

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**Análise internacional do tratamento regulatório de  
perdas não técnicas: Brasil e Índia**

MATHEUS GUERRA VIEIRA

matrícula nº: 115067319

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

CO-ORIENTADOR: Murilo Cardoso de Miranda

JANEIRO 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**Análise internacional do tratamento regulatório de  
perdas não técnicas: Brasil e Índia**

---

MATHEUS GUERRA VIEIRA

matrícula nº: 115067319

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

CO-ORIENTADOR: Murilo Cardoso de Miranda

JANEIRO 2019

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor*

Para Clarissa Oliveira, o catalisador de catalisadores.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais pelo apoio durante esta jornada.

Ao Prof. Nivalde José de Castro e Murilo Cardoso de Miranda pela orientação.

Aos meus companheiros do GESEL pela ajuda e conselhos que levarei pro resto da minha vida.

Aos meus amigos do IE/UFRJ pelos momentos inesquecíveis durante nossa dura caminhada.

Em especial à minha avó Margarida e minha madrinha Marlene pelo amor e apoio incondicional que encontrei.

*“O destino da destruição é também a alegria do renascimento”*

*- Hideaki Anno*

## **RESUMO**

No setor de eletricidade, existe uma parcela da energia injetada na rede que é perdida, em especial através de furtos de energia, devido ao comportamento ilegal de determinados consumidores. Estas perdas são denominadas perdas não técnicas. Em um setor de caráter monopolista, existe a necessidade de regular a parcela de perdas não técnicas a ser reconhecida na tarifa de eletricidade, estimulando o combate destas perdas por parte das distribuidoras de energia, e evitando que o consumidor íntegro seja demasiadamente responsabilizado pelo comportamento de terceiros.

Desta forma, o trabalho visa analisar o tratamento regulatório de perdas não técnicas de Brasil e Índia, buscando oportunidades de inovação regulatória para ambos os países a partir das lições herdadas por cada estudo de caso.

## **LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ACL – Ambiente de Contratação Livre

BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica

CEA – Central Electricity Authority

CERC – Central Electricity Regulatory Commission

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

DGVCL - Dakshin Gujarat Vij Company Ltd

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GERC – Gujarat Electricity Regulatory Commission

GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada

IDH – Índice de Desenvolvimento Humano

JKPDD-D – Jammu & Kashmir Power Development Department Distribution

JKSERC – Jammu & Kashmir State Electricity Regulatory Commission

MGVCL - Madhya Gujarat A Vij Company Ltd

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PIB – Produto Interno Bruto

PGVCL - Paschim Gujarat A Vij Company Ltd

PNT – Perdas Não Técnicas

PT – Perdas Técnicas



PPP – Public Private Partnership

SERC – State Electricity Regulatory Commission

SIN – Sistema Interligado Nacional

UGVCL - Uttar Gujarat Vij Company Ltd

UDAY – Ujwal Discom Assurance Yojana

## LISTA DE TABELAS, FIGURAS E EQUAÇÕES

Tabela 1.1 – Variáveis socioeconômicas do Brasil.....	p. 17
Figura 1.1 – Histórico de perdas de transmissão e distribuição no Brasil.....	p. 18
Figura 1.2 – Arcabouço Institucional do setor elétrico brasileiro.....	p. 23
Figura 1.3 –Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	p.25
Equação 1.1 – Perdas de energia na distribuição.....	p.31
Equação 1.2 – Perdas de energia na distribuição.....	p.31
Equação 1.3 – Modelo de Regressão Linear.....	p.32
Equação 1.4 – Índice de complexidade socioeconômica.....	p.32
Tabela 1.2 –Variáveis socioeconômicas.....	p.34
Tabela 1.3 –Modelos econométricos e variáveis utilizadas.....	p.34
Figura 1.4 – Ranking de distribuidoras de acordo com os resultados de cada modelo de regressão.....	p.35-36
Equação 1.5 –Equação de cálculo para perdas não técnicas.....	p.36
Equação 1.6 – Meta de perdas não técnicas para uma determinada empresa.....	p. 37
Figura 1.5 – Resultado da Regressão do Modelo C.....	p. 40
Figura 1.6 – Resultado da Regressão do Modelo G.....	p. 40
Figura 1.7 – Resultado da Regressão do Modelo K.....	p.41
Tabela 2.1 – Indicadores socioeconômicos da Índia, ano de 2017.....	p.44
Figura 2.1 – Perdas totais de transmissão e distribuição no sistema elétrico indiano.....	p.45
Figura 2.2 – Perdas técnicas e comerciais agregadas na Índia.....	p.48
Figura 2.3 – Mapa da Rede Nacional de Energia Elétrica da Índia.....	p.50
Figura 2.4 – Matriz energética indiana.....	p.52
Tabela 2.2 – Linhas de transmissão instaladas e capacidade de distribuição.....	p.52

Figura 2.5 – Evolução dos déficits das distribuidoras de eletricidade na Índia.....	p.55
Tabela 2.3 – Redução de perdas de transmissão e distribuição e perdas técnicas e comerciais agregadas na Índia.....	p.61
Tabela 2.4 – Perdas técnicas e comerciais agregadas por região da Rede Nacional de Eletricidade.....	p. 62
Figura 2.6 – Renda per capita por estados na Índia.....	p. 63
Figura 2.7 – Perdas técnicas e comerciais agregadas por estado na Índia.....	p. 64
Figura 2.8 – Perdas comerciais e técnicas agregadas por cidades na Índia.....	p.65
Figura 2.9 – Valores de perdas observados e propostos pela distribuidora JKPDD-D para o período entre 2010-11 e 2012-13.....	p.70
Figura 2.10 – Valores de perdas de transmissão e distribuição propostos, submetidos e aprovados para distribuidora JKPDD-D para o ciclo tarifário de 2012-13/2015-16.....	p.70
Figura 2.11 – Valores de perdas técnicas e comerciais agregadas reconhecidos pelo órgão regulador na tarifa de eletricidade do estado de Jammu & Kashmir.....	p.71
Figura 2.12 – Meta de perdas aprovada para a distribuidora UGVCL para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021 .....	p.74
Figura 2.13 – Meta de perdas aprovada para a distribuidora DGVLC para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021.....	p.75
Figura 2.14 – Metas de perdas aprovada para a distribuidora MGVCL para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021.....	p.75
Figura 2.15 – Meta de perdas para a distribuidora PGVCL no primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021.....	p. 76
Figura 1.1 – Histórico de perdas de transmissão e distribuição no Brasil.....	p. 18
Figura 1.2 – Arcabouço Institucional do setor elétrico brasileiro.....	p. 23
Figura 1.3 –Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	p.25
Equação 1.1 – Perdas de energia na distribuição.....	p.31
Equação 1.2 – Perdas de energia na distribuição.....	p.31

## ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO I - ASPECTOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS ÀS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....</b>	<b>16</b>
I.1 MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO .....	18
I.2 ESTRUTURA DE MERCADO BRASILEIRA .....	24
I.2.1 <i>O Sistema Interligado Nacional</i> .....	24
I.2.2 <i>Segmentos do setor elétrico, com ênfase na atividade de distribuição</i> .....	26
I.3 REGULAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS .....	27
I.3.1 <i>Definição de perdas e modelo de complexidade</i> .....	30
I.4 LIÇÕES DO CASO BRASILEIRO .....	42
<b>CAPÍTULO II – ASPECTOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS ÀS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÍNDIA.....</b>	<b>43</b>
II.1 MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO INDIANO .....	45
II.2 ESTRUTURA DE MERCADO INDIANA .....	50
II.2.1 <i>A Rede Nacional de Eletricidade</i> .....	50
II.2.2 <i>Geração e transmissão de eletricidade</i> .....	51
II.2.3 <i>Distribuição de eletricidade</i> .....	53
II.3 ESTRUTURA INSTITUCIONAL .....	56
II.4 PERDAS NÃO TÉCNICAS NA ÍNDIA .....	58
II.4.1 <i>Conceito de perdas na Índia</i> .....	58
II.4.2 <i>Tratamento regulatório de perdas na Índia</i> .....	66
<b>II.4.2.1 Jammu &amp; Kashmir</b> .....	<b>67</b>
<b>II.4.2.2 Gujarat</b> .....	<b>72</b>

<b>II.4.2.3</b>	<b>UGVCL</b> .....	73
<b>II.4.2.4</b>	<b>DGVCL</b> .....	74
<b>II.4.2.5</b>	<b>MGVCL</b> .....	75
<b>II.4.2.6</b>	<b>PGVCL</b> .....	76
<b>II.4.2.7</b>	<b>Torrent Power Limited</b> .....	76
<b>II.4.2.8</b>	<b>MUPL</b> .....	77
<b>II.5</b>	<b>LIÇÕES DO CASO INDIANO</b> .....	77
	<b>CAPÍTULO III - ANÁLISE COMPARATIVA DA REGULAÇÃO DE PERDAS ENTRE BRASIL E ÍNDIA</b> .....	81
	<b>CAPÍTULO IV - CONCLUSÕES</b> .....	84
	<b>REFERÊNCIAS</b>	85

## INTRODUÇÃO

A prestação do serviço de energia elétrica consiste em uma atividade essencial para o funcionamento de uma economia. Isto pois ela constitui papel fundamental no processo produtivo, sendo utilizada como insumo direto ou indireto na maioria das atividades produtivas. Não obstante, a eletricidade consiste de um bem básico fundamental para a vida na sociedade contemporânea, indispensável para a vida em sociedade nos dias de hoje.

