de segunda geração, no final da década de 1980, já no início da era digital (Global System for Mobile Communications - GSM, Code Division Multiple Access - CDMA e Time Division Multiple Access - TMA)⁴ (CORNELIO, 2011; NERIS JR., 2013; NERIS JR., FUCIDJI e GOMES, 2014).

Melhorias significativas ainda foram observadas nesta fase tecnológica em termos de capacidade de transmissão de dados e adoção de tecnologias de pacotes, por meio de tecnologias como General Packet Radio Service (GPRS), Enhanced Date Rates for GSM

3 A família DSL (*Digital Subscriber Line* - DSL ou xDSL) é uma família de tecnologias, desenvolvida pelo *Bell Labs* a partir do final da década de 1980, que fornece um meio de transmissão digital de dados (dedicado – ponto-a-ponto) aproveitando-se da própria rede de telefonia fixa tradicional, sem deixar o telefone ocupado.

4 Para maiores informações sobre a história, a composição e as características dessas e de outras tecnologias de telefonia móvel, ver Cornélio, 2011; Neris Jr., 2013; Neris Jr., Fucidji e Gomes, 2014.

Evolution (EDGE), High Speed Circuit-Switched Data (HSCSD) e Radio Transmission Technology (1xRTT) (CORNELIO, 2011; NERIS JR., 2013; NERIS JR., FUCIDJI e GOMES, 2014).

Uma terceira geração de tecnologias móveis surgiu no final da década de 1990, incluindo tecnologias como Universal Mobile Telecommunications System (UMTS), Evolution-Data Optimized (EVDO), High-Speed Dowlink Packet Access (HSDPA), High Speed Packet Access (HSPA) e High Speed Uplink Packet Access (HSUPA). Já uma quarta geração surgiu na década de 2000, com tecnologias como Long Term Evolution (LTE), LTE Advanced e LTE Adavanced Pro (CORNELIO, 2011; NERIS JR., 2013; NERIS JR., FUCIDJI e GOMES, 2014).

Os serviços de banda larga, por sua vez, quase inexistentes no início da década de 2000, também vêm apresentando desenvolvimentos tecnológicos significativos desde então. Uma das características mais importantes do segmento neste contexto é o avanço da convergência tecnológica. Várias estruturas/tecnologias que se desenvolveram ou foram adaptadas para a prestação de serviços de banda larga, com ou sem fio, estão sendo atualmente usadas para a prestação de serviços conjuntos no setor de telecomunicações, refletindo não apenas as suas condições gerais de eficiência, mas também especificidades que lhes permitem atuar de forma competitiva em determinadas condições econômicas e/ou geográficas. Entre as principais estruturas/tecnologias de banda larga disponíveis atualmente no mercado estão:

- família DSL: que aproveita-se da rede de telefonia fixa tradicional, sem deixar o telefone ocupado.
- *cable modem* (CATV): que utiliza as redes de transmissão de TV a cabo convencionais (chamadas de *Community Antenna Television*) para transmitir voz, dados e vídeo, fazendo uso da porção da banda não utilizada pela TV a cabo.
- fibra óptica: condutor dielétrico (isolante), geralmente flexível, cilíndrico e transparente, constituído em sua maior parte por sílica ou plástico, que permite a transmissão de dados através da reflexão total dos sinais de luz;
- rádio: realiza o acesso à internet por meio da implantação de rádio enlaces entre o POP (ponto de presença) da operadora e o endereço físico do usuário final;
- telefonia móvel (ou telemóvel celular): utiliza os sistemas de comunicações móveis que têm uma arquitetura celular e interconexão com a rede telefônica fixa;
- satélite: realiza a transmissão de sinais por um satélite até a uma antena parabólica específica (reflector) instalada junto ao usuário final, que deve estar alinhada ao satélite.
- Wi-Fi: tecnologia de rede sem fio (*Wireless Local Area Network* - WLAN), licenciada originalmente pela *Wi-Fi Alliance*, baseada no padrão IEEE 802.11.
- WiMax (*Worldwide Interoperability for Microwave Access*): tecnologia de rede sem fio, que pode chegar a 50 km de radial, baseada no padrão IEEE 802.16⁵ (BERNAL FILHO, 2010; MORI, 2011).

5. A REGULAÇÃO DA ANATEL

Esta seção apresenta o desenvolvimento da política regulatória da ANATEL desde a sua criação até julho de 2017, acompanhando a dinâmica de mercado do setor de telecomunicações brasileiro. Para facilitar o entendimento deste desenvolvimento, a seção está dividida em três subitens. O primeiro aborda os anos iniciais de regulação da ANATEL (1998-2001); o segundo, trata da regulação entre 2003-2008. O terceiro, refere-se à regulação entre 2009-jul.2017.

⁵ Para maiores informações sobre a história, a composição e as características dessas estruturas/tecnologias de banda larga móvel, ver Bernal Filho (2010) e Mori (2011).

Além disso, por simplificação, este desenvolvimento regulatório da ANATEL é observado apenas para três serviços relevantes de telecomunicações: telefonia fixa, telefonia móvel e banda larga (alguns outros desenvolvimentos são apresentados pontualmente por fazerem parte, de alguma forma, dos avanços destes três serviços). As informações contidas nesta seção são de caráter predominantemente documental, obtidas do histórico de legislação da própria ANATEL⁶.

5.1 PERÍODO 1997-2002

A ANATEL foi criada pela Lei Geral de Telecomunicações - LGT (Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997) para organizar o novo setor de telecomunicações brasileiro que se desenvolveria a partir da privatização do Sistema Telebrás. Com a aprovação do seu Regime Interno (Resolução nº 1, de 17 de dezembro de 1997), a ANATEL começou a ganhar corpo institucional e, a partir do início de 1998, a atuar de forma efetiva para preparar o setor para as profundas reformas que ocorreriam em seguida. Entre as principais medidas tomadas pela agência neste período estão a aprovação do regulamento de contratações da ANATEL (Resolução nº 5, de 15 de janeiro de 1998) e a autorização do projeto-piloto para o estabelecimento de chamadas com tarifa única nacional (Resolução nº 6, de 16 de janeiro de 1998).

Com a aproximação da privatização do Sistema Telebrás, diversas resoluções da ANATEL estabeleceram regras básicas para o funcionamento de diferentes serviços do setor sob a iniciativa das futuras concessionárias. Entre elas estão a Resolução nº 31, de 30 de junho de 1998, que aprovou as diretrizes para a licitação de autorizações para a exploração do STFC, a Resolução nº 33, de 12 de julho de 1998, que aprovou o regulamento de remuneração pelo uso das redes das prestadoras do STFC, e a Resolução nº 36, de 21 de julho de 1998, que aprovou: i) o termo de direito de exploração de satélite brasileiro; ii) o termo de compromisso relativo à participação nas organizações INTELSAT e INMARSAT; iii) o termo de autorização para exploração de serviço de transporte de telecomunicações; iv) o termo de autorização para exploração de serviço móvel marítimo e o termo de autorização para exploração de serviço telefônico móvel rodoviário.

A Resolução nº 40, de 23 de julho de 1998, por sua vez, aprovou o regulamento geral de interconexão, de fundamental importância para o funcionamento técnico eficiente do *network* de telecomunicações, com a presença de plataformas tecnológicas diferenciadas, bem como para o estabelecimento e o desenvolvimento de ambientes competitivos em tecnologias e serviços no setor.

Após a privatização do Sistema Telebrás, ocorrida em 29 de julho de 1998, a ANATEL continuou com o trabalho de regulamentação básica do novo setor de telecomunicações brasileiro. Entre as principais decisões da agência neste período estão a Resolução nº 46, de 7 de agosto de 1998, que estabeleceu as diretrizes para o uso de radiofrequências pelas concessionárias e autorizadas de STFC para sistemas de acesso fixo sem fio, e a Resolução nº 50, de 2 de setembro de 1998, que alterou as diretrizes para a licitação das autorizações para exploração do STFC.

Por conta da definição (no âmbito da criação da agência reguladora) de que a ANATEL deveria exercer no setor de telecomunicações as competências legais em matéria de controle, prevenção e repressão das infrações da ordem econômica, ressalvadas as pertencentes ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a ANATEL promoveu também, neste período, a criação do Comitê de Defesa da Ordem Econômica (Resolução nº 58, de 24 de setembro de 1998).

6 Para maiores informações sobre o histórico da legislação da ANATEL, ver ANATEL (2017).

Outras medidas regulatórias importantes da ANATEL neste período inicial de regulamentação do novo setor de telecomunicações são: a aprovação do Comitê de Uso do Espectro e de Órbita (Resolução nº 61, de 24 de setembro de 1998), a aprovação da norma nº 03/09 ANATEL, referente aos critérios para elaboração e aplicação de plano de serviço pré-pago no Serviço Móvel Celular (Resolução nº 64, de 20 de outubro de 1998), a aprovação do regulamento de licitação de concessão, permissão e autorização de serviço de telecomunicações e de uso de radiofrequência (Resolução nº 65, de 29 de outubro de 1998) e a aprovação do regulamento dos serviços de telecomunicações (Resolução nº 73, de 25 de novembro de 1998), que estabeleceu os planos e normas aplicados a cada serviço de telecomunicações em conformidade com a LGT. Na sequência, a ANATEL aprovou o regulamento do STFC (Resolução nº 85, de 30 de dezembro de 1998).

A partir dessa regulamentação básica fornecida pela ANATEL aos serviços de telecomunicações nos primeiros meses pós-privatização do Sistema Telebrás, a preocupação da agência começou a se ampliar para outros objetivos propostos no âmbito da privatização. Um deles era o de universalização dos serviços. Para isso, foi criado o Comitê para a Universalização dos Serviços de Telecomunicações da ANATEL (Resolução nº 96, de 1 de fevereiro de 1999), cujos objetivos estendiam-se desde a definição de alvos potenciais de política, até definições de alternativas tecnológicas e de financiamento para os mesmos. Outra preocupação da agência era com a garantia de recursos para a fiscalização dos serviços de telecomunicações. Para isso, foi aprovado o regulamento para arrecadação de receitas do Fundo de Fiscalização das Telecomunicações (FISTEL), considerando as suas potenciais receitas (Resolução nº 199, de 16 de dezembro de 1999).

Outras medidas regulatórias importantes da ANATEL neste período foram a aprovação do regulamento para apuração de controle e de transferência de controle em empresas prestadoras de serviços de telecomunicações (Resolução nº 101, de 4 de fevereiro de 1999), com objetivos principais de proteger a competição e a eficiência da prestação dos serviços, e a criação do Comitê de Defesa dos Usuários de Serviços de Telecomunicações (Resolução nº 107, de 26 de fevereiro de 1999), com a finalidade de assessorar e subsidiar o Conselho Diretor da ANATEL em matéria de defesa e proteção dos usuários de serviços de telecomunicações.

Ainda em 1999, a ANATEL, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP), visando estimular a otimização de recursos, aprovaram a Resolução Conjunta nº 1, de 24 de novembro de 1999, fixando diretrizes para o compartilhamento de infraestrutura entre os respectivos setores, observando os princípios estabelecidos na LGT e nas Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (energia elétrica), e nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (petróleo).

Já nos anos 2000 e 2001, a ANATEL teve como uma de suas maiores preocupações a regulamentação de serviços móveis, com grande potencial de crescimento no mercado brasileiro. Entre os principais desenvolvimentos regulatórios da agência neste sentido estão: a aprovação do regulamento do Serviço Móvel Especializado (SME) (Resolução nº 221, de 27 de abril de 2000), a aprovação das diretrizes e do próprio regulamento do Serviço Móvel Pessoal (SMP) (Resolução nº 235, de 8 de dezembro de 2000, e Resolução nº 245, de 8 de dezembro de 2000, respectivamente), e a aprovação de critérios de remuneração pelo uso de redes de prestadoras do SMP (Resolução nº 250, de 19 de dezembro de 2000), do Plano Geral de Autorizações do SMP (Resolução nº 248, de 19 de dezembro de 2000) e do Plano Geral de Metas de Qualidade do SMP (Resolução nº 249, de 19 de dezembro de 2000).

Com relação à universalização de serviços, a ANATEL aprovou o regulamento da contribuição das prestadoras de serviços de telecomunicações para o Fundo de Universalização dos Serviços de Telecomunicações - FUST (Resolução nº 247, de 14 de

dezembro de 2000), previsto pela LGT e criado pela Lei nº 9.998, de 17 de agosto de 2000 (BRASIL, 2000a). Já o regulamento de operacionalização da aplicação de recursos do FUST foi dado pela Resolução nº 269, de 9 de julho de 2001⁷. A Resolução nº 280, de 15 de outubro de 2001, por sua vez, aprovou o regulamento para a declaração de cumprimento de obrigações de universalização por concessionária do STFC destinado ao uso do público em geral.

Outras medidas importantes da ANATEL no período referentes à regulamentação de serviços móveis dentro do *network* de telecomunicações foram: a aprovação do regulamento de uso do espectro de radiofrequências (Resolução nº 259, de 19 de abril de 2001), a aprovação do regulamento sobre critérios tarifários para a prestação do STFC destinado ao uso público em geral nas chamadas envolvendo usuários do SMP (Resolução nº 261, de 24 de maio de 2001), a aprovação do regulamento sobre áreas de tarifação para serviços de telecomunicações (Resolução nº 262, de 31 de maio de 2001), a aprovação do regulamento do Serviço de Comunicação Multimídia (SCM) (Resolução nº 272, de 9 de agosto de 2001), a aprovação do regulamento de compartilhamento de infraestrutura entre as prestadoras dos serviços de telecomunicações (Resolução nº 274, de 5 de setembro de 2001), a aprovação do Plano Geral de Autorizações do SME (Resolução nº 275, de 25 de setembro de 2001), e a aprovação de critérios de remuneração pelo uso de redes de prestadoras do SME (Resolução nº 279, de 15 de outubro de 2001).

Em 2002, algumas das principais preocupações regulatórias da ANATEL foram a aferição de satisfação dos usuários de serviços de telecomunicações (Resoluções nº 296 e nº 297, de 10 de maio de 2002) e a normatização da certificação e homologação de estruturas de telecomunicações, como cabos telefônicos metálicos (Resolução nº 300, de 20 de junho de 2002) e fibras ópticas (Resolução nº 299, de 20 de junho de 2002), já em um contexto de eminente expansão de estruturas/tecnologias/serviços de banda larga. Ainda foi aprovado na ANATEL, neste ano, o regulamento sobre critérios tarifários para a prestação do STFC destinado ao uso público em geral, nas chamadas envolvendo SMP (Resolução nº 320, de 27 de setembro de 2002).

5.2 PERÍODO 2003-2008

Após os primeiros anos de regulamentação básica do novo setor de telecomunicações brasileiro, os principais focos da regulação da ANATEL passaram a ser o funcionamento eficiente do mercado do ponto de vista técnico, a qualidade dos serviços e a expansão da competição. São exemplos disso a Resolução nº 341, de 20 de junho de 2003, que aprovou os modelos de contrato de concessão para a prestação de STFC nas modalidades Serviço Local, Longa Distância Nacional (LDN) e Longa Distância Internacional (LDI), bem como o Plano de Metas de Qualidade para o STFC (PGMQ), a Resolução nº 357, de 15 de março de 2004, que aprovou o regulamento sobre as condições de acesso e fruição dos serviços de utilidade pública e de apoio do STFC, e a Resolução nº 417, de 17 de outubro de 2005, que aprovou o regulamento de indicadores de qualidade do STFC (RIQ).

Com o avanço das tecnologias e dos serviços de banda larga, no entanto, a ANATEL começou também a se preocupar com estruturas com potenciais de exercer um

⁷ Cabe destacar também que, além do FUST, foi instituído no setor de telecomunicações brasileiro, conforme previsão da LGT, o Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações (FUNTTEL) (Lei nº 10.052, de 28 de novembro de 2000), com "(...) o objetivo de estimular o processo de inovação tecnológica, incentivar a capacitação de recursos humanos, fomentar a geração de empregos e promover o acesso de pequenas e médias empresas a recursos de capital, de modo a ampliar a competitividade de telecomunicações" (BRASIL, 2000b).

papel relevante nesta expansão. São exemplos disso a aprovação de normas para certificação e homologação de várias estruturas: conectores de cabos coaxiais (Resolução nº 399, de 15 de abril de 2005), cabos coaxiais flexíveis (Resoluções nº 467, de 8 de junho de 2007, e nº 470, de 4 de julho de 2007), rígidos (Resolução nº 468, de 8 de junho de 2007) e semi-rígidos (Resolução nº 472, de 11 de julho de 2007).

Outras preocupações regulatórias importantes da ANATEL no período foram observadas para as classes de usuários especiais e para a defesa da concorrência e do consumidor. No primeiro caso, a Resolução nº 427, de 16 de dezembro de 2005, por exemplo, aprovou o regulamento do Acesso Individual Classe Especial - AICE, do STFC, destinado ao uso do público em geral, prestado em regime público. Já a Resolução nº 509, de 14 de agosto de 2008, aprovou o regulamento da Central de Intermediação de Comunicação Telefônica a ser utilizada por pessoas com deficiência auditiva ou da fala - TIC.

No segundo, a Resolução nº 437, de 8 de julho de 2006, determinou os grupos detentores de Poder de Mercado Significativo (PMS) na oferta de Exploração Industrial de Linha Dedicada (EILD). Já a Resolução nº 443, de 8 de agosto de 2016, aprovou a norma do processo de aferição do grau de satisfação da sociedade com relação ao STFC, ao SMP e aos serviços de televisão por assinatura.

Ainda no âmbito competitivo, a Resolução nº 460, de 19 de março de 2007, aprovou o Regulamento Geral da Portabilidade (RGP), um mecanismo essencial para a expansão da concorrência nos serviços envolvidos. Já no âmbito da remuneração dos agentes no *network*, a ANATEL aprovou o regulamento de remuneração pelo uso de redes de prestadoras do SMP (Resolução nº 438, de 10 de julho de 2006), bem como o regulamento de remuneração pelo uso de redes de prestadoras do STFC (Resolução nº 458, de 08 de fevereiro de 2007).