O consumo de energia também é utilizado como um parâmetro do nível de atividade econômica, uma vez que existe uma correlação evidente entre consumo energético e renda nacional (PINTO JUNIOR, H. et al., 2007). Desta relação é possível ver também como a restrição da oferta de energia pode afetar negativamente o desenvolvimento econômico, como observado na queda abrupta do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro em 2001<sup>1</sup>, onde o crescimento do PIB nominal caiu de 4,11% em 2000 para 1,39% em 2001, ano de racionamento energético.

De acordo com esta natureza estratégica, a primeira grande preocupação na elaboração de políticas energéticas, é garantir que haja segurança de abastecimento de energia, de forma a evitar o descolamento entre oferta de energia e sua demanda. No entanto, existem outros aspectos a serem considerados pelas políticas energéticas, como a utilização racional e eficiente de recursos naturais (PINTO JUNIOR, H. et al., 2007), além da preservação da saúde financeira dos agentes envolvidos no processo produtivo, junto com a manutenção do bem-estar do consumidor. Para isto, é preciso ver como se comporta a estrutura de mercado de energia elétrica.

Em linhas gerais, a estrutura de mercado do setor elétrico é dividida em três setores principais: geração, transmissão e distribuição. O primeiro é responsável por gerar a eletricidade, enquanto o segundo transporta esta energia das usinas geradoras até a rede elétrica da empresa distribuidora, que é responsável por fornecer a eletricidade ao consumidor final e cobrar pelo serviço.

De acordo com as leis da física não existe, de fato, geração de energia, apenas transformação de uma forma para outra. A geração de eletricidade nada mais é que a transformação de energia, seja ela mecânica, através da movimentação de turbinas utilizando

---

<sup>1</sup> Dados do Banco Mundial. Disponível em <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>. Acesso em 15 de jan de 2019.

calor, como as usinas termelétricas o fazem, ou energia potencial gravitacional como as hidrelétricas, que utilizam a queda de águas para movimentação de turbinas.

Ao final da etapa de geração, a energia elétrica está pronta para ser transportada aos seus consumidores. No entanto, existe uma perda de energia observada durante o processo de transmissão e distribuição, completamente natural, resultado da dissipação de energia através dos linhões de transmissão e seus transformadores. Estas perdas são denominadas perdas técnicas, justamente por serem oriundas das leis da física, e enquanto podem ser diminuídas até um certo nível, elas jamais podem ser erradicadas em sua totalidade.

Além das perdas técnicas, existem perdas que não são naturais ao processo de produção de energia elétrica, denominadas perdas não técnicas, que se observam particularmente no segmento de distribuição e são resultado do comportamento individual predatório. As perdas não técnicas se observam em fraudes de medição, erros de administração, inadimplência e especialmente em furtos de energia (SMITH, 2007). As perdas não técnicas também são impactadas positivamente de acordo com o contexto socioeconômico, podendo ser maiores em cenários de alta desigualdade social, alta violência e baixa renda.

As perdas não técnicas apresentam um grande desafio para a distribuidora de energia, que impossibilitada de reduzi-las para um certo nível, acaba repassando uma parcela de seus custos para a tarifa de eletricidade, causando um impacto negativo também para o consumidor. Isto resulta não apenas em um aumento do custo do serviço, mas também uma redução de sua qualidade pois parte dos recursos destinados à prestação do serviço serão utilizados no combate de perdas.

A prestação do fornecimento de energia elétrica, consistiu por muito tempo em uma estrutura de mercado monopolista, já que a quantidade de investimentos necessária para a viabilização do negócio era demasiadamente alta, e a densidade de consumidores em uma determinada região tornava economicamente inviável a existência de mais de um ofertante do serviço. Isto caracteriza uma forma de monopólio diferente de monopólios originados por falhas de mercado como assimetrias de informação, denominados monopólios naturais por serem inexoráveis a este processo.

Embora os monopólios sejam denominados naturais, e não exista uma forma de os evitar, eles ainda possuem grande poder de mercado, podendo exercer tal poder sob forma de redução da qualidade do serviço e aumento do preço da tarifa final. Desta forma, existe a

necessidade de introduzir um órgão regulador capaz de controlar esse comportamento do monopolista. Os órgãos reguladores serão responsáveis por estipular regras de atuação, com o objetivo de garantir um serviço que forneça uma remuneração justa para os fornecedores, e uma tarifa de eletricidade que não seja onerosa ao consumidor.

Logo, é também de responsabilidade do órgão regulador determinar a parcela de perdas que será refletida na tarifa, visando manter a saúde financeira da distribuidora, que caso tenha que arcar com todo este valor terá dificuldades de prestar um serviço de qualidade, e também evitar que as perdas sejam incluídas na tarifa em sua totalidade, o que retiraria incentivos de combate às perdas por parte da distribuidora, e pode gerar insatisfação por parte do consumidor. É de suma importância a introdução de uma metodologia, para garantir que valores adotados não possuam uma característica discricionária, e também que tenham um embasamento empírico na realidade que se pretende regular. Além disso, a metodologia precisa considerar todos os agentes envolvidos e prezar pelo equilíbrio, a fim de evitar a proliferação de comportamentos predatórios, sob o risco de apenas intensificar o problema caso a solução não seja satisfatória. A implementação de uma metodologia fornece robustez e protege o tratamento de eventuais críticas que um modelo discricionário está exposto.

A metodologia estipulada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro, considera relevante o cenário socioeconômico no impacto de perdas não técnicas, mas ao mesmo tempo preza pela homogeneidade do tratamento para todos os estados do país. O modelo que considera o contexto socioeconômico, denominado modelo de complexidade, determinará uma meta de perdas não técnicas para cada distribuidora de acordo com as características de sua área de concessão, podendo ser mais leniente com áreas de extrema complexidade. No entanto o modelo de complexidade tem sido alvo de fortes críticas<sup>2</sup>, por parte de distribuidoras<sup>3</sup> que se encontram impossibilitadas de alcançar as metas estipuladas pelo modelo, devido à sua precariedade

---

<sup>2</sup>Em Consulta Pública nº11/13 a empresa Light, demonstrou que não é possível alcançar os mesmos valores ilustrados pela ANEEL na tentativa de reproduzir o modelo implementado, por parte das empresas. Isto aponta que o modelo não é fiel também no âmbito teórico, uma evidência de falha conceitual ratificada através das publicações das distribuidoras envolvidas no processo de Consulta Pública.

<sup>3</sup> Em Consulta Pública nº11/13, a empresa Endesa Brasil, que hoje corresponde ao grupo Enel Brasil, aponta que o modelo econométrico utilizado para o estabelecimento de metas gera uma distorção responsável por criar metas não aplicáveis, que se afastam da eficiência que o modelo pretende estabelecer. Ainda nesta observação, a empresa demonstra que 47 das 60 empresas não conseguiram alcançar as metas estabelecidas, o que ratifica sua posição sobre a ineficiência do modelo de complexidade.



estatística, e também por não conseguir capturar completamente a realidade que ele almeja representar.

A insatisfação das distribuidoras com o modelo utilizado para o estabelecimento de metas de perdas não técnicas, originou um projeto de P&D entre a distribuidora CPFL e o Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL/UFRJ, que busca analisar o tratamento regulatório internacional de perdas e encontrar lições para implementação no modelo brasileiro. Esta pesquisa apresenta alguns dos resultados produzidos por este projeto.

O objetivo deste trabalho é fazer uma análise comparativa entre o tratamento regulatório de perdas não técnicas no Brasil, que tem sofrido críticas pela sua metodologia, e também pelos resultados, com o tratamento de perdas na Índia, e procurar vantagens e desvantagens do modelo brasileiro e oportunidades de inovação regulatória para melhoria da regulação atual.

A escolha do país de comparação se deve à relativa similaridade de contextos entre ambos países. Tanto o Brasil quanto a Índia formam o grupo econômico de países emergentes, em pleno desenvolvimento, o BRICS: acrônimo para Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul. Ambos países também possuem uma conjuntura que favorece a propagação do problema de perdas: grande extensão territorial, alta densidade demográfica, alta desigualdade social e altos índices de violência.

O trabalho está estruturado em quatro capítulos, o primeiro capítulo faz um panorama do setor elétrico brasileiro, mostrando o marco regulatório e suas evoluções, a estrutura de mercado, o problema de perdas no país, e o respectivo tratamento regulatório de perdas não técnicas feito pelo Brasil. O segundo capítulo fará o mesmo para a Índia, mostrando as particularidades socioeconômicas do país, além do tratamento regulatório de perdas feito por este país. O terceiro capítulo consiste na análise comparativa dos tratamentos de ambos os países, incluindo as críticas e oportunidades de inovação regulatória propostas. O quarto capítulo está destinado para a conclusão do presente trabalho, enquanto o quinto é destinado para as referências bibliográficas utilizadas pela pesquisa.

## CAPÍTULO I - ASPECTOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS ÀS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O Brasil possui 8.515.767<sup>4</sup> de km<sup>2</sup> de extensão territorial, o que representa o quinto maior país do mundo em termos de tamanho de território. O país é dividido em 26 unidades federativas, os estados, além do Distrito Federal de Brasília, sua capital. Tais estados estão alocados em cinco regiões distintas: Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Sudeste.

Os 209.900.000 habitantes<sup>5</sup> do país representam a sexta maior população do mundo. No entanto, a divisão populacional entre as cinco regiões que o país possui, acontece de forma desigual<sup>6</sup>, criando regiões com densidade populacionais distintas, o que acaba por intensificar os problemas de natureza socioeconômica, como distribuição de renda, violência e desigualdade social.

A economia brasileira já se situa também entre uma das maiores do mundo, com seu Produto Interno Bruto – PIB - nominal constando entre os dez maiores valores do mundo, no oitavo lugar com US\$ 2,055 trilhões.<sup>7</sup>

No entanto, o crescimento econômico que vem acontecendo no país não é necessariamente acompanhado por uma melhor distribuição de renda para a população. Apesar do valor de seu produto nominal constar entre as maiores do mundo, ao dividirmos pela sua parcela populacional, o Brasil sequer consta entre os 50 maiores PIB *per capita* do mundo, com um valor de US\$ 9.821,4<sup>8</sup>.

Isto evidencia o forte problema de desigualdade que hoje é enfrentado pelo Brasil, que embora apresente uma trajetória de redução constante, ainda possui valores que estão longe de

---

<sup>4</sup> Banco Mundial. Disponível em <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>. Acesso em 15 de jan de 2019

<sup>5</sup> Dados do Banco Mundial para o ano de 2018. Disponível em <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>. Acesso em 15 de jan de 2019

<sup>6</sup> De acordo com projeções do IBGE no ano de 2017, a Região Norte possui apenas 9% da população brasileira em seu território, apesar de possuir a maior parcela territorial da União. Já a região Sudeste, apesar de ter um pouco mais de 10% da extensão territorial, concentra 42% da população do país.

<sup>7</sup> Dados do Banco Mundial para o ano de 2018. Disponível em <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>8</sup> Dados do Banco Mundial, em dólares correntes, para o ano de 2017. Disponível em <https://data.worldbank.org/country/brazil?view=chart>. Acesso em 15 de jan de 2019.

ser considerados desprezíveis. O país possui 3,4% de sua população vivendo na linha da pobreza.<sup>9</sup>

A Tabela 1.1 demonstra o cenário brasileiro de acordo com suas variáveis socioeconômicas.

**Tabela 1.1: Variáveis socioeconômicas do Brasil**

População (milhões)	209,90
PIB (US\$ correntes) (bilhões)	2.055,5
PIB per capita (US\$ correntes)	9.821,4
IDH <sup>10</sup>	0,759
Coefficiente de GINI <sup>11</sup>	51,3
Taxa de desemprego	11,7%

Fonte: Banco Mundial, Human Development Indices and Indicators e IBGE (2018).

As características físicas e socioeconômicas do país tornam as perdas de energia no setor de eletricidade um problema grave a ser resolvido. Com aproximadamente 15,775%<sup>12</sup> de perdas de transmissão e distribuição, o problema brasileiro é menos grave que apenas a Índia, se utilizarmos as maiores economias do mundo como ponto de referência.<sup>13</sup>

É importante notar que o problema de perdas, especialmente na distribuição de energia elétrica, é crônico na sociedade brasileira, e apesar de possuir valores atuais menores que observados anteriormente, ainda se situam em um patamar elevado e relativamente constante,

<sup>9</sup> Dados do Banco Mundial, para o ano de 2015. A linha da pobreza representa a parcela da população que vive com valores diários, iguais ou inferiores a US\$ 1,90 por pessoa.

<sup>10</sup> O Índice de Desenvolvimento Humano – IDH – é um indicador criado pelo economista indiano Amartya Sen para demonstrar a qualidade de vida dos habitantes de um país. Três variáveis principais, renda, expectativa de vida e educação, influenciam o valor final do índice, que varia entre 0 e 1. Valores próximos ao limite superior indicam altos índices de desenvolvimento, enquanto o raciocínio análogo é feito para valores do limite inferior.

<sup>11</sup> O Coeficiente de GINI também é outro indicador alternativo ao IDH para a análise da desigualdade, concebido em 1912 pelo estatístico italiano Corrado Gini. Podendo variar entre 0 e 100, o cálculo é feito através da distribuição de frequência de valores de renda. Para valores de referência, um país com índice de Gini de 50 ou mais, possui uma alta desigualdade, enquanto um país com índice de Gini menor que 30 possui menor desigualdade.

<sup>12</sup> Valor total de perdas de transmissão e distribuição para o ano de 2015, de acordo com o Banco Mundial.

<sup>13</sup> Entre as 20 maiores economias do mundo, a Índia lidera o *ranking* de perdas de eletricidade, sendo seguida pelo Brasil, com 19% e 15,75% de perdas de transmissão e distribuição, de acordo com dados do Banco Mundial.

desde o início de seu registro. Em 1971, o valor de perdas observado no sistema era de aproximadamente 13%, muito próximo do observado nos dias de hoje.

A Figura 1.1 ilustra a evolução das perdas de transmissão e distribuição no Brasil desde o início do registro.

**Figura 1.1: Histórico de perdas de transmissão e distribuição no Brasil**



Fonte: World Bank Data (2018). Disponível em <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>. Acesso em 15 de jan de 2019.

O valor de perdas neste nível, acaba gerando prejuízos para os agentes envolvidos nas etapas produtivas do setor, e também para o consumidor que possui uma parcela deste valor incluída na tarifa final de eletricidade. Isto significa em uma perda transmitida para todos os agentes, demonstrando a necessidade de aprimorar formas de regular e combater esta falha com o objetivo de melhorar a condição dos envolvidos.

## I.1 - MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO

Para analisar o problema de perdas no processo de produção de eletricidade, é necessário antes ver como se comporta a história do serviço de eletricidade no país, sua evolução e o surgimento da necessidade de regulação de suas atividades.

O início do fornecimento de energia data das iniciativas do imperador D. Pedro II em estimular o processo de iluminação pública, e as necessidades de então gerar eletricidade para tal objetivo. Com isto, no século XIX, são construídas as primeiras usinas hidrelétricas no país, como a de Ribeirão do Inferno, em 1883, regulamentadas pelos poderes concedidos pela Constituição de 1881. (ELETROBRAS, 2006).

A distribuição de eletricidade começou a ser feita através da iniciativa privada, com a criação de empresas voltadas para o serviço de eletricidade no Brasil, como a São Paulo Railway e a Light Rio, criadas ainda no fim do século XIX.

No entanto o primeiro passo para regulação efetiva sobre o serviço de energia elétrica no Brasil acontece em 1903, com a estipulação da Lei nº 1.145 que determinava regras básicas para contratos de concessão e aproveitamento do uso de força hidráulica para transformação em energia elétrica. (ELETROBRAS, 2006).

Apenas com o processo de transição de uma economia agrária exportadora, para uma mais focada na atividade industrial, visando aproveitar o potencial de seu mercado interno, é que o serviço de eletricidade recebe uma nova atenção do governo. Considerado um setor estratégico para o desenvolvimento econômico, e um entrave para o mesmo, visto suas limitações na época, são criadas empresas dos estados, com o objetivo de suprir energia em suas áreas de concessão, como a Companhia Força e Luz de Minas Gerais – CFLMG – e a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL. (ELETROBRAS, 2006).