5.3 PERÍODO 2009-jul.2017

Após mais de uma década de desenvolvimentos regulatórios no setor de telecomunicações brasileiro, a ANATEL começou a apresentar novos focos de política, com destaque para a banda larga, com grande potencial de expansão e de transformação nas atividades do setor. Um dos desafios da agência era a regulamentação das novas estruturas/tecnologias/serviços.

Uma das estruturas que surgiram com potencial de expansão neste contexto foi a *powerline communication* (PLC), um sistema de telecomunicações que utiliza a rede elétrica como meio de transporte para a comunicação digital e/ou analógica de sinais, como internet, vídeo, voz, entre outros. Sua regulamentação, no entanto, dada a sua natureza, envolvia as agências reguladoras de telecomunicações e energia elétrica. Os regulamentos do serviço e da certificação de equipamentos, por parte da ANATEL, foram dados, respectivamente, pelas Resoluções nº 527, de 8 de abril de 2009, e nº 529, de 3 de junho de 2009.

Outro tema importante para a ANATEL neste novo contexto era a definição do papel e do espaço das políticas de universalização. Presa aos contratos das concessionárias, que não fazem previsão sobre universalização de serviços de banda larga, a agência buscou espaços para desenvolvimentos de política dentro do STFC. São exemplos disso a Resolução nº 536, de 9 de novembro de 2009, que aprovou o regulamento de acompanhamento e controle das obrigações de universalização do STFC destinado ao uso do público em geral, e a Resolução nº 529, de 23 de fevereiro de 2010, que aprovou o regulamento do Plano de Metas de Universalização do STFC prestado em regime público (PGMU).

O que chama mais atenção na política da ANATEL neste período, no entanto, é a ênfase à competição e aos direitos do consumidor, que pode ser observada em medidas como: aprovação da norma para implantação e acompanhamento de liberdade tarifária no STFC destinado ao uso público em geral, na modalidade Longa Distância Internacional (Resolução nº 573, de 10 de outubro de 2011), aprovação do Plano Geral de Metas de Competição (PGMC) (Resolução nº 600, de 8 de novembro de 2012), aprovação do regulamento de gestão de qualidade de prestação do STFC - RGQ-STFC (Resolução nº 605, de 26 de dezembro de 2012), aprovação do regulamento de celebração e acompanhamento do Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta (TAC) (Resolução nº 629, de 16 de dezembro de 2013), aprovação do Regulamento Geral de Direitos do Consumidor de Serviços de Telecomunicações - RGC (Resolução nº 632, de 7 de março de 2014), aprovação do regimento interno do Comitê de Defesa dos Usuários de Serviços de Telecomunicações - CDUST (Resolução nº 650, de 16 de março de 2015) e aprovação do regulamento das condições de aferição do grau de satisfação e da qualidade percebida junto aos usuários de telecomunicações (Resolução nº 654, de 13 de julho de 2015).

6. QUADRO COMPARATIVO

Com base nas informações apresentadas na Seção 5, nesta seção é realizada uma comparação dos desenvolvimentos regulatórios da ANATEL nos períodos considerados. Esta comparação é exibida de forma esquemática no Quadro 1.

Quadro 1 - Quadro comparativo: principais preocupações regulatórias da ANATEL nos períodos considerados

Período	Principais preocupações regulatórias
1997-2002	Regulamentação básica dos serviços do setor de telecomunicações: diretrizes para a exploração dos serviços, regulamentos de remuneração pelo uso das redes e para interconexão, termos de direito e autorização de exploração de serviços, definições quanto ao papel do regulador em termos de defesa da concorrência, política de universalização dos serviços considerados "públicos", incluindo definições de receitas para a mesma, política de fiscalização, definições sobre transferências de controle de empresas e sobre defesa do consumidor.
2003-2008	Regulamentação técnica, qualidade dos serviços e avanço no potencial competitivo: homologação de estruturas de telecomunicações, plano de metas de qualidade, indicadores de qualidade, preocupação com poder de mercado de empresas e com a satisfação do consumidor e regulamento da portabilidade numérica. A política de universalização dos serviços "públicos" continua sendo importante, incluindo serviços para classes especiais.
2009-2017*	Avanço no potencial competitivo: regulamentação do PLC, maior liberdade tarifária, metas de competição, gestão de qualidade e direitos do consumidor.

*Considerando dados até 31/07/2017.

Fonte: Elaboração própria, a partir das informações apresentas na Seção 5.

Como mostra o Quadro 1, com a dinâmica de mercado do setor de telecomunicações brasileiro nos últimos vinte anos, as principais preocupações regulatórias da ANATEL mudaram significativamente: da regulamentação básica dos serviços do setor, passando pela regulamentação técnica, qualidade dos serviços e

avanço no potencial competitivo, em um *network* com diferentes plataformas tecnológicas operando conjuntamente, para um foco mais específico, nestes últimos anos, no avanço do potencial competitivo dos mercados e nos seus desdobramentos em termos de qualidade dos serviços.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A investigação documental realizada no presente trabalho sobre os desenvolvimentos regulatórios da ANATEL desde o início de suas atividades, no final de 1997, mostrou como a instituição precisou mudar os seus focos de atuação para acompanhar a dinâmica setorial, principalmente em termos tecnológicos e de demanda. Esta investigação deixou clara também a complexidade da transição estrutural do setor de telecomunicações nas últimas décadas e os desafios das autoridades competentes para o acompanhamento institucional e político dessas mudanças.

No primeiro recorte temporal considerado (1997-2002), observou-se a ANATEL com o objetivo principal de estabelecer a regulamentação básica dos serviços do setor, como definições de papéis, espaços e regras de conduta para os agentes envolvidos, além de iniciar regulamentações sobre temas como universalização de serviços e introdução e desenvolvimento da competição em diferentes segmentos do setor.

O segundo período (2003-2008) foi marcado, principalmente, pelos esforços da ANATEL para a regulamentação técnica (destacadamente para estruturas/tecnologias/serviços ainda incipientes, mas com grande potencial de crescimento), qualidade dos serviços e avanço no potencial competitivo. Já no terceiro período, a ANATEL teve como foco principal o avanço competitivo dos serviços do setor, com ênfase nos mecanismos de mercado.

Enfim, os desenvolvimentos regulatórios da ANATEL ao longo de sua história mostra algo amplamente distinto do convencional em termos de atuação de agências reguladoras, que historicamente acompanharam setores caracterizados por monopólios naturais ou produção de externalidades relevantes que pouco mudaram estruturalmente ao longo do tempo. O fenômeno da transição estrutural do setor de telecomunicações, por meio principalmente dos avanços tecnológicos e de demanda dos seus serviços, produziu um avanço na capacidade competitiva dos mercados que levou os reguladores a mudarem de perfil, em um caminho no qual, pelo menos do ponto de vista econômico (ainda resta o técnico), os seus serviços podem, em breve, ser tornar desnecessários.

REFERÊNCIAS

ANATEL. **Legislação: Agência Nacional de Telecomunicações**, 2017. Disponível em: <http://www.anatel.gov.br/legislacao/>. Acesso em: 07/08/2017.

BAUMOL, W. J. PANZAR, J. C. WILLIG, R. D. **Contestable markets and the theory of industry structure**. New York: Harcourt Brace Jovanovich, Inc., 1982.

BECKER, G. A theory of competition among pressure groups for political influence, **Quarterly Journal of Economics**, 98(3), pp. 371-400, 1983.

BERNAL FILHO, H. **Meios de acessos à internet**. Tutorias banda larga - Teleco. Disponível em: Disponível em: <http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialmeiosip/>. Acesso em 10/08/17.

BRASIL (2000a). Lei nº 9.998, de 17 de agosto de 2000. Institui o Fundo de Universalização dos Serviços de Telecomunicações. **Diário Oficial da União** - Seção 1 - 18/8/2000, Página 1.

BRASIL (2000b). Lei nº 10.052, de 28 de novembro de 2000. Institui o Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações - FUNTTEL, e dá outras providências. **Diário Oficial da União** - Seção 1 - Eletrônico - 29/11/2000, Página 1.

CORNELIO, J. B. M. **Inovações tecnológicas no setor de telecomunicações no Brasil: desafios e oportunidades do LTE para expansão da telefonia móvel**. FGV-EBAPE, Rio de Janeiro. Dissertação de mestrado, 2011.

CURIEN, N. GENSOLLEN, M. A functional analysis of the network: a prerequisite for deregulating the telecommunications industry. **Annales des Télécommunications**, vol. 42, issue 11, pp. 629-641, 1987.

FIANI, R. Afinal, a quais interesses serve a regulação? **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 13, n. 2 (23), pp. 81-105, 2004.

ITU. **Statistics**, 2017. Disponível em: <http://www.itu.int/en/ITU-D/Statistics/Pages/stat/default.aspx>. Acesso em: 10/08/2017.

JOSKOW, P. L. NOLL, R. C. Regulation in theory and practice: an overview. In: FROMM, G. (Org.). **Studies in Public Regulation**. Cambridge, Mass.: The MIT Press, 1981.

LAFFONT, J. J. TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge, Mass.: The MIT Press, 1993.

MORI, R. L. **A diversificação das empresas de energia elétrica no Brasil: oportunidades e requisitos de entrada no setor de telecomunicações**. IE-UFRJ, Rio de Janeiro. Tese de doutorado, 2011.

NERIS JR. C. P. **A evolução recente do setor de telefonia móvel: oportunidades e restrições para o desenvolvimento endógeno no Brasil**. UNESP/Araraquara, Dissertação de Mestrado, 2013.

NERIS JR. C. P. FUCIDJI, J. R. GOMES, R. Trajetórias tecnológicas da indústria de telefonia móvel: um exame prospectivo de tecnologias emergentes. **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 23, n. 2 (51), pp. 395-431, 2014.

PELTZMAN, S. Toward a more general theory of regulation. **The Journal of Law and Economics**, Chicago, v. 19, p. 211-240, 1976 [Reimpresso em STIGLER, H. J. (Ed.). Chicago Studies in Political Economy. Chicago: The University of Chicago Press, 1988].

STIGLER, G J. The theory of economic regulation. **Bell Journal of Economics and Management Science**, New York, v. 2, n. 1, pp. 1-21, Spring 1971.

A POLÍTICA BRASILEIRA PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E AS CRISES SETORIAIS: UMA INVESTIGAÇÃO SOBRE O PERÍODO 1995-2016

ROBSON LUIS MORI¹

ÁREA TEMÁTICA: ECONOMIA INDUSTRIAL E TECNOLOGIA

RESUMO:

Este artigo investiga a política brasileira para o setor de energia elétrica no período 1995-2016. O principal objetivo é relacionar a condução política dos governos do período com as referidas crises. A metodologia usada é de natureza histórica, observacional e comparativa, com uma abordagem bibliográfica, descritiva e documental. Como principal resultado, o trabalho mostra que as duas grandes crises setoriais do período derivaram de concepções políticas equivocadas (embora amplamente distintas) acerca do papel e do espaço que o estado e o mercado devem ter em um setor com significativas especificidades estruturais e de demanda.

Palavras-chave: Política energética; Crises energéticas; Brasil.

ABSTRACT:

This article investigates the brazilian policy for the electric power sector in the period 1995-2016. The main objective is to relate the political conduct of the governments of the period with the referred crises. The methodology used is historical, observational and comparative, with a bibliographical, descriptive and documentary approach. As a main result, the paper shows that the two major sectoral crises of the period derive from misconceptions (albeit widely different) about the role and space that the state and the market should have in an industry with significant structural and demand specificities.

Key Words: *Energy policy; Energy crises; Brazil.*

¹ Professor Adjunto do Departamento de Economia da UEM - rlmori@uem.br.

1. INTRODUÇÃO

Desde meados da década de 1990, o setor de energia elétrica brasileiro vem passando por profundas mudanças institucionais e regulatórias. Nos governos de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) foi desenvolvida uma ampla reforma institucional, incluindo a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como uma política de maior abertura à iniciativa privada, que contou com a privatização de diversas empresas, principalmente no segmento de distribuição.

Nos governos Luiz Inácio Lula da Silva (2003-2010), por sua vez, dentro de uma concepção política amplamente distinta da anterior, foi apresentado e desenvolvido um novo marco regulatório para o setor de energia elétrica, por meio do qual foram criadas novas instituições visando tornar o setor mais eficiente, principalmente em termos competitivos, de segurança e sociais. Já nos governos Dilma Rousseff (2011-2016), as concepções políticas gerais dos governos Lula para o setor foram mantidas inicialmente. No entanto, a partir de meados de 2012, em um cenário econômico desfavorável, o setor sofreu fortes intervenções diretas do governo (principalmente em termos tarifários), com objetivos macroeconômicos.

Não obstante as intenções e os esforços dos referidos governos, dentro de suas diferentes concepções políticas, para tornar o setor de energia elétrica brasileiro mais eficiente, procurando acompanhar o desenvolvimento dos serviços e as políticas internacionais, o período 1995-2016 foi marcado por duas das maiores crises energéticas da história do país: a deflagrada em 2001, no segundo governo Fernando Henrique Cardoso, e a deflagrada em 2013, no primeiro governo Dilma Rousseff.

Dentro deste contexto, o presente trabalho tem como principal objetivo relacionar a condução política dos respectivos governos no setor de energia elétrica com as referidas crises, considerando as especificidades setoriais, e ressaltar as lições destes eventos para a formulação de políticas futuras.

Visando cumprir o seu objetivo, este trabalho conta com quatro seções, além desta introdução e de suas considerações finais. Na primeira delas é exibido um referencial teórico sobre a discussão *estado versus mercado* no setor de energia elétrica. Na segunda, têm-se os métodos e os materiais utilizados. Na terceira, são apresentadas as principais políticas adotadas nos governos de Fernando Henrique Cardoso, bem como o contexto da crise energética de 2001. Na quarta, são apresentadas as principais políticas adotadas nos governos Lula. Na quinta, são apresentadas as principais políticas adotadas no governo Dilma Rousseff, bem como o contexto da crise energética de 2013.

2. ESTADO VERSUS MERCADO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA: REFERENCIAL TEÓRICO

O debate sobre o papel e o espaço do estado e do mercado no setor de energia elétrica existe desde o surgimento de suas primeiras empresas na segunda metade do século XIX. Com o avanço de suas atividades, no entanto, a necessidade de rápida expansão do serviço, dado o reconhecimento de sua essencialidade, bem como a compreensão de que o setor apresentava diversas particularidades estruturais (como a presença de falhas de mercado naturais e economias de rede), levou a um predomínio do entendimento de que o estado deveria ter um papel central no desenvolvimento do setor. Dentro deste contexto, a maioria dos países adotou, em algum período histórico, regimes de monopólio setoriais servidos por empresas estatais.

Nas últimas décadas, porém, o desenvolvimento de vários fatores acirrou o debate *estado versus mercado* no setor de energia elétrica e, na prática, abriu novos espaços

para a iniciativa privada. Entre eles estão a expansão de novos mercados e diferentes fontes de energia (principalmente limpas e renováveis), a crise fiscal dos estados, o crescimento das empresas privadas no setor, a criação de configurações e políticas de regulação voltadas à competição e o surgimento de influentes teorias sobre o papel e o espaço do estado e do mercado na atividade econômica, tais como as teorias sobre *rent seeking* (TULLOCK, 1967; KRUEGER, 1974; POSNER, 1975), mercados contestáveis (BAUMOL, PANZAR e WILLIG, 1982), grupos de interesse/pressão políticos (PELTZMAN, 1976; BECKER, 1983; LAFFONT e TIROLE, 1993), entre outras.

No setor de energia elétrica, em particular, um marco teórico importante deste debate é o trabalho de Joskow e Schmalensee (1983), que avalia propostas genéricas para a realocação da regulação governamental visando permitir o avanço das forças de mercado. Com base nessas propostas, e considerando que nenhuma delas é capaz de resolver todas as falhas de desempenho do setor, os autores propõem um programa equilibrado de reforma regulatória no curto e no longo prazo. Os autores, a partir de uma análise abrangente das características econômicas, técnicas e institucionais dos modernos sistemas de energia elétrica, enfatizam ainda que analogias casuais com esforços de desregulamentação bem-sucedidos em outros setores da economia são uma base inadequada e potencialmente enganosa para a política pública no setor de energia elétrica, que conta com características econômicas e técnicas bem diferentes das outras indústrias desreguladas.

Já entre os trabalhos empíricos mais relevantes sobre o tema, em um período crucial das reformas setoriais, estão os de Green e Newbery (1992) e Newbery e Pollitt (1997). No primeiro, os autores discutem o funcionamento do setor de energia elétrica britânico pós-privatização, caracterizado pela presença de dois geradores dominantes que ofertam eletricidade em massa para um *pool* não regulamentado. Os autores mostram, neste contexto, que tal configuração, considerada altamente aberta, apresenta um equilíbrio de Nash nos programas de fornecimento com uma alta margem sobre o custo marginal e substanciais perdas de peso morto. Outras simulações, para mostrar o efeito de uma potencial entrada, exibem preços um pouco mais baixos. Já subdividindo os geradores em cinco empresas, os resultados apontam para uma maior eficiência do mercado.

No segundo trabalho, os autores fazem uma análise de custo-benefício social da privatização e reestruturação da Central Electricity Generating Board, que gerou e transmitiu toda a eletricidade da Inglaterra e do País de Gales até 1990. Os principais benefícios observados da privatização são os ganhos de eficiência do gerador, as mudanças para o uso da energia nuclear e as menores emissões. Os principais custos derivam do aumento dos preços da eletricidade importada da França e da restauração da produção por meio de gás. Com base nesses resultados, o trabalho aponta para uma redução de custos permanente nas atividades do setor.