Não obstante, também é feito um novo esforço para a adaptação regulatória da utilização dos recursos para a atividade ao novo paradigma. Assim, é implementado em 1934 o Código das Águas, que designa a propriedade das águas para a União, além de regular as atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, através do envio dos pedidos de concessão para a União. (ELETROBRAS, 2006).

A introdução do Estado como agente planejador e investidor das atividades, através da criação de grandes empresas estatais, como a Eletrobrás e a Chesf, marca o período da economia brasileira conhecido como intervencionismo, ou Estado planejador. Neste período, são elaborados planos que identificam as limitações da economia brasileira, e medidas para sua superação, como o Plano de Metas de Juscelino Kubitschek, em 1956. O plano estipulava a expansão do setor energético no geral com o objetivo de suprir as necessidades de uma indústria em potencial crescimento. Foi também neste governo, autorizada a criação do Ministério de

Minas e Energia – MME, responsável pela elaboração de diretrizes energéticas a serem adotadas pelo governo federal.

Este tipo de planejamento e intervenção econômica acontece também durante os governos da ditadura militar (1964-1985), com a introdução de novos planos de desenvolvimento que possuíam o objetivo de encontrar alternativas energéticas ao petróleo. A construção da maior usina hidrelétrica do Brasil, a usina de Itaipu, acontece no mesmo período, iniciada em 1975, e marca esta visão de tornar o país, ao mesmo tempo, menos dependente do petróleo e também com uma matriz energética mais limpa.

Esta tendência de centralização de investimentos por parte do Estado, acaba sendo deteriorada lentamente com a crise econômica que o Brasil viveu durante os anos 1980, e consequentemente a capacidade de investir no setor, intensivo em capital, até o seu fim em 1990. A partir desta década, se inicia um processo de desverticalização das atividades no setor, além da privatização dos agentes envolvidos na etapa produtiva, com o objetivo de reduzir o tamanho do estado, e introduzir um modelo considerado mais eficiente<sup>14</sup>.

O processo de privatização foi iniciado com a introdução do Plano Nacional de Desestatização, implementado no governo Fernando Collor em 1990, e também pela Lei das Concessões, estipulada em 1995 no governo Fernando Henrique Cardoso. A Lei das Concessões introduz o sistema de licitação de concessões que é utilizado até os dias de hoje, com o objetivo de aumentar a competição na geração e também garantir acesso livre à rede de transmissão (MERCEDES, 2015).

A introdução de agentes privados em um mercado que era constituído basicamente pelo governo, trouxe a necessidade de estipular a criação de um órgão regulador, responsável por fiscalizar as atividades e evitar abusos por parte dos agentes e corrigir falhas de mercados naturais em um setor monopolizado. Assim, em 1997 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – que possui esta autoridade regulatória atualmente.

---

<sup>14</sup> A economia brasileira nos anos 1980 apresenta dificuldades devido à escassez de liquidez promovida após o choque de juros unilateral anunciado pelo *Federal Reserve Board* em 1979, além de uma postura mais rígida para o pagamento da dívida nacional para com o governo americano. O reestabelecimento desta forma de financiamento acontece apenas em 1992, no Brasil, com o Plano Brady que garantia ao Brasil recursos com a adoção de políticas neoliberais em contrapartida. A corrente liberal afirma que setores com alto grau de intervenção estatal são ineficientes devido à falta de dinamismo da gestão pública em comparação com a privada, que acaba possuindo suas atividades restritas pela ação do governo. Desta forma, a reforma neoliberal busca reduzir a participação do considerado menos eficiente, e otimizar as atividades.

Houve também no governo Fernando Henrique Cardoso, a transição do papel de monitoramento e planejamento do setor elétrico, do Grupo Coordenador para Operação Interligada – o GCOI para o atual Operador Nacional do Sistema – ONS. O ONS é responsável pelo acompanhamento das atividades, visando evitar o descolamento entre oferta de eletricidade e sua demanda, e os efeitos negativos que um eventual evento desta natureza no funcionamento da economia.

Apesar das mudanças estruturais promovidas, o sistema elétrico já sinalizava que não estava em perfeitas condições de funcionamento, com apagões sistemáticos entre os anos de 1999 e 2001, até a crise geral que resultou em um período de racionamento energético promovido pelo governo.

A perspectiva de fazer a transição das atividades do setor elétrico para os agentes privados, o governo federal passou a década de 1990 investindo menos que o usual, tornando o sistema obsoleto e fragilizado. Não obstante, o órgão estipulado para controle de geração e transmissão de eletricidade, o ONS, não possuía nenhum poder coercitivo, o que tornava suas estipulações apenas meras recomendações que não eram seguidas (MERCEDES, 2015).

Esta fragilidade estrutural foi potencializada em um ano de baixos índices pluviiais, que deterioraram o nível dos reservatórios de usinas hidrelétricas, alcançando um valor crítico que impossibilitaria a manutenção do padrão de consumo, forçando o governo a elaborar um plano de racionamento energético para evitar um colapso ainda maior.<sup>15</sup>

O modelo de privatização buscava não apenas introduzir uma competição em um mercado de natureza monopolista, mas também garantir os investimentos necessários para manter a expansão da oferta de energia, sempre necessária quando há crescimento econômico.<sup>16</sup> No entanto, estas duas premissas não foram alcançadas e se tornaram responsáveis pela crise de 2001.

---

<sup>15</sup> O plano de racionamento energético, também conhecido como a “Crise do Apagão” se refere ao período entre julho de 2001 e fevereiro de 2002, onde o governo se viu obrigado a cortar o consumo energético sob ameaça de um colapso ainda maior, caso tais medidas não fossem adotadas. Assim, os consumidores que reduzissem seu consumo energético receberiam benefícios, enquanto aqueles que desrespeitassem as metas estipuladas pelo governo seriam multados em uma determinada quantia. Apesar da ameaça de implementar períodos sem fornecimento de luz, os *blackouts*, não ter se consolidado, a crise de racionamento também é conhecida pelo apagão que ela prometia.

<sup>16</sup> Nota-se que o crescimento econômico é um dos principais responsáveis pelo aumento da demanda por eletricidade (PINTO JUNIOR, H. et al., 2006), e desta forma, caso a oferta não seja expandida para alcançar o nível de equilíbrio, não haverá sustentabilidade da atividade econômica por muito tempo.

O racionamento energético demonstrou que caso não houvesse uma continuidade do processo de reformulação do setor elétrico, responsável por atrair investimento em suas etapas produtivas, outros anos de baixa atividade econômica se tornariam regra ao invés da exceção. As reformas introduzidas no início do governo Luís Inácio Lula da Silva, em 2003, tiveram objetivo de corrigir as falhas herdadas do modelo anterior, e também por introduzir novas instituições que complementam o atual marco institucional do setor elétrico.

Com a introdução de um órgão federal para monitoração de todas as etapas da atividade produtiva do setor, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) buscava-se evitar os problemas ocorridos com o ONS, onde suas recomendações não eram seguidas como o estipulado. A falta de planejamento, considerada um dos grandes motivos para a crise de abastecimento de 2001 (MERCEDES, 2015), foi resolvida com a criação de um órgão de pesquisa, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável por propor diretrizes, metas e recomendações para a expansão da matriz energética.<sup>17</sup>

Por fim, houve a introdução de um novo órgão com responsabilidade de gerenciar os contratos de curto prazo, além de estipular a realização dos leilões de energia introduzidos com a Lei das Concessões. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, é responsável por registrar os contratos estipulados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde dois agentes podem estipular contratos bilaterais sem intervenção direta do governo, ou pelos contratos estipulados nos leilões de energia promovidos pelo governo, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde as regras estão estipuladas no edital do leilão, e a concessionária se torna o agente que apresentar o maior deságio, o desconto final no preço da tarifa.

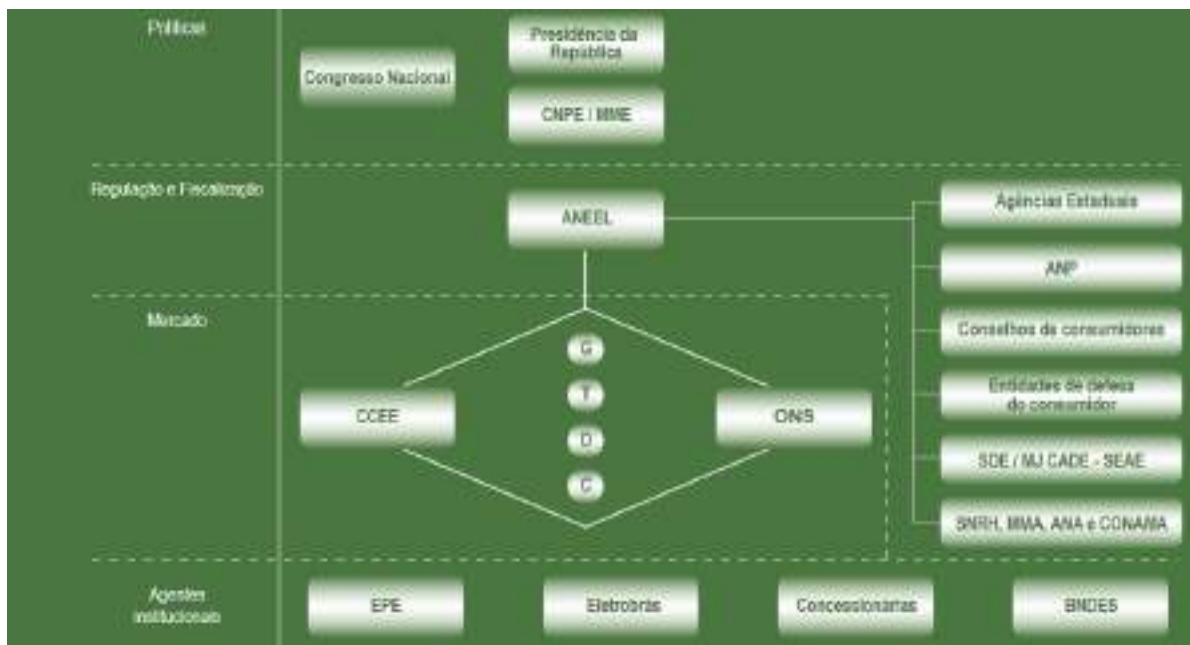
A figura 1.2 ilustra o arcabouço institucional vigente no Brasil após as reformas de 2003.

---

<sup>17</sup> A EPE é responsável por elaborar o Plano Decenal de Expansão de Energia, onde apresenta recomendações para a adoção de políticas energéticas, em um horizonte temporal de 10 anos, considerando os cenários de expansão dos principais consumidores de energia elétrica. São estipuladas projeções de expansão, de acordo com os mais variados níveis de otimismo, e as metas necessárias para preservar o equilíbrio entre demanda de energia e sua oferta.



**Figura 1.2: Arcabouço Institucional do setor elétrico brasileiro**



Fonte: ANEEL (2008).

A elaboração de políticas energéticas fica sob responsabilidade do Conselho Nacional de Política Energética – o CNPE, formado por membros de diversos ministérios e também de órgãos de pesquisa, de forma a garantir uma maior credibilidade à diretriz de política energética elaborada<sup>18</sup>. O MME possui papel de executor das políticas energéticas elaboradas, enquanto a ANEEL possui responsabilidade de regular as atividades do setor. O ONS e o CMSE realizam o papel de monitoramento de todas as etapas, de forma que não haja descolamento entre oferta e energia, com credibilidade para atendimento de suas recomendações.

A CCEE atua como principal conciliador dos débitos de curto prazo e órgão ratificador dos contratos estipulados bilateralmente, permitindo uma menor intervenção do governo em contratos organizados independentemente, sem retirar seu poder regulatório coercitivo. Por fim, a EPE é responsável pelo constante planejamento necessário para atividades de tamanho dinamismo, além de reintroduzir o horizonte de longo prazo<sup>19</sup> em um setor que necessita de investimentos em larga escala, com altos períodos de maturação e depreciação.

<sup>18</sup> O CNPE é formado pelo Ministro de Minas e Energia e também os ministros de outras pastas como a de Ciência e Tecnologia, Planejamento, Fazenda, Meio Ambiente, Indústria e Comércio Exterior, Casa Civil, Integração Nacional, Agricultura, de representantes de cada uma das unidades federativas do país, um representante da sociedade civil especialista em energia, um representante acadêmico especialista em energia, além do presidente da EPE e do secretário-executivo do MME, demonstrando o esforço colaborativo entre todos os ministérios que busca evitar a elaboração de políticas energéticas viesadas.

<sup>19</sup> A falta de perspectivas de longo prazo é uma das razões para o baixo valor de investimentos do setor privado que culminou na crise de abastecimento do Brasil em 2001. Isto porque a quantidade de investimentos a ser realizada é tamanha que, caso não exista uma previsão sólida para a recuperação da quantidade investida além

## I.2 - ESTRUTURA DE MERCADO BRASILEIRA

A estrutura de mercado brasileira adiante, ilustra como é dividido o mercado de energia, em seus respectivos segmentos de geração, transmissão e distribuição, explicitando características de cada setor, porém adotando uma ênfase maior no setor de distribuição, onde a maior parcela das perdas se observa.

### I.2.1- *O Sistema Interligado Nacional*

O Sistema Interligado Nacional – SIN, corresponde ao conjunto de subsistemas de produção e transmissão de eletricidade interligados entre si, permitindo o câmbio energético, economia de recursos e ganhos sinérgicos. Assim, todas os quatro subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte englobam os estados brasileiros, de forma que há interconexão dos sistemas elétricos, das usinas hidrelétricas, através de uma grande malha de transmissão. De todos os estados brasileiros, apenas Rondônia não está integrada ao SIN, e precisa do auxílio de terceiros para suprir sua demanda energética.<sup>20</sup>

Criado em 1998, pelo MME, o SIN representa um esforço colaborativo para a coordenação das decisões de produção e consumo de cada agente, em um país que possui uma matriz energética sazonal. Isto pois boa parte da matriz energética é constituída de hidrelétricas, de grande e pequeno porte, com ou sem reservatórios, e sua capacidade produtiva está muito correlacionada ao nível de chuvas. A queda do nível de chuvas significa uma menor capacidade de operação destas hidrelétricas, e a necessidade de introduzir outras formas de geração de eletricidade.

Este tipo de decisão, importante para a segurança do serviço de energia elétrica, necessita de um monitoramento constante de todas as regiões participantes, para a garantia de

---

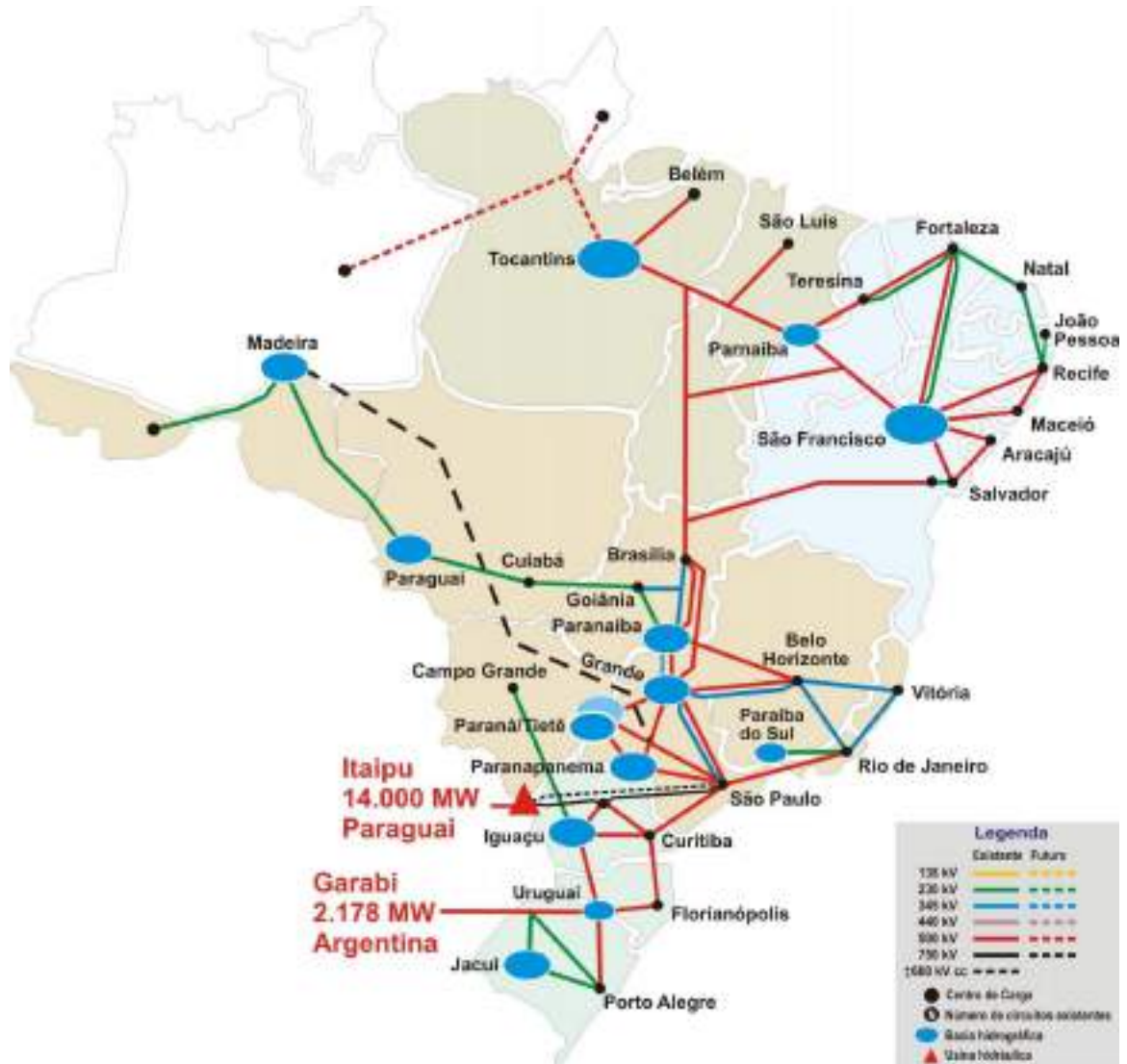
do custo de oportunidade do capital, eles não serão efetuados. Por isto, o setor elétrico, e outros monopólios naturais preveem em seu modelo, contratos de longo prazo, capazes de garantir a recuperação dos valores investidos sem onerar demasiadamente o consumidor em um determinado período temporal.