Voltando para uma discussão mais geral sobre o tema, em um novo contexto histórico, Joskow (2008) destaca uma série de fatores que deve fazer parte de uma boa reforma para o setor de energia elétrica, que serve como parâmetro de avaliação para o caso brasileiro. Tais fatores podem ser resumidos da seguinte forma:

1. privatização de monopólios estatais para criação de um sistema orçamentário mais eficiente, bem como de um sistema de incentivos mais robusto para melhorias de desempenho;
2. separação vertical entre os segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização, por exemplo) e os segmentos que deverão permanecer regulamentados (transmissão e distribuição, por exemplo), a fim de evitar a utilização de subsídios cruzados entre negócios regulados e competitivos, bem como políticas discriminatórias que afetem o acesso às redes de transmissão e distribuição;

3. estruturação horizontal do segmento de geração, a fim de criar um número suficiente de geradores concorrentes para mitigar poder de mercado e assegurar que os mercados atacadistas sejam razoavelmente competitivos;
4. integração horizontal de empresas de transmissão e operação de rede em compasso com a expansão geográfica dos mercados atacadistas, bem como a designação de um único operador de rede independente para gerir o funcionamento da rede, satisfazer a demanda, manter os parâmetros físicos da rede (frequência, tensão, estabilidade) e guiar os investimentos em infraestrutura de transmissão;
5. criação de redes de energia e instituições capazes de gerir uma reserva operacional de mercado, para dar suporte ao requerimento de equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, em tempo real, mantendo os parâmetros de eficiência da rede e facilitando transações comerciais entre os agentes do setor;
6. desenvolvimento de instituições do lado da demanda ativas que permitam aos consumidores reagirem às variações dos preços no mercado;
7. regulamentação de instituições de suporte de rede para promover um acesso eficiente de compradores atacadistas e varejistas à rede de transmissão;
8. desagregação de tarifas no varejo, deixando a atividade competitiva a partir de taxas de "entrega" regulamentadas pelo uso de redes de distribuição e transmissão;
9. em mercados em que os *policy-makers* decidirem pela não competição no varejo (por exemplo, para agentes domésticos ou pequenos agentes comerciais), as empresas de distribuição ou fornecedores alternativos devem ter a responsabilidade de oferecer a esses agentes a compra de energia em mercados atacadistas competitivos ou, se assim entenderem, a oportunidade de construirem suas próprias instalações de geração para fornecer fontes de alimentação de energia;
10. criação de agências reguladoras fortes e independentes, com boas informações sobre os custos, qualidade dos serviços e desempenho das empresas que prestam os serviços; e
11. estabelecimento de mecanismos de transição do velho para o novo sistema, compatíveis com o desenvolvimento dos mercados competitivos.

Já com base nas experiências de reformas do setor de energia elétrica realizadas em diversos países nos vinte anos anteriores, Joskow (2008) destaca as seguintes observações:

- a) as reformas têm benefícios potenciais significativos, mas também implicam em custos potenciais significativos se forem implementadas de forma incompleta ou incorreta;
- b) o modelo de reestruturação do setor com base na concepção de mercado dos manuais tradicionais (*textbook model*) é um guia sólido para uma reforma bem sucedida;
- c) afastando-se significativamente do modelo de reestruturação baseado no *textbook model*, as reformas provavelmente conduzirão o setor à problemas de desempenho;
- d) os mercados de energia e auxiliares organizados de forma transparente devem ser integrados com as capacidades de transmissão escassas;
- e) o poder de mercado é um problema potencial significativo nos mercados de eletricidade, mas a cura pode ser pior do que a doença. É preciso lidar com o poder de mercado potencial estrutural de forma *ex ante* ao invés de *ex post*;
- f) as boas instituições de regulação de redes de transporte e distribuição são componentes importantes, mas às vezes negligenciados, no processo de reforma;
- g) a criação de um bom quadro de investimento operacional para o segmento de transmissão é importante, mas continua sendo um desafio significativo em muitos países;
- h) a confiabilidade do sistema, a segurança do suprimento e a adequação dos recursos são variáveis que demandam grande preocupação dos *policy-makers* em quase todos os países;

- i) o desenho do mercado varejista e os termos e condições dos serviços prestados com alguma deficiência pelos operadores históricos têm implicações importantes para o êxito dos programas de concorrência no varejo;
- j) a integração vertical entre a oferta no varejo e a produção é provavelmente uma resposta eficaz às imperfeições dos mercados atacadistas;
- l) a expansão da resposta à demanda nos mercados atacadistas requer mais atenção;
- m) a reforma da eletricidade parece ser um processo contínuo de melhoria, que têm benefícios e custos potenciais; e
- n) é importante a presença de um forte empenho político na reforma.

Enfim, Joskow (2008) mostra que as reformas do setor de energia elétrica devem considerar uma série de especificidades setoriais, que as tornam não triviais. Em outras palavras, a discussão de temas como o papel do estado regulador, a implantação das configurações institucionais e das políticas regulatórias, o papel do estado no planejamento setorial, a capacidade das forças de mercado agirem como mecanismos eficientes de coordenação econômica, principalmente no que tange ao equilíbrio entre oferta e demanda, e até mesmo o papel das políticas setoriais de energia elétrica para o crescimento e o desenvolvimento econômico dos países, entre outros, torna as reformas altamente complexas e, de certa forma, particulares, entre os diferentes países, com distintos históricos setoriais, capacitações institucionais, potenciais de crescimento, objetivos para o setor, etc.

3. MÉTODOS E MATERIAIS

Este trabalho conta com uma metodologia de natureza histórica, observacional e comparativa, com uma abordagem bibliográfica, descritiva e documental. A natureza histórica e observacional é verificada na investigação de acontecimentos ou instituições do passado para verificar as suas influências atuais. Já a comparativa ocupa-se das explicações dos fenômenos, permitindo a análise de dados concretos (LAKATOS e MARCONI, 2007). Os materiais usados no trabalho são artigos científicos, informações institucionais, legislações pertinentes, entre outros. Os trabalhos de base para a identificação de variáveis relevantes de análise e experiências internacionais são, respectivamente, os de Joskow e Schmalensee (1983) e Joskow (2008).

4. A POLÍTICA PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO NOS GOVERNOS FERNANDO HENRIQUE CARDOSO: REFORMA E CRISE

O primeiro governo de Fernando Henrique Cardoso (1995-1998) iniciou um amplo processo de reformas institucionais e regulatórias no setor de energia elétrica brasileiro, tendo como principais objetivos desenvolver um mercado competitivo e de baixo risco, a fim de estimular a redução dos custos e das tarifas dos serviços, melhorar a gestão do setor para propiciar maior eficiência alocativa, garantir a expansão da capacidade instalada do sistema, em um ambiente de estrangulamento fiscal do estado, atrair novos investidores para o setor e reduzir os custos e os impactos ambientais derivados da produção de energia elétrica.

Tais reformas englobaram os diferentes segmentos do setor de energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização), observando as suas particularidades, inclusive com uma desverticalização formal da cadeia produtiva: os segmentos de geração e comercialização, com maior potencial competitivo, passaram a ser alvos de políticas de competição; já os segmentos de transmissão e distribuição, com fortes características de monopólio natural, foram submetidos à políticas regulatórias

específicas. Como preocupação básica em todos os casos, no entanto, estava a necessidade de manter o sistema coordenado, de modo que a prestação dos serviços fosse realizada com a maior eficiência possível. Esta coordenação, por sua vez, foi facilitada pelo predomínio da fonte hidrelétrica na matriz energética do país, que já carrega, em sua essência, a necessidade de um elevado grau de coordenação.

O marco legal inicial deste processo de reestruturação setorial foi a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como Lei de Concessões, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal (BRASIL, 1995). Segundo Pires (1999), esta lei, aplicada ao setor de energia elétrica, possibilitou a implantação do regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão e disciplinou o regime de concessões dos serviços públicos envolvidos, dando suporte, inclusive, à privatização das empresas do setor. Em outras palavras, a lei forneceu a base legal para a participação da atividade privada nos projetos energéticos, estabelecendo regras para tarifas, licitação, autorização e permissão de concessão, etc., além da determinação de cláusulas nos contratos de concessão.

Já as leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 9.648, de 27 de maio de 1998, inauguraram o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. A primeira, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quebrando a tradição que havia se criado no setor de as empresas ficarem subordinadas diretamente ao executivo (por meio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE)². (BRASIL, 1996). Esta subordinação gerava, muitas vezes, objetivos contraditórios, como os de eficiência econômica (âmbito microeconômico), os de controle inflacionário ou de déficit público (âmbito macroeconômico) e os sociais (universalização de serviços, por exemplo).

A segunda, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na condição de órgão de assessoramento da Presidência da República, para a formulação de políticas e diretrizes energéticas (BRASIL, 1997). A terceira, autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS) e de suas subsidiárias, definindo regras de entrada, tarifas, estruturas de mercado, entre outras variáveis relevantes ao processo de reestruturação. Além disso, criou o Operador Nacional do Sistema (ONS), com a responsabilidade de coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) (sistema de coordenação e controle, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil), sob regulação e fiscalização da ANEEL (BRASIL, 1998).

Dentro deste contexto de reformas, o governo brasileiro iniciou também um processo de privatização de empresas do setor de energia elétrica, com os principais objetivos de melhorar a eficiência produtiva, reduzir a dívida pública e resgatar a capacidade de investimento das empresas. A prioridade inicial foi dada às empresas de distribuição, consideradas mais atraentes à iniciativa privada. Foram privatizadas distribuidoras federais (como a Light e a Escelsa) e estimuladas as privatizações de distribuidoras estaduais, com a criação do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE). Mais tarde, ativos federais de geração foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND). Porém, o governo encontrou dificuldades para desenvolver este projeto por conta do ambiente econômico e político desfavorável a partir de 1999 (discutido mais adiante).

2 A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, qualificou a ANEEL, em termos de natureza jurídica, como autarquia especial, o que permitiu ao órgão, embora vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME), usufruir de relativa independência em aspectos como autonomia decisória e financeira, autonomia dos seus gestores, delegação de competência normativa para regulamentar questões técnicas atinentes ao setor e motivação técnica e não política de suas decisões (PIRES, 1999).

As empresas que foram privatizadas no setor de energia elétrica brasileiro entre julho de 1995 e outubro de 1999, bem como algumas informações básicas sobre os eventos (data da venda, principais acionistas dos consórcios vencedores e participação no mercado nacional), estão expostas no Quadro 1:

Quadro 1 – Empresas privatizadas no setor de energia elétrica brasileiro (jul.1995-out. 1999)

Segmentos/Região	Empresa	Data da venda	Principais acionistas	Part. no mercado nacional (%)
Distribuição Sul/Sudeste/Centro-Oeste	Escelsa (ES)	12.07.95	Iven (Brasil)*, GTD (Brasil)	2,2
	Light (RJ)	21.05.96	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	9,0
	Cerj	20.11.96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	2,4
	RGE (RS)	21.10.97	VBC (Brasil), CEA (Estados Unidos)	1,9
	AES Sul (RS)	21.10.97	AES (Estados Unidos)	2,4
	CPFL (SP)	01.11.97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7,1
	Enersul (MS)	19.11.97	Iven (Brasil)*, GTD (Brasil)	1,0
	Cemar (MT)	27.11.97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95
	Metropolitana (SP)	15.04.98	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	13,7
	Elektro (SP)	16.07.98	Enron (Estados Unidos)	4,1
Distribuição Norte/Nordeste	Bandeirante (SP)	17.09.98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (Portugal)	9,2
	Coelba (BA)	01.07.96	Iberdrola (Espanha), Previ (Brasil)	3,3
	Energipe (SE)	01.12.97	Cataguases (Brasil), CMS (Estados Unidos)	0,6
	Cosern (RN)	01.12.97	Iberdrola (Espanha), Previ (Brasil)	0,9
	Coelce (CE)	02.04.98	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	1,9
Geração	Celpa (PA)	01.07.98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2
	Cachoeira Dourada (GO)	05.09.96	Endesa (Chile)	0,03
	Gerasul (SC)**	15.09.98	Tractebel (Bélgica)	6,8
	Paranapanema (SP)**	28.07.99	Duke-Energy (Estados Unidos)	4,9
	Tietê (SP)**	27.10.99	AES (Estados Unidos)	5,6

* A EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25.08.99.

** Participação na geração bruta total (ano 1997).

Fonte: BNDES. Extraído de Pires (1999, p. 147).

Juntamente com este processo de abertura do setor à iniciativa privada, o governo começou a promover a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização por meio de uma série de mecanismos, tais como: estímulos à entrada de novos agentes, no segmento de geração (por exemplo, através de critérios de licitação para a construção de novas plantas e do *status* exigido das operadoras para participação em plantas de geração a serem privatizadas), e de livre escolha do fornecedor de energia elétrica por parte de grandes consumidores, no segmento de comercialização. Já para consolidar um ambiente competitivo no segmento de comercialização, o governo criou também o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), por meio da Lei n. 9.648/98 (regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998), que assumiu a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados (cujas regras básicas foram homologadas pela ANEEL) (PIRES, 1999).

Ao contrário do primeiro mandato, no entanto, o segundo mandato de Fernando Henrique Cardoso (1999-2002) começou com um ambiente econômico e político desfavorável para a sequência das reformas no setor de energia elétrica. Dificuldades

cambiais, taxas de inflação e de juros mais elevadas, entre outros problemas macroeconômicos, interferiram nas expectativas dos agentes para a economia brasileira e prejudicaram o crescimento do país. Dentro deste contexto, a continuidade do programa de desestatização do governo ficou comprometida, o que deixou o setor de energia elétrica brasileiro com uma composição altamente heterogênea em termos de propriedade de capital das empresas, como mostra o Quadro 2.

Quadro 2 – Composição empresarial do setor de energia elétrica brasileiro em termos de propriedade de capital (situação em outubro de 1999)

Propriedade de capital	Atividades	Empresas
Federal	Geração	Itaipu
	Holding e Planejamento	Eletrobrás (RJ)
	Geração	CGTEE (RS)
	Geração e Transmissão (PND)	Furnas (RJ)
	Geração, Transmissão e Distribuição (PND)	Eletronorte (PA), Chesf (BA), Manaus Energia (AM) e Boa Vista Energia (RR)
	Geração e Engenharia Nuclear	Eletronuclear (RJ)
	Transmissão	Eletrosul (SC)
	Distribuição (PND)	Eletroacre (AC), Ceal (AL), Ceron (RO) e Cepisa (PI)
	Pesquisa	Cepel (RJ)
Pública Estadual	Geração	Paraná (SP)
	Geração, Transmissão e Distribuição	CEEE (RS), Copel (PR) e Cemig (MG)
	Transmissão	EPTE (SP)
	Distribuição	Sul/Sudeste/Centro-Oeste: Celesc (SC), Celg (GO) e CEB (DF); Norte/Nordeste: Ceam (AM), Cer (RR), CEA (AP), Celpe (PE), Saelpa (PB) e Cemar (MA).
Municipal	Distribuição	Cenf (RJ) e Cataguases (MG)
Privada	Geração	Gerasul (SC), Paranapanema (SP), Tietê (SP), Serra da Mesa (GO) e Cachoeira Dourada (GO)
	Distribuição	Sul/Sudeste/Centro-Oeste: RGE (RS), AES (RS), CPFL (SP), Elektro (SP), Metropolitana (SP), Bandeirante (SP), Cerj (RJ), Escelsa (ES), Light (RJ), Enersul (MS) e Cemar (MT); Norte/Nordeste: Celtrins (TO), Celpe (PA), Coelba (BA), Energipe (SE), Cosern (RN) e Coelce (CE).

Fonte: BNDES. Extraído de Pires (1999, p. 140).

Além disso, a falta de investimentos no sistema de geração e transmissão, por um lado, e problemas climáticos (falta de chuvas, que provocou uma redução substancial nos reservatórios das hidrelétricas, principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste), por outro, levou o Brasil a uma profunda crise energética. Em meio à crise, o governo decretou um rationamento de energia elétrica no período compreendido entre 01 de junho de 2001 e 01 de março de 2002.

Dada a gravidade e a continuidade dos problemas no setor, o governo resolveu, por meio da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, criar e instalar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), do Conselho de Governo, para o estabelecimento de diretrizes para o enfrentamento da crise energética. A Câmara tinha "(...) o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial decorrentes da atual situação hidrológica crítica para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica" (BRASIL, 2001a).

Já a Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2001, autorizou a União a criar a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) (BRASIL, 2001b). Estabelecida efetivamente pelo Decreto nº 3.900, de 29 de agosto de 2001 (BRASIL,

2001c), suas incumbências envolviam aquisições, arrendamentos, alienações de bens e direitos, celebrações de contratos e práticas de atos destinadas à viabilização do aumento da capacidade de geração e oferta de energia elétrica de qualquer fonte no curto prazo, visando a superação da crise, com o reequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

Em dezembro de 2001, o governo apresentou um novo conjunto de medidas para combater a crise energética. Entre as principais estava a Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, que tratava, entre outros pontos, do rateio dos custos adicionais advindos da crise energética, da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e da autorização para a União emitir títulos da Dívida Pública Federal, o que já havia sido disposto na Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2001 (Art. 1º, Par. 5º) (BRASIL, 2001d).

Junto com essas medidas, o governo realizou uma ampla campanha para estimular a economia de energia, tanto em residências, quanto na indústria. Para manter as usinas emergenciais em operação, o governo criou ainda o chamado seguro-apagão, intitulado oficialmente de Encargo de Capacidade Emergencial (adotado entre março de 2002 e junho de 2006). A política de racionamento incluiu também multas de ultrapassagem de metas e abriu espaço para medidas mais drásticas, caso fossem necessárias, como decretação de feriados, interrupção no fornecimento de energia elétrica durante feriados, sábados e domingos, em horários definidos pelo ONS, e até interrupções no fornecimento de energia de forma diária, em períodos definidos (tais medidas mais drásticas foram observadas, na prática, apenas em casos pontuais).

Dentro deste contexto de profundas dificuldades com a gestão do setor de energia elétrica, no final do segundo governo de Fernando Henrique Cardoso ficava claro que o fator fundamental da crise setorial era o descompasso entre a oferta e a demanda do serviço ao longo da década de 1990. Conforme destaca Tomasquim (2000), entre 1990 e 2000 o consumo do serviço cresceu 49%, enquanto que a capacidade instalada do setor cresceu apenas 35%.

Em outras palavras, a falta de planejamento estatal para investimentos no setor, caracterizado pela presença de ativos que, muitas vezes, requerem longos prazos para entrar em operação produtiva, aliada a uma forte dependência da fonte hidrelétrica na matriz energética, com a incapacidade de sua substituição no curto e a até no médio prazo por fontes alternativas, como a termelétrica, foram as principais causas da crise.

A maior lição deste evento foi a de que, não obstante às mudanças realizadas efetivamente necessárias para o desenvolvimento do setor, tais como as que visaram avanços na integração do sistema e no ambiente competitivo, o planejamento estatal continuava sendo, naquele momento, fundamental para o setor por conta de suas características específicas, principalmente no equilíbrio do mercado (oferta e demanda). Em outras palavras, o governo superestimou a capacidade do mercado em realizar este equilíbrio entre oferta e demanda no setor de energia elétrica.

Nas eleições presidenciais de 2002, a crise do setor de energia elétrica foi um dos principais temas tratados e criticados pelos candidatos de oposição ao governo Fernando Henrique Cardoso. As eleições foram vencidas por um dos seus maiores opositores, Luiz Inácio Lula da Silva.

5. A POLÍTICA PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO NOS GOVERNOS LULA

Dentro de uma concepção política para o setor de energia elétrica amplamente distinta em relação ao seu antecessor, o governo Lula instituiu, logo em fevereiro de 2003, um grupo de trabalho para assessorar as atividades de formulação e implantação de uma

nova reforma setorial. Após um amplo debate com diferentes entes interessados, o governo propôs um modelo de reforma com três objetivos principais: i) garantir a segurança de suprimento de energia elétrica; ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e iii) promover a inserção social no setor elétrico, destacadamente por meio de programas de universalização do serviço (WALVIS e GONÇALVES, p. 37).

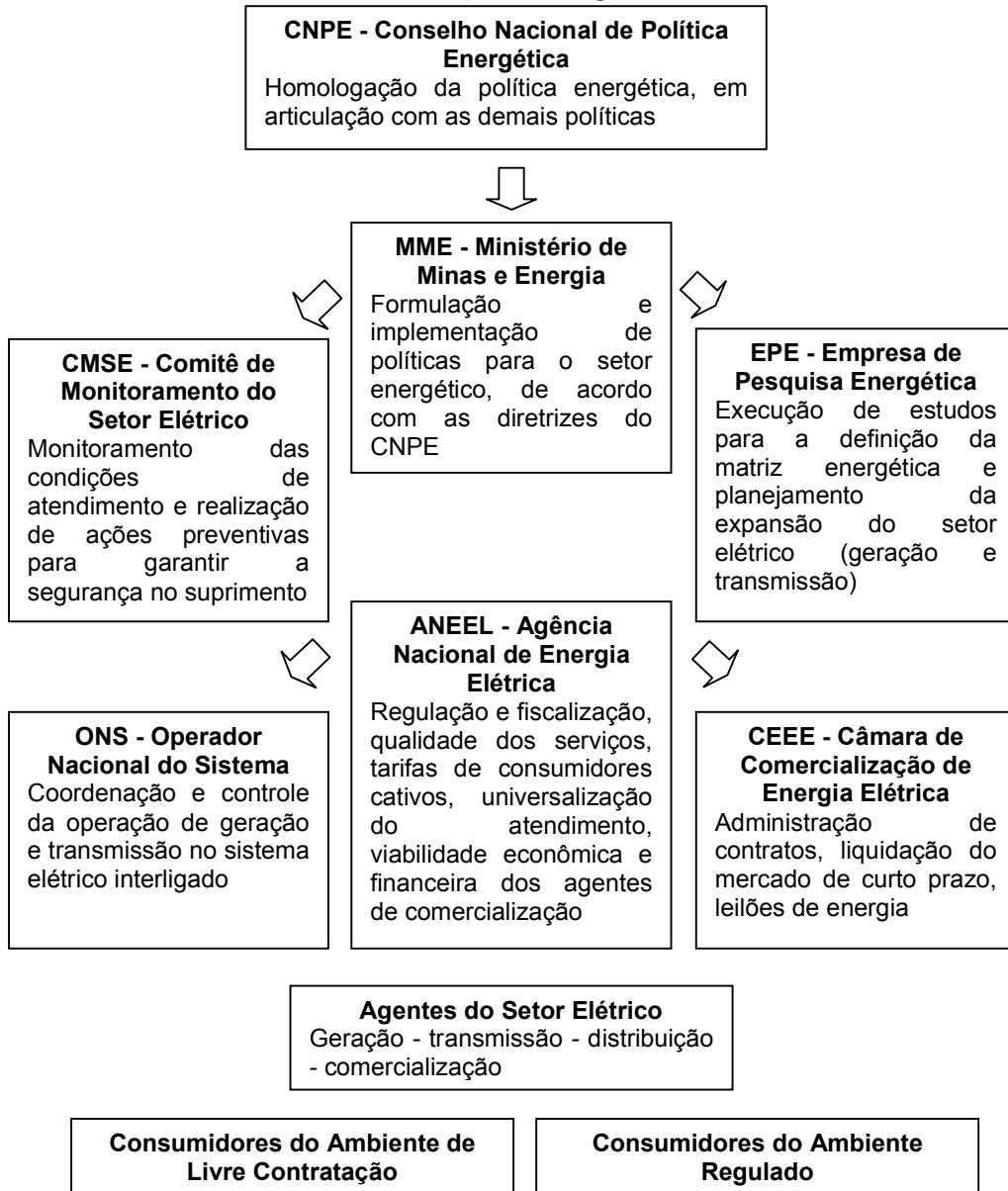
O novo modelo do setor de energia elétrica brasileiro foi implementado por meio das Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, de 11 de dezembro de 2003, convertidas, respectivamente, nas Leis nº 10.848 e nº 10.847, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2003a; 2003b; 2004a; 2004b). A primeira lei alterou os marcos institucional e regulatório do setor, estabelecendo, entre outras mudanças, novas regras de comercialização e de outorga de concessões e autorizações (BRASIL, 2004b).

Uma das principais mudanças estabelecidas pelo modelo foi a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 (BRASIL, 2004c). A CCEE passou, então, a ser responsável pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia elétrica, bem como pelo cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia (CCEE, 2017). Outra novidade importante do modelo foi a autorização da constituição do Comitê de Monitoramento do Setor de Energia Elétrica (CMSE), com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (BRASIL, 2004b), podendo inclusive propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre oferta e demanda dos serviços.

A segunda lei, por sua vez, aprovou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a finalidade de prestar serviços em estudos e pesquisas destinados ao planejamento do setor energético (energia elétrica, petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis, eficiência energética, entre outros segmentos (BRASIL, 2004a).

Com a criação dessas novas instituições, a configuração institucional do setor de energia elétrica brasileiro ficou tal como exposta na Figura 1, que também mostra as atribuições básicas de cada instituição.

Figura 1 - Configuração institucional do setor de energia elétrica brasileiro pós-reforma no primeiro governo Lula



Fonte: Amaral Filho (2007, p. 157).

Conforme o MME, os elementos fundamentais deste novo modelo eram os seguintes: a) retomada do papel do Executivo como poder concedente (na prática, transferência de poder da ANEEL para o MME); b) reestruturação do planejamento setorial de médio e longo prazo, por meio da EPE; c) monitoramento das condições de atendimento dos serviços no curto prazo; d) competição no segmento de geração, com licitação pela menor tarifa; e) redirecionamento para o longo prazo da contratação de energia, compatível com a amortização dos investimentos realizados; f) criação de dois ambientes de contratação de energia, um livre e outro regulado; g) desvinculação do serviço de distribuição com qualquer outra atividade; e h) criação de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, bem como a instituição de um *pool* de contratação (WALVIS e GONÇALVES, 2014, p. 37).

Uma das maiores preocupações do modelo, assim, era com a segurança no provimento dos serviços de energia elétrica. Para isso, o governo especificou uma série de medidas (algumas já observadas, de forma geral, na apresentação da configuração do modelo), tais como:

- i) constituição de uma reserva de segurança para o sistema por meio de licitação, baseada em estudos de planejamento com uma matriz hidrotérmica, visando uma maior segurança do sistema ao menor custo possível;
- ii) exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e agentes livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- iii) contratação de energia, visando à expansão do mercado, com antecedência de três a cinco anos, por meio de contratos de longo prazo;
- iv) criação do CMSE, coordenado pelo MME; e
- v) aperfeiçoamento da governança do ONS, em prol de uma maior segurança do sistema (WALVIS e GONÇALVES, 2014, p. 38).

Outras preocupações relevantes do modelo eram com a alocação eficiente dos recursos e com a modicidade tarifária. Por conta delas, o modelo propôs:

- a) como já destacado, a definição de dois ambientes de contratação de energia, um regulado, envolvendo todos os consumidores cativos e os distribuidores, em que as compras ocorreriam exclusivamente por licitação, a partir do critério de menor tarifa, e outro livre, no qual poderiam participar consumidores livres e comercializadores com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;
- b) a criação da contratação conjunta por todos os distribuidores, na forma de um *pool*, possibilitando economias de escala na compra de energia e uma distribuição mais equilibrada dos riscos e dos benefícios da contratação;
- c) o fornecimento de contratos de suprimento de longo prazo (15 a 20 anos) aos vencedores das licitações com objetivos de expansão da oferta, o que poderia reduzir o custo de financiamento e melhorar as condições de investimento dessas empresas;
- d) o acesso do autoprodutor, do produtor independente e do grande consumidor de energia elétrica aos empreendimentos mais eficientes, o que incentivaria o mercado de livre contratação, bem como a relação entre os dois ambientes de contratação, gerando reflexos positivos em relação aos preços dos serviços;
- e) a competição na geração, que, junto à existência simultânea dos dois ambientes de contratação, poderia proporcionar uma gestão de contratos efetiva, capaz de reduzir riscos do investidor;
- f) a reestruturação do planejamento setorial, com foco no preço, possibilitando a escolha de projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta;
- g) a concessão de licença prévia ambiental como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, capaz de reduzir riscos para o investidor; e
- h) a exigência da desverticalização da distribuição, visando garantir que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos não fossem inseridos de forma indevida na composição tarifária dos respectivos serviços (WALVIS e GONÇALVES, 2014, pp. 38, 39).

No que tange especificamente ao planejamento da expansão do setor elétrico, cabe ressaltar ainda que o novo modelo dividiu-o em três etapas. As duas primeiras, coordenadas pela EPE, e, a última, sob responsabilidade do CMSE. As etapas envolveram, respectivamente: i) planejamento de longo prazo - horizonte temporal de até vinte anos, com ciclos de atividades quadriennais (Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico - PELP); ii) planejamento de médio prazo - horizonte temporal de até dez anos, com ciclos de atividades anuais (Plano Decenal de Expansão - PDE e Programa

Determinativo de Expansão da Transmissão - PDET); e iii) monitoramento das condições de atendimento (WALVIS e GONÇALVES, 2014, p. 41).

Um resumo das principais características deste novo modelo do setor de energia elétrica brasileiro, comparando-o com o modelo implantado pelos governos Fernando Henrique Cardoso e com o modelo usado até 1995, pode ser observado no Quadro 3:

Quadro 3 - Modelos do setor de energia elétrica brasileiro: principais características

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995-2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios – competição inexistente	Competição na geração e na comercialização	Competição na geração e na comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e na comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e na comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre os mercados livre e regulado
Planejamento determinativo – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% do mercado (até dezembro/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserve
Sobras/déficits do balanço energético rateadas entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidadas no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidadas no CEEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as distribuidoras.

Fonte: CCEE (2017).

Com a adoção deste novo modelo para o setor de energia elétrica brasileiro, não foram observadas crises setoriais de alta gravidade no decorrer dos governos Lula (2003-2010). Dentro deste contexto, uma das principais responsáveis pela construção do modelo, a então ministra do MME (de janeiro de 2003 a junho de 2005), Dilma Rousseff, ganhou espaço no governo, assumindo posteriormente o Ministério da Casa Civil (de junho de 2005 a março de 2010) e, em seguida, sendo indicada pelo Partido dos Trabalhadores (PT) para concorrer à sucessão de Lula.

6. A POLÍTICA PARA O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO NOS GOVERNOS DILMA ROUSSEFF: INTERVENÇÃO E CRISE

Com a vitória de Dilma Rousseff nas eleições presidenciais de 2010, o novo governo começou, em linhas gerais, seguindo a política adotada para o setor de energia elétrica pelos governos Lula. A partir de meados de 2012, no entanto, o baixo desempenho econômico brasileiro do período, principalmente relacionado à queda da atividade industrial (que tem no setor de energia um custo relevante), em um período de

renovações de concessões de serviços de energia elétrica, levou o governo Dilma a planejar uma política para a redução dos preços de energia ao consumidor final, com objetivos macroeconômicos.

Dentro deste contexto, o governo editou, em 12 de setembro de 2012, a Medida Provisória nº 579, transformada na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta lei dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e sobre a redução dos encargos setoriais e a modicidade tarifária, tendo como seu principal objetivo reduzir os custos de energia elétrica ao consumidor (BRASIL, 2012; 2013a).

Segundo Costellini e Holanda (2014), as medidas adotadas tornariam possível a redução da tarifa de energia elétrica em 20,2%, em média, para os consumidores. Essas medidas eram:

- i) desoneração de alguns encargos setoriais - o fim da arrecadação da Reserva Global de Reversão (RGR)³ para consumidores, novos empreendimentos de transmissão e concessões prorrogadas ou licitadas, o fim da arrecadação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)⁴ e a redução da arrecadação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)⁵;
- ii) antecipação da prorrogação de concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei nº 8.987/95, que venceriam a partir de 2015 (proposta de antecipação em até cinco anos), com efeito imediato para as concessões que venceriam até 2017 (cerca de 34% da energia contratada na época); e
- iii) aporte de R\$ 3,3 bilhões da União à CDE (que, na prática, passaria a centralizar, em conta única, os recursos da RGR e da CCC), em 2013, para cobrir programas financiados pelos encargos desonerados (um novo aporte de R\$ 3,6 bilhões foi previsto para 2014).

Além disso, no início de 2013 o Tesouro Nacional antecipou receitas futuras que tinha direito pelo financiamento da construção da Usina Hidrelétrica de Itaipu, transferindo mais R\$ 1,9 bilhão à CDE. Já no caso das renovações de contrato, as concessionárias que aceitassem as condições de renovação antecipada teriam o prazo de concessão ampliado para até 30 anos. Haveria ainda uma redistribuição das cotas de energia relativas à parcela de energia das concessionárias de geração que aderissem às condições definidas pela MP 579, que possibilitaria novos contratos com preços mais baixos (COSTELLINI e HOLANDA, 2014).

Ainda de acordo com Costellini e Holanda (2014), a proposta de antecipação dos contratos, no entanto, conseguiu uma adesão das concessionárias de geração de energia elétrica de cerca de apenas 60% do volume inicialmente previsto pelo governo. Com isso, cerca de 10 mil MW de energia ficaram fora da renovação. Essa não adesão das concessionárias teve como efeito a descontratação de distribuidoras de energia elétrica, que tiveram que recorrer ao mercado de curto prazo para atender suas demandas previstas (em um período caracterizado pelo aumento do preço de mercado da energia

3 Encargo do setor elétrico brasileiro, criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pago por empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, bem como financiamento de fontes de energia alternativas e estudos de viabilidade de projetos hidráulicos e de eficiência energética (ANEEL, 2017).

4 Encargo do setor elétrico brasileiro, criado pelo Decreto nº 73.102, de 1973, alterado pelas Leis nº 8.631, de 1993 e nº 12.111, de 2009, e extinto pela Lei nº 12.783, de 2013. Tinha como finalidade ratear os custos relacionados à geração de energia elétrica nos sistemas isolados, geralmente maiores do que a média do sistema (ANEEL, 2017).

5 Encargo setorial, criado pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 4.541/2002, que teve redação alterada pela Lei nº 12.783/2013, pela Medida Provisória nº 12.839/2013 e pela Lei nº 12.839/2013. Pago pelas empresas de distribuição, visa prover recursos para o desenvolvimento energético, para a competitividade da energia elétrica em várias fontes, para a universalização do serviço, para dispêndios da CCC em geração de sistema isolados, entre outros objetivos (ANEEL, 2017).

elétrica no curto prazo devido ao aumento da geração termelétrica, por conta da falta de chuvas).

Além disso, como parte da redução das tarifas viria da redução do custo da energia para as distribuidoras, a não adesão de algumas geradoras à proposta do governo fez com que a previsão inicial de redução das tarifas ao consumidor de 20,2% fosse impossibilitada (o impacto final seria, nessas novas condições, de 16,7%). Com isso, para que a proposta inicial fosse atingida, o governo teria que desembolsar um valor adicional de R\$ 5,1 bilhões em termos de compensação (COSTELLINI e HOLANDA, 2014).

No início de 2013, o cenário hidrológico desfavorável exigiu um aumento da utilização do despacho de termelétricas, que impactou negativamente no fluxo de caixa das concessionárias de distribuição. Para garantir a redução tarifária prometida ao consumidor, neste contexto, o governo publicou o Decreto 7.945, de 7 de março de 2013, no qual decidiu pagar parte deste custo através de aporte de recursos à CDE. Os recursos da CDE poderiam ser repassados às concessionárias de distribuição para: i) neutralizar a exposição das empresas no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e de potência, conforme o Art. 1, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica; e ii) cobrir o custo adicional para as empresas decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão da segurança energética, de acordo com a decisão do CMSE. Ficou definido ainda que os recursos seriam repassados às empresas apenas no ano de 2013 (BRASIL, 2013b).

Com o agravamento do cenário hidrológico ao longo de 2013, no entanto, o despacho das usinas termelétricas aumentou, e, com ele, os valores do Encargo de Serviço do Sistema (ESS energético), que custeia este despacho. O referido custeio, até então pago pelos consumidores, passou a ser dividido com outros agentes do setor, como os próprios geradores termelétricos. Além disso, o governo realizou leilões de energia em 2013 visando reduzir a descontratação de distribuidoras, porém, os resultados ficaram aquém dos esperados (COSTELLINI e HOLANDA, 2014).

A crise energética brasileira agravou-se ainda mais em 2014, ano de nova eleição presidencial. Para a manutenção da política de redução tarifária do governo, neste contexto, seriam necessários repasses do Tesouro Nacional ainda maiores às empresas do setor. Apesar do ambiente econômico desfavorável, o governo ainda realizou algumas medidas nesse sentido, como a publicação do Decreto 8.203, de 7 de março de 2014, que resolveu "*(...) neutralizar a exposição contratual involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013*", bem como homologar, por meio da ANEEL, montantes de recursos à CDE a serem repassados pela Eletrobrás (BRASIL, 2014).