<sup>20</sup> Estados como Rondônia, Acre, Amazonas, Amapá e Pará não estão completamente interligados ao SIN, com a existência de sistemas isolados nestas regiões. No entanto, apenas Rondônia não está interligada ao SIN, necessitando suprir sua demanda energética através de termelétricas, ou pela aquisição de energia de países vizinhos como a Venezuela.

suprimento a todos os agentes. Esta é a razão de existência do SIN, e sua implementação significou um grande passo também para o fornecimento de eletricidade aos habitantes que não tinham o acesso a este tipo de serviço.

A figura 1.3 ilustra o mapa do Sistema Interligado Brasileiro.

**Figura 1.3: Mapa do Sistema Interligado Nacional**



O mapa ilustra as linhas de transmissão que interligam os estados, além das usinas hidrelétricas de cada bacia hidrográfica. Além disto, demonstra o intercâmbio energético entre o país e seus vizinhos, como Argentina, Paraguai e Venezuela. Como é possível ver, apenas Rondônia não possui alguma forma de ligação com o SIN.

Fonte: ONS (2018). Disponível em <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em 15 de jan de 2019.

## I.2.2- Segmentos do setor elétrico, com ênfase na atividade de distribuição

O Brasil hoje possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo<sup>21</sup>, devido à sua ampla utilização de fontes renováveis, como hidrelétricas, energia eólica, e a utilização também de biocombustíveis em termelétricas, como o biodiesel.

A expansão da utilização de hidrelétricas, significa que estas são responsáveis por fornecer 65,9%<sup>22</sup> da energia elétrica gerada atualmente no país. As usinas termelétricas atuam como complemento às hidrelétricas, fornecendo 24,0% da energia produzida, e são utilizadas geralmente no período seco, onde o nível de chuvas é menor, e a capacidade de produção das hidrelétricas fica comprometida. Complementando o parque energético brasileiro, estão as usinas eólicas, com 9,5% da energia produzida, e a energia solar com apenas 0,6%.

As hidrelétricas possuem um importante papel na geração de eletricidade, mas grande parte destas usinas possui uma relativa distância do centro de consumo de eletricidade no país<sup>23</sup>. Desta forma, o setor de transmissão realiza um importante papel de interligar um país de dimensões continentais, e de facilitar a conexão entre local de produção e consumo<sup>24</sup>. Atualmente o país possui 144.828 km de linhas de transmissão instaladas<sup>25</sup>.

Em função do foco deste trabalho consistir na análise das políticas públicas relacionadas às perdas não técnicas, o segmento de Distribuição terá uma abordagem mais detalhada. O Brasil possui 75<sup>26</sup> distribuidoras de energia elétrica, controladas ou por agentes privados, ou pelos estados, em uma tendência de prezar pelo equilíbrio entre mercado privado e público no

---

<sup>21</sup> International Energy Agency.

<sup>22</sup> Ministério de Minas e Energia (jul. 2018). Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+EI%C3%A9trico+-+Julho+-+2018.pdf/a6dfcfd6-cc7e-42fd-8e08-89956abb0670>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>23</sup> As usinas com maior capacidade instalada no Brasil, estão relativamente distantes do principal consumidor de eletricidade no Brasil, a região Sudeste. Itaipu, Belo Monte, Tucuruí, Jirau, Santo Antônio estão alocadas nas regiões Sul e Norte, de forma que o setor de transmissão realiza o importante papel de escoar esta produção para regiões mais distantes.

<sup>24</sup> Uma característica do setor de eletricidade, não compartilhada pelos demais setores de energia, como combustíveis fósseis, é a inexistência de estoques da energia produzida. Desta forma, existe a necessidade de conectar os pontos produtivos com os de consumo, já que

<sup>25</sup> MME (jul. 2018). Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+EI%C3%A9trico+-+Julho+-+2018.pdf/a6dfcfd6-cc7e-42fd-8e08-89956abb0670>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>26</sup> ANEEL (2018). Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/links/Default\\_Detail.cfm?idLinkCategoria=14](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/links/Default_Detail.cfm?idLinkCategoria=14). Acesso em 15 de jan de 2019.

setor. A distribuição de eletricidade é feita para os setores industrial, comercial residencial e outros.<sup>27</sup>

O setor industrial é o maior consumidor de eletricidade atualmente no Brasil, com 167.065 GW consumidos, seguido pelo setor residencial com 133.904 GW, e depois pelo setor comercial que possui 88.129 GW consumidos, enquanto os demais setores finalizam com 76.301 GW, o que resulta em um consumo anual agregado de 465.130 GW.<sup>28</sup>

A distribuição nos setores comercial e industrial já é feita com a divisão entre mercado cativo e mercado livre. No mercado cativo, o consumidor contrata a eletricidade fornecida pela distribuidora da área de concessão em que ele reside, com o estabelecimento da tarifa de eletricidade sendo feito pela Aneel, sem possibilidade de negociação. Enquanto o mercado livre de energia, o consumidor pode contratar livremente seu fornecedor de eletricidade, podendo inclusive negociar os aspectos do serviço, como preços, condições de pagamento e garantias de fornecimento. O mercado livre de energia não foi introduzido ainda para o setor residencial, mas o governo já possui planos de implementar tal mecanismo até 2022<sup>29</sup>.

A divisão do consumo por regiões, ou por subsistemas, já indica uma diferença considerável de padrões de consumo entre as regiões, visto que o Sudeste possui consumo aproximado igual à soma das demais regiões<sup>30</sup>. Se dividirmos por subsistemas, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui um consumo maior que a soma dos três outros restantes.

### I.3 - REGULAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

O problema de perdas na distribuição de eletricidade tem se intensificado no Brasil, ao contrário da tendência internacional de redução que vem sendo observada.<sup>31</sup> Em 2015 as perdas

---

<sup>27</sup> Classificação utilizada pela EPE para verificação do consumo anual por classe.

<sup>28</sup> EPE (2017). Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>29</sup> O projeto de lei para a introdução do mercado livre de energia no setor residencial, PLS 232/2016, prevê a inauguração do serviço para o ano de 2022.

<sup>30</sup> O consumo do Sudeste, de 216.202.644 MWh para o ano de 2018, corresponde a aproximadamente metade do consumo do país, e conseqüentemente igual à soma das demais regiões.

<sup>31</sup> Com a disseminação de tecnologias mais eficientes, e também da informação sobre os efeitos negativos que as perdas de energia exercem sobre a qualidade e preço do serviço de eletricidade, existe atualmente uma tendência internacional de redução de perdas de eletricidade, salvo alguns países que tem observado um movimento contra cíclico à esta tendência.



Apesar da redução inicial prometida, os efeitos da MP 579 foram devastadores para todos os agentes, e houve a necessidade do reajuste da tarifa de eletricidade acima do patamar inflacionário, justamente para ressarcir os efeitos negativos sistêmicos observados após a implementação da MP 579<sup>36</sup>.