Na prática, o decreto definiu um repasse de R\$ 1,2 bilhão para as distribuidoras, por através da CDE. O governo ainda propôs novos aportes do Tesouro às distribuidoras, por meio, por exemplo, da extensão do Refis (refinanciamento de dívidas com o fisco), do aumento de impostos e de financiamento através da CCEE, que recorreria à bancos públicos e privados para conseguir empréstimos (COSTELLINI e HOLANDA, 2014).

A partir dos últimos meses de 2014, no entanto, principalmente com o término das eleições presidenciais, que marcou a reeleição de Dilma Rousseff, a política tarifária para o setor de energia elétrica brasileiro foi profundamente alterada. Por um lado, a ampliação da utilização de energia das termelétricas pressionou fortemente os preços dos serviços. Por outro, o ambiente econômico cada vez mais desfavorável, com baixo crescimento e uma profunda crise fiscal, impedia o governo de continuar realizando políticas de repasses às empresas do setor para manter tarifas mais baixas. O resultado foi a adoção de uma política voltada para a definição dos preços dos serviços de acordo com as condições de oferta de energia. Um exemplo disso foi a publicação do Decreto nº 8.401,

de fevereiro de 2015, que determinou à CEEE a criação de bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha), considerando as variações relativas dos custos de geração por fonte termelétrica (BRASIL, 2015).

Neste novo contexto, a variação da inflação do setor de energia elétrica brasileiro, medida pelo IPCA-IBGE, em 2014, foi de 17,06%. Já a variação de 2015, foi de 51%. Este índice correspondeu diretamente a 1,5% de toda a inflação brasileira daquele ano (10,67%). Somados os anos de 2014 e 2015, o aumento real dos preços do setor, considerando o mesmo indicador de preços, foi de 50,98% (IBGE, 2017).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os estudos de caso realizados neste trabalho sobre as principais políticas adotadas pelos governos de Fernando Henrique Cardoso, Luiz Inácio Lula da Silva e Dilma Rousseff para o setor de energia elétrica brasileiro mostraram que grande parte dos fatores necessários para uma boa reforma, apontados na literatura econômica, e, em especial, no resumo de JOSKOW (2008), apresentado neste artigo, foram, de alguma forma, contemplados pelos referidos governos. Entre eles estão o *enforcement* político para as reformas, a criação de um órgão regulador independente, a preocupação com a integração do sistema e o esforço para o desenvolvimento da competição.

Não obstante tais esforços, as duas severas crises setoriais que ocorreram no período considerado deixaram lições importantes aos *policy makers* do setor. A primeira crise, no governo Fernando Henrique Cardoso, mostrou claramente que as especificidades setoriais, incluindo as particularidades da própria matriz energética brasileira (no período, com forte predomínio e dependência da fonte hidrelétrica), precisam ser consideradas e que o planejamento estatal nas diferentes dimensões temporais é de fundamental importância para a estabilidade do setor, principalmente no equilíbrio entre oferta e demanda, dado variáveis como o longo prazo para a construção de plantas de energia, o envolvimento de fatores ambientais, a necessidade de segurança jurídica, etc. Em outras palavras, o governo superestimou a capacidade do mercado em auto-regular a complexa e diferenciada relação entre oferta e demanda de energia elétrica no mercado brasileiro.

A segunda crise, no governo Dilma Rousseff, por sua vez, mostrou claramente as implicações que políticas setoriais (de setores estratégicos e com características muito específicas) que transcendem a preocupação com o funcionamento eficiente do mercado em si, mal sucedidas, podem ter no âmbito macroeconômico. Em outras palavras, mostrou que o setor de energia elétrica deve ser planejado politicamente considerando fundamentalmente as suas especificidades funcionais. Políticas com outros fins, além de interferir no complexo equilíbrio das atividades do setor e, por consequência, nas expectativas dos agentes envolvidos, podem ter possíveis efeitos negativos potencializados pela própria dinâmica da atividade setorial.

REFERÊNCIAS

AMARAL FILHO, J. B. S. **A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária.** Tese de Doutorado, IE.Unicamp, Campinas, 2007.

ANEEL. Encargos, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=2#link2>. Acesso em: 14 de agosto de 2017.

BAUMOL, W. J. PANZAR, J. C. WILLIG, R. D. **Contestable markets and the theory of industry structure**. New York: Harcourt Brace Jovanovich, Inc., 1982.

BECKER, G. A theory of competition among pressure groups for political influence. **Quarterly Journal of Economics**, Cambridge, Mass., v. 98, n. 3, p. 371-400, aug., 1983.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos no art. 175 da Constituição Federal, e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas a atividade do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acesso em: 16 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 08 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3520.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001 (2001a). Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2001/2198-5.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.209, de 29 de agosto de 2001 (2001b). Autoriza a União a criar a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2001/2209.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto nº 3.900, de 29 de agosto de 2001 (2001c). Cria a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/D3900.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 (2001d). Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2001/14.htm. Acesso em: 01 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003 (2003a). Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2003/144.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 145, de 11 de dezembro de 2003 (2003b). Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/Antigas_2003/145.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 (2004a). Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm. Acesso em: 11 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (2004b). Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.348, de 26 de abril de 2002, e dá providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 11 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 (2004c). Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. Acesso em: 11 de setembro de 2017.

BRASIL. Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (2013a). Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.247, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/l12783.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto 7.945, de 7 de março de 2013 (2013b). Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de junho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/D7945.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto nº 8.203, de 7 de março de 2014. Altera o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2014/Decreto/D8203.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

BRASIL. Decreto nº 8.401, de 4 fevereiro de 2015. Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias e altera o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8401.htm. Acesso em: 12 de setembro de 2017.

CCEE. Setor elétrico: entenda o modelo brasileiro, 2017. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afrLoop=635622318154201#%40%3F_afrLoop%3D635622318154201%26_adf.ctrl-state%3Dxiojt1nc9_4. Acesso em: 15 de agosto de 2017.

COSTELLINI, C. HOLANDA, L. Setor elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. **Informativo de Energia**. FGV Energia, 2014. Disponível em: <http://fgvenergia.fgv.br/artigos/setor-eletrico-da-mp-579-ao-pacote-financeiro>. Acesso em: 22 de agosto de 2017.

GREEN, R. NEWBERY, D. Competition on the British Electricity Spot Market. **Journal of Political Economic**, 100(5), p. 929-53, 1992.

IBGE. Sistema Nacional de Índice de Preços ao Consumidor, 2017. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultinpc.shtm. Acesso em: 23 de agosto de 2017.

JOSKOW, P. L. Lessons learned from electricity market liberalization. **The Energy Journal**, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, 2008.

JOSKOW, P. L. SCHMALENSEE, R. **Markets for power: an analysis of electrical utility deregulation**. The MIT Press, 1983.

KRUEGER, A. The political economy of the rent seeking society. **The American Economic Review**, v. 64, n. 3, p. 291-303, jun., 1974.

LAFFONT, J.J. TIROLE, J. **A theory of incentives and procurement and regulation**. Cambridge, Mass: The MIT Press, 1993.

LAKATOS, E. M. MARCONI, M. A. **Fundamentos da metodologia científica**, 6^a ed. 5^a reimp. São Paulo: Atlas, 2007.

NEWBERY, D. POLLITT, M. The restructuring and privatization of britain's CEGB – was it worth it? **Journal of Industrial Economics**, 45(3), p. 269-303, 1997.

PELTZMAN, S. Toward a more general theory of regulation. **The Journal of Law and Economics**, v. 19, p. 211-240, 1976.

PIRES, J. C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, dez/1999.

POSNER, R. A. The social costs of monopoly and regulation. **The Journal of Political Economy**, v. 83, n. 4, p. 807-828, aug., 1975.

TOLMASQUIM, M. As origens da crise energética brasileira. **Ambiente e Sociedade**, n. 6-7, Campinas, jan./jun., 2000.

TULLOCK, G. The welfare costs of tariffs, monopolies, and theft. **Western Economic Journal**. 5:3, p. 224-232, jun., 1967.

WALVIS, A. GONÇALVES, E. D. L. Avaliação das reformas recentes do setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. FGV-CERI. **Texto para Discussão**, 2014.

ESTRATÉGIAS DE CRESCIMENTO EMPRESARIAL NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO: OS CASOS DAS ESTATAIS ESTADUAIS CEMIG, COPEL E CELESC

ROBSON LUIS MORI¹

ÁREA TEMÁTICA: ECONOMIA INDUSTRIAL E TECNOLOGIA

RESUMO:

Este artigo investiga as estratégias de crescimento das três maiores empresas estatais estaduais que atuam no setor de energia elétrica brasileiro: CEMIG, COPEL e CELESC. O principal objetivo é exibir como as empresas vêm estabelecendo suas estratégias de crescimento, considerando as mudanças setoriais, os condicionantes institucionais e as disponibilidades específicas de recursos. A metodologia adotada é de natureza bibliográfica, descritiva e documental. Como principais resultados, o trabalho mostra estratégias de crescimento amplamente distintas entre as empresas, explicadas, em parte, por variáveis como ativos disponíveis e condições de mercado, e, em parte, por diferentes perfis de gestão e aspectos políticos.

Palavras-chave: Estratégias de crescimento empresarial; Empresas de energia elétrica brasileiras; Estudos de caso.

ABSTRACT

This article investigates the growth strategies of the three largest state-owned state companies operating in the Brazilian electricity sector: CEMIG, COPEL and CELESC. The main objective is to show how companies have established their growth strategies, considering the sectoral changes, the institutional constraints and the specific availability of resources. The methodology adopted is of bibliographic, descriptive and documentary nature. As main results, the work shows broadly distinct growth strategies among firms, explained in part by variables such as available assets and market conditions, and partly by different management profiles and political aspects.

Key Words: Business growth strategies; Brazilian electric power companies; Case study.

¹ Professor Adjunto do Departamento de Economia da UEM - rlmori@uem.br.

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, as empresas de energia elétrica (EEE) traçaram suas estratégias de crescimento prioritariamente dentro de seus negócios e mercados originais, satisfazendo a expansão da demanda pelos seus serviços. Entre as principais explicações para este comportamento estão as características de serviço público e monopólio natural presentes no setor, principalmente nos segmentos de transmissão e distribuição, que fizeram com que os serviços do setor fossem comumente planejados e desenvolvidos, pelos mais diferentes países, de forma individual e focados em sua atividade básica.

Nas últimas três décadas, no entanto, fatores como a privatização de companhias, a abertura de segmentos do setor à competição, os avanços tecnológicos no setor e em setores correlatos, os desenvolvimentos de mercado e as novas posturas institucionais e regulatórias de diferentes países, incluindo a utilização de políticas para o aumento da competição, vêm modificando este panorama. Por um lado, tais fatores estão abrindo espaços para novos negócios no âmbito das EEE. Por outro, estão exigindo das empresas novas posturas corporativas para lidar com um ambiente de negócios mais complexo, dinâmico e específico.

Dentro desta realidade, o presente trabalho investiga as estratégias de crescimento (em termos de direções de crescimento) das três maiores EEE estatais estaduais que atuam no setor de energia elétrica brasileiro: Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (CEMIG), Companhia Paranaense de Energia S.A. (COPEL) e Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC). O principal objetivo é exibir, de forma comparativa, como as três empresas vêm estabelecendo suas estratégias de crescimento, considerando as mudanças setoriais, os condicionantes institucionais e as disponibilidades específicas de recursos. A fundamentação teórica parte da Visão Baseada em Recursos. Já a metodologia adotada é de natureza bibliográfica, descritiva e documental, considerando os três estudos de caso.

Visando cumprir o seu objetivo, o presente trabalho conta com sete seções, além desta introdução e de suas considerações finais. Na primeira delas é apresentado um referencial teórico sobre o tema. Na segunda, é realizada uma breve revisão de conceitos de estratégias de crescimento empresarial (em termos de direções de crescimento). Na terceira, tais estratégias de crescimento são observadas dentro das características particulares do setor de energia elétrica. Na quarta, têm-se um breve resumo do desenvolvimento do setor no Brasil. Na quinta, são exibidos o método adotado e os materiais utilizados. Na sexta, são apresentados os estudos de caso das empresas CEMIG, COPEL e CELESC. Na sétima, é realizada uma comparação entre os casos.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico básico utilizado para este trabalho é a Visão Baseada em Recursos (VBR), uma abordagem que vem ganhando espaço em trabalhos sobre estratégias de crescimento das firmas. Para os estudos de caso propostos no trabalho, em particular, a VBR mostra-se bastante promissora, uma vez que as empresas do setor de energia elétrica são caracterizadas por atuar em mercados altamente específicos em termos de recursos, apresentando, por exemplo, ativos com longa vida útil, convergentes com ativos de outros setores econômicos e com capacidade de adaptação para a prestação de outros serviços. Estas características setoriais ainda precisam ser observadas no âmbito das profundas reformas que ocorreram no setor nas últimas décadas e que produziram novas oportunidades de negócios para as EEE. Dada a falta

de espaço neste trabalho para uma apresentação mais ampla sobre a VBR, a presente seção destaca apenas as suas concepções mais gerais. Para um estudo aprofundado sobre a abordagem, ver Kretzer e Menezes (2006).

Em seu caráter mais geral, a VBR propõe que os ativos específicos das firmas configuram-se como fontes primárias de geração de vantagens competitivas. Conforme destacam Barney e Hesterly (2014), a VBR tem como unidade fundamental de análise os recursos/capacidades controlados pela firma, que incluem todos os atributos que a capacitam a definir e implementar estratégias. Já para Carvalho, Prevót e Machado (2014), essa abordagem teórica propõe um olhar para dentro das organizações a fim de verificar suas vantagens competitivas a partir de aspectos que, embora fundamentalmente endógenos, podem ser observados por meio da interação da firma com o ambiente, considerando elementos como reputação, relacionamento, etc.

Para Kretzer e Menezes (2006, p. 66):

Tal abordagem considera as competências, as capacidades (*capabilities*) e as habilidades como sendo a base de conhecimento produtivo e organizacional e, por sua vez, a fonte mais importante da vantagem competitiva, da heterogeneidade e do retorno (lucratividade) das firmas, a longo prazo ou de vida longa. O objetivo principal da perspectiva baseada em recursos é explicar a criação, a manutenção e a renovação da vantagem competitiva no que se refere aos recursos do lado da firma (recursos internos). Sua contribuição básica é uma análise minuciosa das condições sob as quais os recursos gerem retornos, ou seja, heterogeneidade, imobilidade e dificuldade de imitação dos ativos estratégicos geradores de retornos para a firma.

Penrose (1959) é sua pioneira e maior referência. Em sua abordagem, a firma é vista como uma coleção de recursos ou um depósito de conhecimentos, sendo que a maioria dos seus recursos produtivos pode ser usada de formas diferentes e para propósitos distintos, o que a torna flexível, em um ambiente incerto e mutável. Desta forma, o crescimento da firma depende da capacidade de sua direção em detectar oportunidades e adequar seus recursos aos produtos que se deseja produzir, podendo ocorrer independente de seu tamanho, utilizando apenas recursos internos, e dentro de um processo de interação dinâmica que lhe permite uma expansão constante de seus limites.

Dentro deste contexto de novas oportunidades de negócios a partir dos ativos estratégicos das firmas, é possível destacar também os trabalhos de Chandler (1962) e Marris (1971). O primeiro, dentro de uma perspectiva histórica, discute a expansão das grandes indústrias e examina o desenvolvimento da moderna descentralização estrutural das grandes corporações por meio de estudos de caso, focalizando quatro grandes firmas, em particular: Du Pont, General Motors, Standard Oil e Sears, Roebuck & Co. Como resultado, apresenta conclusões semelhantes às de Penrose (1959) de que as mudanças nas formas de organização e administração das firmas estão estreitamente relacionadas aos seus objetivos de expansão nos negócios.

O segundo, também procura avançar na realização de conexões mais diretas entre o processo de diversificação das atividades e o crescimento das firmas, pressupondo que a maximização do crescimento da firma é o seu objetivo mais geral e está vinculada diretamente ao processo de diversificação, que, por sua vez, depende do volume de recursos mobilizados para o lançamento de novos produtos. Dentro deste contexto, o autor identifica um limite para o processo de diversificação, uma vez que, para um montante predeterminado de gastos com o lançamento de produtos, a taxa de êxito decrescerá com o aumento do número de novos produtos. A razão implícita para esse decréscimo é que o montante de gasto destinado para cada um dos novos produtos cairá.

Trabalhos na linha neoshumpeteriana também podem ser relacionados à VBR, uma vez que consideram que a evolução da firma não é necessariamente lenta, gradual

ou aleatória, mas determinada pelas competências acumuladas e pela natureza de seus ativos específicos. Com base nesta concepção, a evolução da firma pode admitir a exploração de suas competências centrais conjuntamente com possíveis competências secundárias, que até podem se tornar centrais a partir do surgimento de novas oportunidades tecnológicas.

Um trabalho de referência nesta área é o de Teece et. al. (1994), que busca dar uma fundamentação teórica à coerência corporativa na moderna organização industrial com base na experiência de algumas firmas, levando em consideração aspectos como o desenvolvimento das competências, o aprendizado empresarial (*enterprise learning*), o *path dependency*, os ativos complementares, as oportunidades tecnológicas, a força da competição em produtos e no mercado de capitais e a natureza do ambiente de seleção, que, segundo eles, são essenciais para a explicação da existência da “diversificação coerente”.

Neste trabalho, os autores mostram que as firmas industriais norte-americanas, que cresceram baseadas em suas diversidades produtivas, mantiveram ao longo do tempo uma coerência entre as suas atividades centrais e secundárias, o que vai contra a visão tradicional de que as firmas diversificadas são geralmente incoerentes. De acordo com Teece et. al. (1994), as firmas são coerentes para uma extensão de negócios relacionados, que serão assim reconhecidos se houverem, na linguagem dos autores, economias de operação e/ou de propriedade em comum. Segundo os autores, poucas firmas trabalham no mercado com um único produto e a diversificação é, em muitos casos, simplesmente consequência da diversidade no nível da demanda. Grande parte dessa diversidade é, segundo eles, prontamente acomodada pelo lado da produção.