Isto resulta em um período de redução do poder de compra do consumidor, e forte aumento da tarifa de eletricidade, o que representa um considerável impacto para o cenário de aumento de perdas no mesmo período. O consumidor se vê impossibilitado de arcar com suas despesas, mas também de reduzir o consumo de eletricidade em uma grande proporção, visto que hoje em dia, a utilização de eletricidade em larga escala na sociedade contemporânea dificulta uma eventual redução significativa. Ao entrar no mercado de inadimplência, após um certo período seu serviço de eletricidade é cessado por parte da distribuidora, que age de forma a reduzir custos que são considerados irrecuperáveis.

No entanto, como já foi evidenciado, não há como viver sem eletricidade, e o corte do serviço serve apenas como um incentivo extra para a prática de ligações clandestinas e o furto de energia que consistem nas principais formas em que as perdas não técnicas se consolidam hoje no país. Como as perdas não técnicas também são observadas em erros de medição e erros administrativos, a responsabilidade de combate é passada para a distribuidora de eletricidade (ANEEL, 2008).

Apesar do ônus do combate às perdas residir para com a distribuidora, ela também possui ação limitada devido ao cenário socioeconômico do país. Em termos operacionais, este combate significa entrar em moradias com situações irregulares, normalizar as condições de serviço e multar o indivíduo que está infringindo a lei. Este tipo de ação, naturalmente, causa grande atrito entre moradores e funcionários da distribuidora, e dependendo das condições do local, sequer pode ser realizado.

Em regiões muito violentas, como conjuntos habitacionais ou comunidades tomadas por facções do crime organizado, a distribuidora se vê impossibilitada de corrigir as ligações

---

<sup>36</sup> Um dos efeitos negativos após a implementação da MP 579, foi a necessidade de fornecer liquidez para as distribuidoras de energia elétrica, que precisavam comprar energia para cumprir seus contratos, a preços acima da média devido ao período de baixa produtividade das hidrelétricas. Estes empréstimos, naturalmente, foram repassados para a conta de luz do consumidor do ambiente contratado regulado, e seus impactos só serão finalizados no ano de 2020. (CCEE,2018). Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/contas/conta\\_acr/acr\\_financiamento?\\_afzLoop=769220876653053&\\_adf.ctrl-state=eupgtjry2\\_14#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D769220876653053%26\\_adf.ctrl-state%3Deupgtjry2\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_acr/acr_financiamento?_afzLoop=769220876653053&_adf.ctrl-state=eupgtjry2_14#!%40%40%3F_afzLoop%3D769220876653053%26_adf.ctrl-state%3Deupgtjry2_18). Acesso em 16 jan. 2019.

clandestinas, e seus funcionários são constantemente ameaçados por parte dos criminosos. Isto significa que embora a distribuidora possua vontade de reduzir sua parcela de perdas, o cenário socioeconômico impõe uma grande restrição de sua atuação, que deve ser levada em conta no momento em que as metas de perdas são estipuladas.

Para evitar que o consumidor seja sobrecarregado com uma eventual ineficiência de combate às perdas, a agência estipula uma meta de perdas não técnicas que corresponde ao valor máximo reconhecido em tarifa para determinada distribuidora, que em casos de perdas acima do estipulado, deve arcar com eventuais custos. Não obstante, a estipulação de metas serve como um incentivo adicional, onde a empresa pode através da gestão eficiente de recursos, reduzir suas perdas a valores menores que o reconhecido e embolsar o diferencial como margem de lucros.

Naturalmente, uma forma de verificação de eficiência reside na comparação entre agentes que atuam no mesmo ramo, o *benchmarking*, adotando o que possui melhor desempenho como referência para as atividades de outros. Porém, este tipo de comparação fica comprometida a partir da existência da prestação do mesmo serviço em cenários completamente distintos (ANEEL, 2008).

Prezando por manter o tratamento regulatório homogêneo, a ANEEL elaborou um modelo econométrico de estipulação de metas para perdas não técnicas, conhecido como o modelo de complexidade, justamente por possuir uma metodologia em seu cálculo que considera a complexidade das áreas de concessão.

A metodologia específica, considera os principais fatores socioeconômicos que impactam as perdas: renda, desigualdade e violência, em seu cálculo. Com isto, é possível agora verificar a eficiência de distribuidoras, ao comparar o desempenho de uma determinada empresa, com outra que se situa em um ambiente de complexidade maior ou menor.

### I.3.1 - *Definição de perdas e modelo de complexidade*

Em seu tratamento de perdas, a ANEEL faz a discricionariedade de perdas na distribuição entre perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas de distribuição são quantificadas através da subtração entre energia injetada e energia fornecida, além do consumo



livre. Assim, as perdas de distribuição consistem na soma entre perdas técnicas e não técnicas (ANEEL, 2008).

As perdas técnicas correspondem a quantidade de energia dissipada pelos transformadores, em um processo completamente natural, que só pode ser reduzido até certo patamar. Já as perdas não técnicas consistem em erros de medição, administração, faturamento e furtos de energia praticados por parte do consumidor, que podem ser erradicados, na teoria. A mensuração de perdas não técnicas se dá através da diferença entre perdas totais e perdas técnicas, mais fáceis de serem registradas (ANEEL, 2008).

As equações 1.1 e 1.2 ilustram a definição de perdas de distribuição

**Equação 1.1: Perdas de energia na distribuição**

$$\textit{Perdas de Energia na Distribuição} = EI - EC - CL$$

*EI = Energia Injetada ; EC = Energia Consumida ; CL = Consumo livre*

**Equação 1.2: Perdas de energia na distribuição**

$$\textit{Perdas de Energia na Distribuição} = PT + PNT$$

*PT = Perdas técnicas ; PNT = Perdas não técnicas*

As perdas não técnicas são classificadas em três tipos : perdas comerciais, relacionadas com unidades consumidoras regulares, responsáveis pela intervenção fraudulenta nas ligações de distribuição ; perdas por consumo de ligações clandestinas não acessíveis, que correspondem às ligações clandestinas que a distribuidora não possui capacidade de corrigir, devido ao empecilho imposto pelo ambiente socioeconômico e também outras perdas não técnicas originadas da perda técnica provocada pela própria perda não técnica. Ou seja, as consequências que ligações clandestinas possuem sobre a totalidade da rede de energia. (ANEEL, 2008).

A metodologia para estabelecimento de metas para perdas variava de acordo com os ciclos de revisão tarifária periódica. O primeiro ciclo aconteceu entre 2003 e 2006, o segundo entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. A partir de 2015 o conceito de ciclo tarifário como uma revisão completa de todos os componentes gerenciáveis da distribuidora é substituído pela possibilidade de uma revisão eventual dos componentes separadamente.

Porém, desde o início a ANEEL apontava para a necessidade de implementação de um modelo de regulação de perdas. Em sua nota técnica nº 290/2008, a agência evidencia a necessidade de introduzir um modelo que seja responsável por levar em consideração a heterogeneidade estrutural da sociedade. Isto pois neste mesmo documento, são estipuladas as variáveis que são conhecidas como responsáveis por influenciar o nível de perdas não técnicas: violência, desigualdade e renda.

Esta hipótese é corroborada pelos estudos feitos por distribuidoras de eletricidade, que apontam para a correlação entre a verificação de altos valores de perdas e áreas de alta complexidade social. De acordo com um estudo feito pela distribuidora CERJ, atualmente a Enel Rio, há a associação de nível de perdas à violência e domicílios em condições precárias, as moradias subnormais (ANEEL, 2008).

Outros estudos realizados também indicam para o mesmo diagnóstico elaborado pela autarquia, desigualdade de renda, violência, condições precárias de habitação são responsáveis por impactar as perdas não técnicas mais que outras variáveis observadas (ANEEL, 2008).

Identificadas as causas do problema, é necessária a introdução de um mecanismo que seja responsável por considerar todas as variáveis no problema. Para isto, é preciso explicar como funciona a metodologia utilizada pela ANEEL e suas limitações.

É muito comum no âmbito da economia, encontrar fenômenos que podem ser explicados através da evidência de dependência entre uma ou mais variáveis. Por exemplo, o valor que a taxa de juros pode assumir em um período temporal, pode variar de acordo com a atuação da autoridade monetária responsável pelo controle de reservas cambiais. Desta forma, é possível dizer que há uma dependência da taxa de juros com a atuação da autoridade monetária.

O modelo de regressão linear, uma ferramenta utilizada tanto na estatística quanto na econometria, torna possível verificar se há dependência entre variáveis. Através da utilização de uma função linear, é possível verificar os valores estimados da variável dependente de acordo com o desempenho da variável independente.