3. DIREÇÕES DE CRESCIMENTO

Na literatura das ciências empresariais é possível observar uma série de classificações de estratégias de crescimento empresarial em termos de direções de crescimento (ver, por exemplo, Ansoff (1965) e Wright, Kroll e Parnell (2000)). Para este trabalho, no entanto, por simplificação, são consideradas seis opções de direções:

1. penetração de mercado: ocorre quando as firmas procuram aumentar as vendas dos seus produtos (já existentes) em mercados em que já atuam;
2. desenvolvimento de mercado: ocorre quando as firmas procuram vender os seus produtos (já existentes) em mercados em que ainda não atuam;
3. desenvolvimento de produto: ocorre quando as firmas procuram produzir e vender novos produtos no mercado;
4. integração para trás e para frente: ocorre quando as firmas expandem verticalmente suas atividades dentro da cadeia produtiva de sua atividade original (*downstream* ou *upstream*);
5. diversificação concêntrica ou relacionada: ocorre quando as firmas expandem suas atividades para outros segmentos/setores econômicos, porém, com sinergias com a atividade original;
6. diversificação em conglomerado ou não relacionada: ocorre quando as firmas expandem suas atividades para outros segmentos/setores econômicos, sem sinergias com a atividade original.

Todas essas estratégias em termos de direções de crescimento das firmas exibem vantagens e desvantagens. O Quadro 1 apresenta as principais delas.

Quadro 1 - Estratégias de crescimento empresarial (em termos de direções de crescimento): principal(is) vantagem(ns) e desvantagem(ns)

Estratégias	Principal(is) vantagem(ns)	Principal(is) desvantagem(ns)
1. Penetração de mercado	<ul style="list-style-type: none"> - economias de escala (por meio de maior especialização, utilização mais eficiente da estrutura produtiva, canais de distribuição, marca, etc.); - manutenção de competências empresariais restritas. 	- limitação natural do mercado.
2. Desenvolvimento de mercado	<ul style="list-style-type: none"> - aumento do mercado potencial (em atividades relacionadas diretamente à atividade original da empresa), que também pode produzir economias de escala (por exemplo, por meio da exploração mais eficiente da marca). 	<ul style="list-style-type: none"> - necessidade de adaptação às características dos novos mercados (níveis competitivos, formas de organização produtiva, hábitos e gostos de consumidores, entre outras).
3. Desenvolvimento de produto	<ul style="list-style-type: none"> - exploração de novas oportunidades de mercado; - utilização mais eficiente da estrutura (produtiva, de distribuição, de comercialização, da marca, etc.) já existente na empresa. 	<ul style="list-style-type: none"> - possíveis custos adicionais de transação, marketing e propaganda, etc.; - possíveis problemas de aceitação por parte do consumidor, de reação competitiva, etc.
4. Integração para trás e para frente	<ul style="list-style-type: none"> - criação de novos negócios; - redução de custos de transação e riscos de suprimento ineficiente de insumos ou de distribuição ineficiente de produtos pelo mercado; - maior padronização, interoperabilidade e controle na cadeia produtiva; - aproveitamento mais eficiente de tecnologias e/ou de outros recursos comuns; - aumento da habilidade da empresa para diferenciação de produtos e/ou processos de produção. 	<ul style="list-style-type: none"> - limitação natural do mercado; - possíveis perdas de especialização.
5. Diversificação concêntrica ou relacionada	<ul style="list-style-type: none"> - exploração de novas oportunidades de mercado; - maior poder para a empresa lidar com fornecedores e clientes; - maior acesso à canais de distribuição; - maior flexibilidade operacional; - utilização mais eficiente de laboratórios de P&D, da marca, da imagem corporativa, dos ativos em posse da empresa, dos serviços administrativos, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> - possíveis perdas de especialização e de foco; - possíveis custos para a expansão das competências empresariais.
6. Diversificação em conglomerado ou não relacionada	<ul style="list-style-type: none"> - exploração de novas oportunidades de mercado; - utilização mais eficiente da marca e da reputação dos proprietários e gestores da empresa no mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - possíveis perdas de especialização e de foco; - possíveis custos para a expansão das competências empresariais. - ausência de sinergias produtivas.

Fonte: Elaboração própria.

Todas essas vantagens e desvantagens, no entanto, precisam ser observadas de acordo com as características particulares das diversas empresas e mercados. No caso do setor de energia elétrica, em especial, há muitas particularidades que podem interferir nos resultados dessas estratégias. Por isso, a próxima seção trata das estratégias de crescimento empresarial das EEE no contexto particular do setor de energia elétrica.

4. PARTICULARIDADES DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Dadas as muitas particularidades do setor de energia elétrica, são tratadas nesta seção apenas algumas das principais, divididas em duas dimensões: estrutural e de demanda. Na primeira, é possível destacar: i) a prestação de serviço essencial - que pode justificar regras específicas de oferta, como obrigações de continuidade, universalização de serviços, etc.; ii) a presença de falhas de mercado naturais - que pode justificar políticas de regulação para as atividades; iii) ativos caracterizados por custos fixos elevados, custos irrecuperáveis e longa vida útil; iv) dificuldade de armazenamento; v) produção de externalidades negativas relevantes (impactos ambientais); e vi) a necessidade de que a oferta sempre suplante a demanda, considerando os diferentes níveis de demanda de eletricidade ao longo dos períodos.

Além disso, a cadeia produtiva do setor apresenta configurações de mercado diferentes em seus três segmentos básicos: geração, transmissão e distribuição. No primeiro, a existência de diversas fontes (hidrelétrica, termelétrica, biomassa, solar, eólica, nuclear, entre outras) possibilita um ambiente competitivo. No segundo e no terceiro há fortes características de monopólio natural. Assim, tais segmentos devem ser tratados de forma diferente pelas empresas, em suas estratégias de crescimento, e pelas instituições competentes no setor, principalmente as de regulação e de defesa da concorrência.

No que tange à demanda, esta se apresenta com características de exogeneidade e inelasticidade (em relação ao preço). A primeira porque está normalmente atrelada às taxas de crescimento e aos níveis de desenvolvimento das regiões em que as EEE atuam. Países com maiores taxas de crescimento econômico, por exemplo, puxadas pela indústria, tendem a apresentar aumentos significativos na demanda por energia. Já países altamente desenvolvidos, com baixo potencial de crescimento econômico, e usando tecnologias cada vez mais poupadoras de energia, tendem a apresentar aumentos poucos significativos ou até mesmo redução na demanda de eletricidade.

Relacionando as estratégias/direções de crescimento empresarial apresentadas na Seção 3 com estas particularidades do setor de energia elétrica, é possível afirmar que a penetração de mercado fica fortemente condicionada à fatores exógenos para as firmas (desempenho econômico e estágio de desenvolvimento da região onde atua, por exemplo), enquanto que o desenvolvimento de produto é praticamente inexistente no âmbito das empresas por conta da característica de oferta de um monoproduto no setor, a eletricidade. O desenvolvimento de mercado, por sua vez, é uma oportunidade possível, porém, precisa ser observada em meio às diferenças regionais e aos riscos e custos adicionais inerentes a este processo de expansão.

Já o crescimento integrado só é possível se a empresa ainda não estiver verticalmente integrada em sua totalidade e se não existirem restrições regulatórias, muito comuns no setor de energia elétrica por conta de a estratégia propiciar, muitas vezes, maior poder de mercado para as empresas. A diversificação concêntrica e em conglomerado, por sua vez, pode ser uma estratégia interessante para as EEE, porém, também apresenta riscos e custos inerentes à expansão das competências empresariais (normalmente maiores no caso da diversificação em conglomerado).

5. DESENVOLVIMENTO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O desenvolvimento do setor de energia elétrica brasileiro pode ser dividido, de maneira geral, em três fases. A primeira compreende o período inicial de expansão do setor, com suas primeiras empresas, surgidas na década de 1880, com predomínio da iniciativa privada. A expansão do setor nas décadas seguintes atraiu empresas

estrangeiras, como o Grupo Light canadense e a norte-americana America and Foreign Power Company (AMFORP), que se tornaram grandes *players* do setor².

Este modelo de desenvolvimento setorial com base na iniciativa privada e com destaque para empresas estrangeiras começou a ser revisto de forma efetiva a partir da promulgação do Código Nacional de Águas (Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934). Conforme destaca Januzzi (2007), O Código, que marca o início da segunda fase de desenvolvimento do setor, apresentou os seguintes pontos principais: i) incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União, com a concessão de uso tornando-se prerrogativa do Governo Federal; ii) estabelecimento do princípio do serviço pelo custo histórico (lucro limitado, mas assegurado); e iii) nacionalização do serviço (concessão apenas à brasileiros ou à empresas organizadas no Brasil).

Com o nacionalismo do governo Vargas, a nacionalização do setor de energia elétrica brasileiro tomou corpo, por exemplo, com a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, com escopo de atuação em todos os assuntos pertinentes ao setor, e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), visando aproveitar o potencial hidráulico da Cachoeira de Paulo Afonso, construída em 1948 (JANUZZI, 2007). O auge do processo de estatização do setor, no entanto, ocorreu nas décadas de 1950 e 1960, quando foi criada uma série de empresas de energia elétrica estatais nos estados da federação, incluindo as três empresas estudadas neste trabalho.

Foram criadas também, neste período, outras importantes instituições do setor de energia elétrica brasileiro, tais como a Eletrobrás (1964), que passou a atuar como uma *holding* das concessionárias públicas de energia elétrica do governo federal, bem como no planejamento setorial, e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), com o objetivo de realizar estudos hidrológicos, fiscalizar, dar concessões e controlar o aproveitamento dos recursos hídricos do país (JANUZZI, 2007).

O amplo controle estatal do setor de energia elétrica, com a presença de diversas empresas estatais nos vários segmentos do setor, incluindo a construção de algumas das maiores usinas hidrelétricas do mundo, como Itaipu e Tucuruí, permaneceu até o início da década de 1990, quando a crise fiscal do estado, derivada principalmente da crise econômica brasileira da década de 1980, aliado ao avanço das forças políticas neoliberais, levou o governo brasileiro à reestruturação do setor (terceira fase de desenvolvimento do setor).

O processo de reestruturação, que englobou os diferentes segmentos do setor de energia elétrica brasileiro (geração, transmissão, distribuição e comercialização), começou no primeiro governo de Fernando Henrique Cardoso (1995-1998). Os principais marcos legais foram as leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 9.648, de 27 de maio de 1998. A primeira, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o órgão regulador do setor. A segunda, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), visando a formulação de políticas e diretrizes energéticas (PIRES, 1999a; 1999b).

A terceira, autorizou o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS) e de suas subsidiárias, e criou o Operador Nacional

2 O Grupo Light ingressou no Brasil por meio da criação da The São Paulo Tramway Railway, Light and Power Company (1899), cujo objetivo era implantar e operar a primeira linha paulistana de bondes elétricos a partir da energia gerada pela termelétrica da própria companhia, e da The Rio de Janeiro Tramway Railway, Light and Power Company (1904), cujo objetivo era a exploração de praticamente todos os serviços urbanos de utilidade pública (bondes e ônibus, iluminação pública, geração de distribuição de eletricidade, gás canalizado e telefonia) no Rio de Janeiro. Já a AMFORP, subsidiária da Bond and Share Co., chegou ao Brasil em 1927, e rapidamente iniciou um processo de aquisições de várias empresas do setor, chegando, em seu auge de atuação no país, a operar em nove capitais do país, além de cidades como São Gonçalo (RJ), Petrópolis (RJ) e Pelotas (RS) (JANUZZI, 2007).

do Sistema (ONS), para coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) (estabelecido pela ANEEL como um sistema de coordenação e controle para congregar o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil). Outra novidade foi a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Lei n. 9.648/98), com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados (PIRES, 1999a; 1999b).

O processo de privatizações que veio em seguida envolveu tanto distribuidoras federais (como a Light e a Escelsa), quanto estaduais, estimuladas por meio do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE). Mais tarde, ativos federais de geração foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND). Porém, o governo encontrou dificuldades para desenvolver esta parte do projeto por conta do ambiente econômico e político desfavorável a partir de 1999, principalmente devido a problemas macroeconômicos, como dificuldades cambiais e taxas de inflação e de juros mais elevadas. A situação política ficou ainda pior quando, em 2001, dada a falta de investimentos no sistema de geração e transmissão, por um lado, e problemas climáticos (falta de chuvas), por outro, o Brasil sofreu uma profunda crise energética.

Com a eleição de Luiz Inácio Lula da Silva, em 2002, uma nova reforma setorial foi proposta e um novo modelo começou a surgir a partir do final de 2003. Além de não seguir com o processo de privatizações, a nova política setorial apresentou como principais novidades a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para atuar na liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia elétrica, a constituição do Comitê de Monitoramento do Setor de Energia Elétrica (CMSE), para acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país, e a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para prestar serviços em estudos e pesquisas destinados ao planejamento do setor energético.

Do ponto de vista competitivo, a principal novidade do modelo foi a criação de dois ambientes de contratação de energia, um livre e outro regulado, bem como a instituição de um *pool* de contratação. Entre as principais diferenças de postura política em relação ao modelo anterior, é possível destacar uma retomada do papel do Executivo como poder concedente, a reestruturação do planejamento setorial e a criação de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica (WALVIS e GONÇALVES, 2014).

6. MÉTODO E MATERIAIS

Este trabalho conta com uma metodologia de natureza bibliográfica, descritiva e documental, utilizando materiais como artigos científicos, documentos, informações empresariais, etc. São destacados três estudos de caso de empresas em suas estratégias de crescimento empresarial (em termos de direções de crescimento). Os estudos de caso, frequentemente usados na área de ciências sociais aplicadas, são particularmente adequados para trabalhos que objetivam investigar como e o porquê da ocorrência de eventos contemporâneos, caracterizando-se como uma investigação empírica que permite o estudo de um fenômeno contemporâneo em seu contexto real (YIN, 2005).

Os estudos de caso têm como propósito reunir informações detalhadas e sistemáticas sobre um fenômeno (PATTON, 2002), enfatizando entendimentos contextuais e suas representatividades. Como destaca Yin (2005), o estudo de caso pode visar testes da teoria existente, apresentar circunstâncias raras ou exclusivas ou um caso típico ou representativo ou que serve a um propósito, que pode ser revelador ou longitudinal.

Neste trabalho, em particular, os estudos de caso das três maiores empresas estatais estaduais que operam no setor de energia elétrica brasileiro servem ao propósito principal de "revelar" como as estratégias de crescimento são construídas e desenvolvidas no âmbito das corporações, considerando as mudanças setoriais, os condicionantes institucionais e a disponibilidade específica de recursos.

7. ESTUDOS DE CASO

7.1 CEMIG

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) foi criada em 22 de maio de 1952, com a denominação de Centrais Elétricas de Minas Gerais, por determinação do então governador do estado de Minas Gerais, Juscelino Kubitschek de Oliveira. O principal objetivo de Juscelino com tal medida foi desenvolver o até então precário e fragmentado setor de energia elétrica mineiro, de maneira a expandir e melhorar os serviços aos usuários residenciais e comerciais e criar uma base estrutural de energia capaz de sustentar um amplo processo de expansão industrial almejado para o estado (CEMIG, 2017).

Com a criação da companhia, todas as principais empresas existentes no segmento de geração do setor em Minas Gerais até então (exceto a Companhia Força e Luz Cataguases Leopoldina – CFLCL), tais como a Companhia de Eletrificação do Médio Rio Doce (CEARD), a Companhia de Eletrificação do Alto Rio Grande (CEARG), a Central Elétrica de Piau S.A. e o Sistema Elétrico da Usina de Gafanhoto, foram incorporadas pela CEMIG (MURICI, 2001; MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2017; CEMIG, 2017).

Em seus primeiros dez anos de existência, a CEMIG focou seus negócios essencialmente na geração de energia elétrica. Neste contexto, construiu as suas três primeiras usinas: Tronqueiras e Itutinga, em 1955, e Salto Grande, em 1956. Na década de 1960, no entanto, a companhia ingressou no segmento de distribuição do serviço, com a incorporação de empresas regionais e municipais. Consequentemente, avançou, também, no segmento de transmissão do serviço no território mineiro (LENZI, 2015; CEMIG, 2017).

Na década de 1970, a CEMIG apresentou um crescimento substancial nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, acompanhando o forte crescimento econômico brasileiro do período. Dentro desta realidade, em 1973 a companhia assumiu, também, os serviços de energia elétrica da região de Belo Horizonte, por meio da incorporação da Companhia Força e Luz de Minas Gerais. Para reforçar a geração, em 1978 a CEMIG inaugurou ainda a Companhia Hidrelétrica São Simão, a maior da companhia até então (MATTOS, 2004; CEMIG, 2017).

Na década de 1980, a CEMIG continuou avançando seus investimentos no setor de energia elétrica, apesar da crise econômica brasileira do período, entrando, inclusive, no campo da pesquisa de energias alternativas, como a eólica, a solar, a biomassa e o gás natural. Neste contexto, em 1982 a companhia inaugurou a Usina Hidrelétrica de Emborcação, no Rio Paranaíba, a segunda maior da CEMIG até então. Já considerando também um ambiente mais amplo de atuação da CEMIG no setor de energia para os anos seguintes, em 1986 a companhia passou a ser denominada Companhia Energética Minas Gerais (CEMIG, 2017).

A partir daí a CEMIG passou a traçar uma estratégia de crescimento mais ampla, que envolveu suas atividades originais no setor de energia elétrica (segmentos de geração, transmissão e distribuição), outros serviços de energia, como os de gás e a

prestação de serviços diversos, e até mesmo atividades em outros setores de infraestrutura, como o de telecomunicações.

Com este novo escopo de atuação, ainda em 1986 a CEMIG criou a Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), uma subsidiária voltada ao transporte e distribuição de gás, que também passou a contribuir para a diversificação das fontes energéticas usadas pela CEMIG. A Gasmig iniciou suas atividades com a distribuição de biogás extraído da usina do aterro sanitário de Belo Horizonte e, desde então, vem procurando expandir sua área de atuação em Minas Gerais, onde conta, desde de 1993, com uma concessão, em forma de monopólio, para a distribuição de gás canalizado (GASMIG, 2017).

A partir da década de 1990 o Grupo Cemig também começou a explorar outros serviços de energia, em meio ao processo de reformas institucionais e regulatórias ocorrido no setor de energia elétrica brasileiro no período³. Fez parte desta estratégia da companhia, por exemplo, a criação da Efficientia, em 2002, uma subsidiária que presta serviços de soluções energéticas em fontes de energia provenientes de petróleo, carvão mineral, energia elétrica e gás natural, cujos processos permitem substituição entre elas (EFFICIENTIA, 2017).

Ainda na década de 1990, o Grupo Cemig começou a atuar comercialmente também no setor de telecomunicações, no qual já contava com ativos e *expertise* técnico em virtude das atividades internas de telecomunicações desenvolvidas no âmbito da CEMIG. Neste caso, os investimentos mais significativos do Grupo começaram a ocorrer após a reestruturação do setor no Brasil, com a privatização do Sistema Telebrás, ocorrida em julho de 1998, por meio da criação de uma subsidiária específica para os serviços, a Infovias, em 1999. Em 2010, a Infovias passou a ser denominada Cemig Telecom, com o objetivo principal de explorar de forma mais eficiente a marca CEMIG (CEMIG TELECOM, 2017).

Estes investimentos em novas atividades, no entanto, não prejudicaram os investimentos do Grupo Cemig em seus segmentos originais, que, inclusive, apresentaram novidades, como a construção de usinas hidrelétricas em parceria com a iniciativa privada, como no caso da Usina de Igarapava, no Triângulo Mineiro, que entrou em operação em 1998 (LENZI, 2015; CEMIG, 2017).

No período 2000-2002, a CEMIG construiu também as usinas hidrelétricas Porto Estrela, Queimado e Funil, e iniciou a construção de diversas outras usinas hidrelétricas para enfrentar o racionamento de energia que ocorreu no Brasil no período. Neste contexto de crise energética, em 2001 a CEMIG também implantou núcleos de climatologia, geração termelétrica, eficiência energética e energias renováveis (CEMIG, 2017).

Em 2006, a CEMIG participou do consórcio Rio Minas Energia Participações S.A., formado ainda pela Andrade Gutierrez, pelo Banco Pactual e pelo Grupo JLA, que adquiriu, da EDF International S.A. (EDFI), o controle acionário da Light, a centenária distribuidora de energia elétrica que atua na cidade do Rio de Janeiro e em outras cidades fluminenses. Ao todo, o consórcio, com participação igualitária entre os sócios, adquiriu 79,57% do capital social total e votante da Light (FOLHA DE SÃO PAULO, 2006).

A aquisição do “pacote Light” representou para o Grupo Cemig uma série de novos empreendimentos nos segmentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e prestação de serviços diversos de energia, atualmente distribuída entre as seguintes empresas controladas pela *holding* Light S.A.: a) Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light SESA) - distribuição de energia; b) Light Energia S.A. (Light Energia) - geração, transmissão e comercialização de energia renovável; c) Light Esco Prestação de Serviços S.A. (Light Esco) - prestação de serviços de energia e de infraestrutura, eficiência energética, central de água gelada e cogeração; d) LightCom Comercializadora de

³ Para informações sobre a reforma do setor elétrico no período, ver, por exemplo, Pires (1999a; 1999b).

Energia S.A. (LightCom) - comercialização de energia, intermediação de negociações e representação de consultoria para consumidores livres e cativos; e e) Light Soluções em Eletricidade Ltda. (Light Soluções) - serviços de consultoria em engenharia elétrica para empreendimentos de pequeno e médio porte (LIGHT, 2017).

No segmento de transmissão, em 2006, o Grupo Cemig adquiriu participação na Transmissoras Brasileiras de Energia (TBE), que opera linhas de transmissão no Norte e no Sul do Brasil. Além disso, iniciou a construção de uma linha de transmissão no Chile, a Transchile Charrua Transmisión S.A., na qual ficou com participação acionária de 49%. Em 2009, o Grupo Cemig adquiriu, também, a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), e participações em empresas como: Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE, Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP, Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE, Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. e Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. Em 2011 e 2012, o Grupo Cemig adquiriu ainda ações do capital social da União de Transmissoras de Energia Elétrica S.A. – UNISA. Com todos esses investimentos, o Grupo Cemig aumentou substancialmente sua participação no mercado de transmissão de energia elétrica do Brasil, tornando-se a terceira maior transmissora em receita anual permitida do país (CEMIG, 2017).

Nos últimos anos, o Grupo Cemig ainda realizou uma série de investimentos em diferentes áreas, como aquisição de participação societária em parques eólicos no estado do Ceará, com potência total aproximada de 100 MW, participação em projeto de geração de energia no Rio Madeira, criação da Axxiom Soluções Tecnológicas, uma empresa constituída inicialmente por importantes *players* do setor elétrico brasileiro (Concert Technologies S.A., Fir Capital, Leme Engenharia e Nansen S.A. Instrumentos de Precisão, além, é claro, da própria CEMIG), com foco de atuação no fornecimento de soluções de gestão de sistemas (AXXIOM, 2017), participação acionária de 49% na empresa Ativas, que atua como *Managed Service Provider* (MSP), com foco em soluções diferenciadas de TI para o desenvolvimento de negócios de clientes, participação acionária de 9,7% na Usina Hidrelétrica de Belo Monte, controle acionário da Renova Energia S.A., que atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas eólicas, participação em PCHs em Minas Gerais, entre outros (DIÁRIO DO COMÉRCIO, 2011; RENOVA ENERGIA, 2017; CEMIG, 2017).

Dentro deste contexto de expansão, o Grupo Cemig contava, em suas atividades originais, em 2016, com mais de 8 milhões de consumidores, mais de 7 mil funcionários, 774 municípios atendidos, área de concessão de mais de 567 mil km², 121 usinas de geração de energia elétrica em operação, mais de 8,2 mil MW de capacidade instalada, mais de 8,3 mil km de linhas de transmissão, mais de 16,1 mil km de linhas de extensão subterrâneas e mais de 498 mil km de redes de distribuição (CEMIG, 2016).

Já em suas atividades diversificadas, o Grupo Cemig conta, atualmente, com empresas como a Gasmig, com mais de 800 km de gasodutos e atendimento a cerca de 40 municípios mineiros, a Cemig Telecom, com a maior rede óptica para transporte e serviços de telecomunicações de Minas Gerais, e empresas de prestação de serviços diversos de energia, criadas no âmbito da própria CEMIG ou adquirida através do “pacote Light”, tais como a Efficientia, a Axxiom e a Light Esco. Os negócios gerais do Grupo Cemig estão atualmente localizados em 22 estados brasileiros e no Distrito Federal. Ao todo, o grupo conta atualmente com mais de 200 empresas, além de consórcios e fundos de participação (CEMIG, 2017).

Recentemente, devido aos resultados financeiros pouco expressivos da CEMIG, notadamente em 2016 (cujo lucro líquido foi de apenas R\$ 304 milhões - inferior a 10% do lucro líquido médio da companhia nos quatro anos anteriores) (CEMIG, 2016), e às mudanças no perfil da condução política em nível federal principalmente a partir do início do governo Temer, a companhia vem revisando algumas de suas políticas de expansão

realizadas nas últimas décadas, como, por exemplo, a venda dos negócios de transmissão no Chile, e possíveis vendas de empresas ou de ações de empresas, como nos casos da Cemig Telecom e da Light.

7.2 COPEL

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) foi criada em 26 de outubro de 1954, com a denominação de Companhia Paranaense de Energia Elétrica, por determinação do então governador do estado do Paraná, Bento Munhoz da Rocha Netto. O principal objetivo de sua criação foi desenvolver os ainda restritos serviços de energia elétrica no estado, até então providos por companhias atomizadas (PESSALLI e SERRA, 1999; NUNES, 2006; COPEL, 2017).

A partir de 1956, a COPEL passou a centralizar todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos no Paraná, incorporando todos os bens, serviços e obras em poder até então das companhias que atuavam no setor (VALE, 2003; COPEL, 2017).

Na década de 1960, o principal desafio da COPEL foi promover o abastecimento de energia elétrica em larga escala no Paraná. Para cumpri-lo, inicialmente, no segmento de geração, a empresa construiu e pôs em operação uma série de usinas em diferentes regiões do estado, tais como a Usina Termelétrica de Figueira (1963), a Usina Hidrelétrica de Salto Grande do Iguaçu (1967), a Usina Hidrelétrica Julio de Mesquita Filho (Foz do Chopim) (1970), e a Usina Hidrelétrica Governador Parigot de Souza, inicialmente conhecida como Capivari-Cachoeira (1971), a maior em funcionamento no Sul do Brasil até então. Além disso, a COPEL, como uma empresa verticalmente integrada, também investiu fortemente nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica no estado (VALE, 2003; NUNES, 2006; COPEL, 2017).

Em 1979, a COPEL alterou a sua denominação para Companhia Paranaense de Energia, em meio à crise mundial do petróleo e a partir da concepção de que as fontes hidráulicas brasileiras escasseavam e abriam espaço para investimentos em outros segmentos do setor de energia (COPEL, 2017).

As décadas de 1980 e 1990, no entanto, continuaram marcando uma forte expansão da COPEL em suas atividades originais, principalmente por conta da construção das três maiores usinas da companhia, que aumentaram substancialmente a sua capacidade de geração de energia elétrica: a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, anteriormente denominada Foz do Areia (1980); a Usina Hidrelétrica Governador Ney Aminthas de Barros Braga, anteriormente denominada Usina de Segredo (1992); e a Usina Hidrelétrica Governador José Richa, anteriormente denominada Salto Caxias (1999). Ao longo desse período, a COPEL passou a ofertar energia elétrica para praticamente todas as aglomerações urbanas sob sua concessão (VALE, 2003; NUNES, 2006; COPEL, 2017).

Já os negócios da COPEL em outros segmentos do setor de energia começaram a se tornar mais relevantes a partir dos últimos anos da década de 1990, com a criação da Compagas, uma sociedade de economia mista, que atua sob regime de concessão na comercialização e distribuição de gás canalizado no estado do Paraná. A Compagas iniciou suas atividades em outubro de 1998, distribuindo gás de refinaria à indústrias das cidades de Curitiba, Araucária e Campo Largo. Em março de 2000, a empresa passou também a fornecer gás natural aos seus clientes, com a inauguração do Ramal Sul do GASBOL (Gasoduto Bolívia – Brasil). Atualmente, a Compagas conta com uma rede de distribuição de 778 km, que atende mais de 31 mil clientes em 15 municípios

paranaenses. Já sua composição acionária apresenta-se da seguinte forma: COPEL, 51%, Petrobrás, 24,5%, e Mitsui Gás e Energia, 24,5% (COMPAGAS, 2017).

Ainda no segmento de gás, em 1998 a COPEL, em sociedade com a Petrobrás, constituiu a Usina Elétrica a Gás de Araucária - UEG Araucária Ltda., que foi autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para atuar como Produtor Independente de Energia Elétrica na geração e comercialização de energia elétrica em todo o Brasil. Atualmente, com 80% de participação da COPEL e 20% da Petrobrás, a usina atende o mercado de energia elétrica das regiões Sul e Sudeste do país através do Sistema Integrado Nacional (SIN) (UEGA, 2017).

Também em 1998, a COPEL avançou seus negócios para a prestação de diversos serviços de energia, com a criação da Escoelectric, uma empresa multiserviços, idealizada pela COPEL e criada junto à iniciativa privada, especializada na gestão de atividades operacionais e no desenvolvimento de soluções técnicas inteligentes. A COPEL ainda criou, nos anos seguintes, outras empresas de serviços, como a Copel-Ameç Ltda. e a Carbocampel S.A. A primeira, para a oferta de serviços de engenharia, desde a fase de planejamento e estudos de viabilidade de obras de infraestrutura, até o fornecimento de pacotes completos de *Engineering, Procurement and Construction (EPC)* e de *Owner's Engineering*. A segunda, para a exploração comercial, sob regime de concessão de bem público, da mina de carvão mineral localizada no município de Sapopema, no estado do Paraná (COPEL, 2017).

No mesmo período, a COPEL expandiu também a sua atenção para dois outros setores de infraestrutura: telecomunicações e saneamento básico. Em telecomunicações, as atividades iniciais da COPEL remontam ainda à década de 1970, quando foi criada na companhia uma área de telecomunicações responsável para o atendimento das necessidades de operação dos sistemas de transmissão e distribuição de energia. Em maio de 1998, no entanto, em meio às profundas reformas do setor de telecomunicações brasileiro, a COPEL se tornou a primeira empresa do setor de energia elétrica do país a obter licença da Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) para a prestação de serviços especializados em telecomunicações, atendendo seu primeiro cliente em 1999. Em 2001, no bojo de importantes mudanças organizacionais realizadas pela companhia, em meio ao processo de reformas do setor de energia elétrica brasileiro, foi criada a Copel Telecomunicações S.A. (Copel Telecom), uma empresa subsidiária, com 100% de propriedade da COPEL, para atuar no mercado de telecomunicações e, ao mesmo tempo, atender a demanda interna de serviços de telecomunicações da COPEL (COPEL TELECOM, 2017).

Atualmente, a Copel Telecom, além de suprir as necessidades de telecomunicações da COPEL, presta serviços de transporte, rede e internet para operadoras de telecomunicações, de comunicação e de multimídia, e para grandes e médias empresas do Paraná, interligando-o com a maior rede óptica do estado. Além disso, avança seus negócios para o mercado residencial. No final de 2015, a empresa contava com 18.242 km de cabos ópticos de acesso urbano e 9.868 km de cabos ópticos interurbanos, presentes em todos os 399 municípios do Paraná, em 4 municípios de São Paulo, em 2 municípios de Santa Catarina e em 1 município de Mato Grosso. Por meio desta rede, a empresa atendia 43,0 mil clientes corporativos e residenciais (em 2014, eram 21,7 mil, e, em 2013, 8,2 mil) (COPEL TELECOM, 2017).

Em 1998, a COPEL também adquiriu, no setor de telecomunicações, participação acionária (de 45%) na Sercomtel, uma operadora de telecomunicações, fundada na década de 1960, na cidade de Londrina, pela prefeitura do município⁴, que oferece serviços como telefonia fixa convencional, telefonia celular e banda larga para acesso à

⁴A Prefeitura Municipal de Londrina continua sendo a acionista majoritária da Sercomtel, com 45,9% das ações (55% das ações com direito a voto) (SERCOMTEL, 2016).

internet (em parceria com a própria COPEL) em diversas cidades paranaenses (SERCOMTEL, 2017).

No setor de saneamento básico, a COPEL, também em 1998, adquiriu participação acionária na Saneamento do Paraná (Sanepar), a companhia de saneamento básico, controlada pelo Governo do Estado do Paraná, responsável pela distribuição de água e tratamento de esgoto na grande maioria das cidades paranaenses. Atualmente, a COPEL possui 8,79% das ações totais da Sanepar (SANEPAR, 2017).

Dentro deste contexto de expansão, a COPEL conta atualmente, em suas atividades originais, com um parque gerador de 29 usinas próprias, das quais 16 são hidrelétricas, 1 termelétrica e 12 eólicas, somando uma capacidade instalada total de 4.838,1 *megawatts*, uma rede de transmissão de 2.521,2 km de linhas, com 35 subestações, e uma rede de distribuição de mais de 190 mil km e 361 subestações, que oferecem serviços de energia elétrica para cerca de 4,5 milhões de usuários (COPEL, 2017).

Já em suas atividades diversificadas, a COPEL conta atualmente com participações em empresas do setor de energia, como a Compagas (segmento de gás), bem como em empresas nos setores de telecomunicações e saneamento básico (Copel Telecom, Sercomtel e Sanepar) (COPEL, 2017). Todas essas empresas têm os seus negócios focados na região de atuação original da COPEL.

7.3 CELESC

A Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) foi criada em 9 de dezembro de 1955, pelo então governador do estado de Santa Catarina, Irineu Bornhausen. Sua principal atribuição inicial foi planejar, construir e explorar o sistema de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica do estado, operando diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou empresas autorizadas. Já o seu principal objetivo inicial foi semelhante ao das demais empresas estatais estaduais criadas no período: promover um rápido desenvolvimento do setor em sua área de atuação (TEODORO, 2006; CELESC, 2017).

A CELESC iniciou suas atividades como um órgão de planejamento do governo de Santa Catarina, mas, a partir da década de 1960, incorporou várias empresas locais do setor e inaugurou diversas usinas hidrelétricas. Entre 1961 e 1962, por exemplo, passaram a fazer parte da CELESC, como suas subsidiárias, as seguintes empresas: Cia. Pery de Eletricidade S.A. de Curitibanos - CIPEL, Cia. Oeste de Eletricidade de Concórdia - Ciaoeste, Cia. Serrana de Eletricidade S.A. de Lages - Cotel e Empresa Força e Luz de Santa Catarina S.A., de Blumenau. Anos mais tarde ainda foram incorporadas as empresas Força e Luz São Francisco S.A. e Concessionária Francisco Lindner. Já no segmento de transmissão, o destaque da companhia no período foi a construção da Linha de Transmissão Tubarão - Lages - Herval do Oeste - Xanxerê, e da linha Tronco Norte, entre as subestações Joinville, São Bento, Rio Negrinho, Mafra e Canoinhas (MAY, 1999; TEODORO, 2006; CELESC, 2017).

Entre 1968 e 1973, no período do "milagre econômico" brasileiro, caracterizado, principalmente, pelo crescimento dos setores de infraestrutura no Brasil, a CELESC expandiu fortemente suas atividades, incorporando, por exemplo, os serviços de distribuição de energia elétrica dos municípios de Laguna e Caçador. Em 1974, a companhia também iniciou o processo de incorporação da empresa Força e Luz de Chapecó S.A. Ainda na década de 1970, a CELESC assinou um contrato com a Eletrosul, a Cia. Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE) e a COPEL para receber energia elétrica de Itaipu (MAY, 1979; TEODORO, 2006; CELESC, 2017).

Na década de 1980, em uma conjuntura econômica bem diferente da observada na década anterior, a CELESC expandiu suas iniciativas para o desenvolvimento da eletrificação rural. Para isso, foram incorporadas as empresas/cooperativas: Eletricidade Luz e Força de Araranguá S.A., Vale do Chapecó, Vale do Itajaí e Vale do Rio do Peixe, Cia. Docas de Imbituba e Força e Luz Criciúma S.A. (TEODORO, 2006; CELESC, 2017).

Ao longo das décadas de 1980 e 1990, a CELESC acompanhou o crescimento da demanda pelo serviço de energia elétrica em Santa Catarina, expandindo suas redes de transmissão (como no caso das linhas que ligaram as subestações Blumenau, Guaramirim e Jaraguá do Sul, fechando o anel elétrico em Joinville) e de distribuição. No final da década de 1990, a companhia ainda adquiriu participações acionárias minoritárias em algumas empresas, tais como: Empresa Catarinense de Transmissão de Energia (ECTE), Dona Francisca Energética S.A. (DFESA), Companhia de Água e Saneamento (CASAN), Machadinho Energética S.A. (MAESA) e Energética Campos Novos S.A. (ENERCAN) (TEODORO, 2006; CELESC, 2017).

Já em 2006, em atendimento às exigências do novo modelo do setor de energia elétrica brasileiro, a CELESC foi estruturada em uma *holding*, com duas subsidiárias integrais: Celesc Geração S.A. e Celesc Distribuição S.A., mantendo participações nas empresas: DFESA, ECTE, CASAN, entre outras. Em 2007, a CELESC ampliou o seu portfólio de negócios, adquirindo o controle da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), que detém concessão para a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado em todo o estado de Santa Catarina desde 28 de março de 1994 (contrato firmado para um prazo de vigência de 50 anos) (CELESC, 2017).

Atualmente, a Celesc Geração conta com 16 pequenas hidrelétricas (PCHs), sendo 12 próprias e 4 com sócios privados (outras 3 estão em construção). A capacidade atual instalada é de 126 MW e deve chegar a 1 GW com os projetos de repotenciação e ampliação que devem ser concluídos até 2030. Já a Celesc Distribuição atualmente fornece energia para cerca de 2,8 milhões de unidades consumidoras em 258 dos 297 municípios do estado de Santa Catarina, além do município de Rio Negro, no estado do Paraná (CELESC, 2017).

8. OS CASOS COMPARADOS

Utilizando as informações apresentadas nos estudos de caso da seção anterior, a presente seção exibe, de forma esquemática, uma comparação entre os casos. Para isto é usado o Quadro 2, que resume as estratégias de crescimento (em termos de direções de crescimento) das EEE estudadas, de acordo com a classificação destas estratégias proposta na Seção 3:

Quadro 2 - Estratégias de crescimento empresarial (em termos de direções de crescimento) das EEE: casos comparados

Estratégias	CEMIG	COPEL	CELESC
1. Penetração de mercado	Muito usada nas primeiras décadas de atuação da empresa em função da incipiente e da precariedade de seu mercado. Atualmente, com a oferta do serviço praticamente universalizada na área de atuação da empresa, a estratégia acompanha o ritmo de crescimento do setor.	Muito usada nas primeiras décadas de atuação da empresa em função da incipiente e da precariedade de seu mercado. Atualmente, com a oferta do serviço praticamente universalizada na área de atuação da empresa, a estratégia acompanha o ritmo de crescimento do setor.	Muito usada nas primeiras décadas de atuação da empresa em função da incipiente e da precariedade de seu mercado. Atualmente, com a oferta do serviço praticamente universalizada na área de atuação da empresa, a estratégia acompanha o ritmo de crescimento do setor.
2. Desenvolvimento de produto	Amplamente dificultada no setor em função das características de oferta de um monoproduto - a eletricidade.	Amplamente dificultada no setor em função das características de oferta de um monoproduto - a eletricidade.	Amplamente dificultada no setor em função das características de oferta de um monoproduto - a eletricidade.
3. Desenvolvimento de mercado	Amplamente usada nos últimos anos nos diferentes segmentos do setor, aproveitando-se da abertura dos mercados possibilitada pelas reformas institucionais e regulatórias realizadas no setor a partir da década de 1990. São exemplos disso a participação da empresa em companhias/empreendimentos como Light, Usina de Belo Monte, TBE, TAESA e até mesmo em negócios no Chile.	Nenhum negócio relevante foi observado.	Nenhum negócio relevante foi observado.
4. Integração para trás e para frente	Amplamente usada nos primeiros anos de atuação da empresa dentro da concepção de construção de uma companhia de energia elétrica verticalmente integrada em sua região de origem. Dada a consolidação desta integração, no entanto, as oportunidades de negócios tornaram-se muito reduzidas nos últimos anos. Como os negócios da empresa em outras regiões são normalmente pontuais, a estratégia vem sendo pouco explorada no período recente.	Amplamente usada nos primeiros anos de atuação da empresa dentro da concepção de construção de uma companhia de energia elétrica verticalmente integrada em sua região de origem. Dada a consolidação desta integração, no entanto, as oportunidades de negócios tornaram-se muito reduzidas nos últimos anos.	Amplamente usada nos primeiros anos de atuação da empresa dentro da concepção de construção de uma companhia de energia elétrica verticalmente integrada em sua região de origem. Dada a consolidação desta integração, no entanto, as oportunidades de negócios tornaram-se muito reduzidas nos últimos anos.
5. Diversificação concêntrica	Usada desde a década de 1980 em serviços do próprio setor de energia, como gás (através da Gasmig) e prestação de serviços diversos de energia (através de empresas como Efficientia, Axxion, Light Esco, etc.), quanto em telecomunicações (através da Cemig Telecom e da Ativas).	Usada desde a década de 1980 tanto em serviços do próprio setor de energia, como gás (através da Compagas), quanto em outros setores de infraestrutura, como telecomunicações (através da Copel Telecom e da Sercomtel) e saneamento básico (através da Sanepar).	Usada nos últimos anos no segmento de gás.
6. Diversificação em conglomerado	Nenhum negócio relevante foi observado.	Nenhum negócio relevante foi observado.	Nenhum negócio relevante foi observado.

Fonte: Elaboração própria.

Como exibe o Quadro 2, extraindo as estratégias de crescimento empresarial restrinidas pelas próprias características estruturais e de demanda do setor de energia elétrica (penetração de mercado e desenvolvimento de produto), e, portanto, com dificuldades comuns para as três EEE estudadas, bem como a estratégia de diversificação em conglomerado, na qual não foi observado nenhum negócio relevante no âmbito das empresas, as outras estratégias foram trabalhadas de formas distintas pelas EEE.

Em termos de desenvolvimento de mercado, a CEMIG adotou uma estratégia mais agressiva do que as demais, ampliando fortemente seus mercados nos diferentes segmentos do setor. Atualmente, grande parte dos negócios da companhia transcende as fronteiras de seu estado de origem, Minas Gerais. Já a COPEL e a CELESC não apresentam em seus históricos corporativos estratégias relevantes de expansão de atividades para além de suas regiões de atuação originais.

Com relação à integração vertical para trás ou para frente, CEMIG, COPEL e CELESC, de acordo com os próprios propósitos/objetivos pelos quais foram criadas, realizaram estratégias agressivas nos seus primeiros anos de atuação no mercado, absorvendo uma série de empresas que atuavam no setor e realizando elevados investimentos para crescerem de forma verticalmente integrada em suas respectivas regiões (contribuiu para isto, também, principalmente nos casos da CEMIG e da COPEL, o potencial hidrelétrico de suas regiões originais). Com as companhias verticalmente integradas (principalmente CEMIG e COPEL), no entanto, as oportunidades de crescimento em novos negócios na cadeia produtiva do setor em suas regiões originais praticamente desapareceram. Já em outros mercados, principalmente no caso CEMIG (uma vez que os negócios da COPEL e da CELESC são focados em suas regiões originais), não são observadas estratégias relevantes para crescimento integrado (os negócios são normalmente pontuais).

Já em termos de diversificação concêntrica, observa-se que CEMIG, COPEL e CELESC usaram a estratégia principalmente a partir da segunda metade da década de 1990, criando ou expandindo negócios dentro e fora do setor de energia elétrica. As duas primeiras companhias desenvolveram negócios nos mercados de gás, diversos serviços de eletricidade e telecomunicações. A COPEL ainda ingressou no mercado de saneamento básico. Já a CELESC apresentou negócios menos significativos, com participação nos mercados de gás e saneamento básico.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os estudos de caso realizados no presente trabalho mostraram que as três maiores empresas estatais estaduais que atuam no setor de energia elétrica brasileiro apresentaram comportamentos bem distintos em termos de estratégias de crescimento (no sentido de direções de crescimento) nas últimas décadas. A CEMIG optou tanto por uma estratégia de crescimento em seus negócios originais em diferentes mercados (sendo de forma verticalmente integrada em sua região de atuação original), quanto pela expansão de negócios diversificados em sua área de atuação original e até fora dela, como nas áreas de gás, prestação de diversos serviços de energia e telecomunicações.

A COPEL, por sua vez, além dos negócios (verticalmente integrados) na área de atuação original, decidiu avançar suas atividades para áreas diversas, tais como as de gás, prestação de serviços de energia, telecomunicações (inclusive visando o mercado varejista residencial) e saneamento básico, porém, focando em sua região de atuação original. Já a CELESC apresentou uma estratégia de crescimento relativamente menos focada na integração vertical, principalmente pela falta de recursos hidrelétricos em sua região de atuação original, e mais conservadora em termos de diversificação de

atividades, exibindo apenas negócios pontuais no segmento de gás e no setor de saneamento básico.

Com base nestas informações e considerando a referência teórica da VBR proposta para o presente trabalho, é possível concluir-lo destacando que algumas variáveis relacionadas à ativos específicos ou à características de mercados originais foram relevantes para a definição de determinadas estratégias de crescimento das empresas estudadas. Uma delas é a própria capacidade de geração de energia no âmbito das regiões de atuação originais das companhias, que possibilitaram à CEMIG e à COPEL, em contraposição à CELESC, condições mais favoráveis para o desenvolvimento de estratégias de crescimento de forma verticalmente integrada.

Outro exemplo interessante neste sentido pode ser observado no caso dos negócios em telecomunicações. A explicação de a COPEL ser a única a avançar suas atividades para o mercado varejista residencial passa pela *expertise* obtida pela companhia no setor em suas atividades internas, pela maior densidade demográfica de sua região de atuação, pela oportunidade de atuar em conjunto com a SERCOMTEL em várias regiões paranaenses, entre outras variáveis. Já no mercado de gás, as oportunidades de negócios dependem fortemente das concentrações urbanas, atribuindo vantagens para a CEMIG e a COPEL, em contraposição à CELESC, dadas as aglomerações das regiões de Belo Horizonte e Curitiba.

Outras estratégias de crescimento empresarial observadas neste trabalho, no entanto, não apresentaram relações claras com variáveis relacionadas aos ativos específicos das companhias ou às características de seus mercados originais, embora estivessem relacionadas, de alguma forma, às atividades originais das mesmas. Alguns exemplos disso são os negócios da CEMIG no segmento de transmissão de energia no Chile (vendidos em setembro de 2016) e no segmento de distribuição no âmbito da Light, cuja participação acionária foi colocada à venda em junho de 2017.

Em suma, uma parte significativa dos negócios desenvolvidos pelas empresas CEMIG, COPEL e CELESC nas últimas décadas mostraram relação com os ativos disponíveis nas companhias, bem como com as características de seus mercados originais. No entanto, as diferenças relevantes nas estratégias de expansão de negócios (principalmente em termos de desenvolvimento de mercado e de diversificação de atividades concêntricas) entre as companhias (a CEMIG, mais agressiva, a COPEL, em uma posição intermediária, e a CELESC, mais conservadora) mostraram que perfis de gestão, com aspectos políticos, são importantes para a compreensão do desenvolvimento dos negócios destas companhias.

REFERÊNCIAS

ANSOFF, H. I. **Corporate strategy: an analytic approach of business policy for growth and expansion.** New York, McGraw-Hill, 1965.

AXXION. A Axxiom, 2017. Disponível em: <<http://www.axxiom.com.br/pt-br/aAxxiom.html>>. Acesso em: 24/08/2017.

BARNEY, J. B. HESTERLY, W. S. **Administração estratégica e vantagem comparativa: conceitos e casos.** São Paulo: Pearson, 3. ed., 2014.

CARVALHO, D. M. PRÉVOT, F. MACHADO, J. A. D. O uso da teoria da visão baseada em recursos em propriedades rurais: uma revisão sistemática da literatura. **Revista de Administração (RAUSP)**, São Paulo, v. 49, n. 3, p. 506-518, 2014.

CELESC. A Celesc, 2017. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-holding>>. Acesso em: 24/08/2017.

CEMIG. A Cemig, 2017. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 25/08/2017.

CEMIG. Relatório Anual e de Sustentabilidade 2016, 2016. Disponível em: <<http://relatorio2016.cemig.com.br/#/0>>. Acesso em: 25/08/2017.

CEMIG TELECOM. Sobre, 2017. Disponível em: <<http://www.cemigtelecom.com/>>. Acesso em: 22/08/2017.

CHANDLER, A. *Strategy and Structure: Chapters in the History of the American Industrial Enterprise*. The MIT Press, 1962.

COMPAGAS. A Compagas, 2017. Disponível em: <<http://www.compagas.com.br/>>. Acesso em: 22/08/2017.

COPEL. A Copel, 2017. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/acopel/>>. Acesso em: 24/08/2017.

COPEL TELECOM. Quem é a Copel Telecom, 2017. Disponível em: <<http://www.copeltelecom.com/site/copel-telecom/>>. Acesso em: 23/08/2017.

DIÁRIO DO COMÉRCIO. Cemig confirma entrada em Belo Monte, 27/10/2011. Disponível em: <<http://www.diariodocomercio.com.br/noticia.php?id=32813>>. Acesso em: 25/08/2017.

EFFICIENTIA. A Efficientia, 2017. Disponível em: <<http://www.efficientia.com.br/Paginas/a-efficientia.aspx>>. Acesso em: 22/08/2017.

FOLHA DE SÃO PAULO. Cemig compra Light por US\$ 300 milhões, 29/03/2006. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2903200622.htm>>. Acesso em: 22/08/2017.

GASMIG. Institucional, 2017. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br/Institucional/Paginas/Gasmig.aspx>>. Acesso em: 22/08/2017.

JANUZZI, A. C. *Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor*. Dissertação de mestrado, ENE-UNB, Brasília, 2007.

KRETZER, J. MENEZES, E. A. A importância da Visão Baseada em Recursos na explicação da vantagem competitiva. **Revista de Economia Mackenzie**, v. 4, n. 4, p. 63-87, 2006.

LENZI, C. *Capacidades dinâmicas no setor de geração de energia elétrica no Brasil: o caso da Cemig*. Dissertação de mestrado. Faculdade de Administração, Contabilidade e Economia, PUCRS, Porto Alegre, 2015.

LIGHT. Grupo Light, 2017. Disponível em: <<http://www.light.com.br/grupo-light/SitePages/default.aspx>>. Acesso em: 24/08/2017.

MARRIS, R. The modern corporation and economic theory. In: MARRIS, R. WOOD, A. (Orgs.). **The corporate economic: growth, competition and economic potential**, Londres, MacMillan, 1971.

MATTOS, L. B. **Demanda de energia elétrica no estado de Minas Gerais: 1970/2002**. Tese de doutorado, Economia Aplicada, UFV, Viçosa, 2004.

MAY, P. B. **A implantação de modelos de gestão em uma empresa pública: o modelo de gestão participativa e o modelo de controle da qualidade total na Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC**. Dissertação de mestrado, Engenharia da Produção UFSC, 1999.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. Políticas de governo e empresas públicas (1948-1963). Disponível em: <http://www.memoriadaletricidade.com.br/default.asp?pag=3&codTit1=44358&pagina=d_estaques/linha/1948-1963&menu=381&iEmpresa=Menu#44358>. Acesso em: 23/08/2017.

MURICI, M. G. **Gestão do conhecimento organizacional na realidade brasileira: um estudo de caso**. Dissertação de mestrado, Escola de Ciência da Informação - UFMG, Belo Horizonte, 2001.

NUNES, M. E. **Ambiente, agência e ação estratégica: o caso Copel**. Dissertação de mestrado, Administração, UFPR, 2006.

PATTON, M. G. **Qualitative research and evaluation methods**. 3. ed. Thousand Oaks, CA: Sage, 2002.

PENROSE, E. **The theory of the growth of the firm**. Oxford: Basil Blackwell, 1959.

PESSALI, H. F. SERRA, M. A. **A Copel frente à reestruturação da indústria de energia elétrica: mudanças de estratégias e rearranjo organizacional**. Texto para discussão, UFPR [1999].

PIRES, J. C. L. **Reestruturação competitiva e regulação nos setores de energia elétrica e de telecomunicações**. Tese de doutorado, IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 1999a.

PIRES, J. C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, 1999b.

RENOVA ENERGIA. Conheça a Renova Energia, 2017. Disponível em: <<http://www.renovaenergia.com.br/pt-br/conheca-a-renova/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 25/08/2017.

SANEPAR. A Sanepar, 2017. Disponível em: <<http://site.sanepar.com.br/a-sanepar>>. Acesso em: 23/08/2017.

SERCOMTEL. Institucional, 2017. Disponível em: <<http://www.sercomtel.com.br/portalSercomtel/empresa.home.do>>. Acesso em: 25/08/2017.

TEECE, J. et. al. Understanding corporate coherence: theory and evidence. **Journal of Business Behavior and Organization**, v. 23, p. 1-30, 1994.

TEODORO, D. M. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e os reflexos em uma empresa estatal: um estudo de caso na Centrais Elétricas de Santa Catarina - Celesc**. Dissertação de mestrado, Economia, UFSC, 2006.

UEGA. Sobre a Uega, 2017. Disponível em: <<http://www.uega.com.br/sobre-nos/>>. Acesso em: 24/08/2017.

VALE, B. D. Z. **Mudança ambiental e a relação estratégica tecnológica: o caso Copel S/A**. Dissertação de mestrado, Administração, UFPR, 2003.

WALVIS, A. GONÇALVES, E. D. L. Avaliação das reformas recentes do setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. FGV-CERI. **Texto para discussão**, 2014.

WRIGHT, P. KROLL, M. PARNELL, J. **Administração estratégica: conceitos**. São Paulo: Atlas, 2000.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 212. p., 2005.