A Equação 1.3 ilustra a estrutura de uma regressão linear

**Equação 1.3: Modelo de Regressão Linear**

$$Y = \alpha + \beta X_i + \epsilon_i$$

Neste modelo,  $Y$  é a variável dependente que é necessário explicar sua natureza. O coeficiente  $\alpha$  representa uma constante, valor a ser observado quando a variável independente é zero.  $X$  é a variável independente, e  $\beta$  consiste em seu coeficiente angular. Por último a variável  $\varepsilon$  consiste no somatório de erros e resíduos da regressão.

Como a regressão linear simples denota, apenas uma variável independente pode ser utilizada, o que aponta para sua aplicação apenas para fenômenos que possuem causas unitárias de impacto. Um modelo que possui mais de uma variável independente necessita da utilização da regressão linear múltipla, com o mesmo arcabouço teórico que a linear, mas adaptada para a utilização de mais de uma variável explicativa.

O modelo de regressão funciona bem quando suas variáveis explicativas, são independentes entre si, de forma que não há impacto de uma variável independente em outra. Quando isto não acontece, afirma-se que há heterocedasticidade entre as variáveis explicativas. Utilizar uma regressão linear ou múltipla com variáveis interdependentes neste caso, resultará em um modelo de baixa significância estatística.

Este é o cenário que o modelo regulatório implementado pela ANEEL está sujeito. Se as variáveis explicativas para o problema de perdas foram identificadas, aplicá-las em um único modelo de regressão múltipla não seria ótimo, pois há uma interdependência entre elas. Isto pois as variáveis explicativas, possuem impacto simultâneo muito difícil de isolar. O que significa que renda afeta desigualdade, que por sua vez afeta violência, que acarreta em variações de renda, em um ciclo de interdependência das variáveis.

Para evitar os problemas de heterocedasticidade que um modelo com uma única equação traria, a ANEEL optou por implementar três equações de regressão, segregando as variáveis de acordo com sua natureza: renda, desigualdade e violência. O impacto simultâneo indesejado entre variáveis é evitado com a utilização desta metodologia. O modelo e as variáveis são indicadas abaixo pela equação 1.4 e a tabela 1.2

**Equação 1.4: Índice de complexidade socioeconômica**

$$\sum_{i=1}^n Xi^a \cdot Bi$$

Onde  $Xi^a$  é o valor da variável “i” para a empresa “a”.  $Bi$  é o valor do coeficiente de regressão estimado para a variável “i”. (ANEEL, 2015)

**Tabela 1.2: Variáveis socioeconômicas**

<b>Código</b>	<b>Variáveis Socioeconômicas</b>	<b>Fonte</b>
<b>vio</b>	<b>Óbitos por Agressão</b>	<b>DATASUS</b>
<b>pob2</b>	<b>% pessoas com renda de menos de ½ salário mínimo</b>	<b>IBGE/IPEA</b>
<b>gini</b>	<b>Índice de Gini</b>	<b>IBGE</b>
<b>sub2</b>	<b>% em domicílios subnormais</b>	<b>IBGE</b>
<b>lixo.u</b>	<b>Coleta de lixo urbano</b>	<b>IBGE</b>
<b>inad</b>	<b>Inadimplência no setor de crédito</b>	<b>BACEN</b>
<b>Mbr.Mb1Mbr</b>	<b>Mercado de baixa renda/Mercado B1 total</b>	<b>SAMP</b>
<b>Mbr.Mbt</b>	<b>Mercado de baixa renda/Mercado BT total</b>	<b>SAMP</b>

Fonte: ANEEL (2015).

Os três modelos econométricos e as variáveis utilizadas para sua explicação são ilustradas abaixo pela tabela 1.3

**Tabela 1.3: Modelos econométricos e variáveis utilizadas**

<b>Modelos</b>	<b>Variáveis socioeconômicas</b>
<b>C</b>	<b>sub2, lixo.u, pob2, mbr.mb1mbr, inad</b>
<b>G</b>	<b>sub2, lixo.u, gini, inad</b>
<b>K</b>	<b>sub2, lixo.u, pob2, mbr.mbt, vio</b>

Fonte: ANEEL (2015)

É possível ver que os modelos compartilham variáveis que demonstram a precariedade do ambiente, individual através dos domicílios subnormais, e coletivo através da coleta de lixo, além da utilização de variáveis específicas para cada problema socioeconômico.

As distribuidoras são organizadas em três *rankings*, de acordo com o resultado de cada regressão.

A figura 1.4 ilustra os *rankings* de distribuidoras de acordo com os resultados de cada regressão.

**Figura 1.4: Ranking de distribuidoras de acordo com os resultados de cada modelo de regressão**

Modelo C			Modelo G			Modelo K		
Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio
CELPA	0,49	0,06	CELPA	0,49	0,07	CELPA	0,53	0,07
CEA	0,46	0,06	CEA	0,42	0,07	CEA	0,49	0,06
AMAZONAS	0,37	0,04	LIGHT	0,36	0,07	LIGHT	0,41	0,07
LIGHT	0,36	0,06	AMAZONAS	0,34	0,05	AMAZONAS	0,39	0,04
CEMAR	0,31	0,03	CEMAR	0,33	0,03	CELPE	0,34	0,04
CELPE	0,31	0,04	CELPE	0,29	0,04	CEMAR	0,31	0,03
COELBA	0,28	0,03	COELBA	0,28	0,03	COELBA	0,30	0,03
CEAL	0,27	0,02	ELETROPAULO	0,26	0,05	CEAL	0,29	0,03
CEPISA	0,26	0,02	CEPISA	0,25	0,03	ELETROPAULO	0,28	0,05
ELETROPAULO	0,26	0,04	COELCE	0,24	0,03	ESCELSA	0,26	0,03
COELCE	0,25	0,02	CEAL	0,24	0,02	COELCE	0,26	0,03
ELETROACRE	0,25	0,02	ELETROACRE	0,24	0,02	CEPISA	0,25	0,02
EBO	0,23	0,03	ESE	0,22	0,02	ELETROACRE	0,24	0,02
ESCELSA	0,22	0,03	EBO	0,22	0,03	AMPLA	0,24	0,03
ESE	0,22	0,02	ESCELSA	0,22	0,03	EBO	0,24	0,03
EPB	0,21	0,02	AMPLA	0,21	0,03	ESE	0,23	0,02
AMPLA	0,20	0,03	CER	0,20	0,03	CEEE	0,20	0,03
CERON	0,19	0,02	EPB	0,19	0,02	EPB	0,19	0,02
COSERN	0,18	0,02	CERON	0,19	0,02	CERON	0,19	0,02
SULGIPE	0,17	0,03	COSERN	0,17	0,02	CEB	0,19	0,02
BANDEIRANTE	0,17	0,03	PIRATININGA	0,17	0,03	CER	0,18	0,04
CEEE	0,17	0,02	CEEE	0,17	0,03	BANDEIRANTE	0,18	0,03
PIRATININGA	0,16	0,03	BANDEIRANTE	0,17	0,03	COSERN	0,18	0,02
CER	0,16	0,03	CEB	0,16	0,03	PIRATININGA	0,17	0,03
CELTINS	0,15	0,02	SULGIPE	0,16	0,03	SULGIPE	0,17	0,03
CEB	0,15	0,02	CEMIG	0,15	0,02	CEMIG	0,15	0,02
CEMIG	0,14	0,02	SANTA MARIA	0,14	0,02	SANTA MARIA	0,14	0,02
SANTA MARIA	0,13	0,02	CELTINS	0,14	0,03	COCEL	0,14	0,02
CEMAT	0,11	0,02	EFLUL	0,13	0,03	CEMAT	0,14	0,02
ELEKTRO	0,10	0,02	CEMAT	0,12	0,02	CELTINS	0,13	0,02
COCEL	0,10	0,02	UHENPAL	0,12	0,03	COPEL	0,12	0,02
UHENPAL	0,10	0,03	COCEL	0,12	0,02	UHENPAL	0,10	0,03
COPEL	0,09	0,02	ELEKTRO	0,11	0,02	ELEKTRO	0,10	0,02
EFLUL	0,09	0,03	EMG	0,10	0,03	CHESP	0,10	0,03
CHESP	0,09	0,02	FORCEL	0,10	0,03	BOA_VISTA_ENERGIA	0,09	0,03
EMG	0,09	0,02	COPEL	0,10	0,02	FORCEL	0,09	0,03
RGE	0,08	0,02	RGE	0,10	0,02	RGE	0,09	0,02
FORCEL	0,08	0,03	CPFL PAULISTA	0,09	0,02	AES-SUL	0,09	0,02
AES-SUL	0,08	0,02	BRAGANTINA	0,09	0,03	CELG	0,09	0,03
CPFL PAULISTA	0,08	0,02	CHESP	0,09	0,03	EMG	0,08	0,02
IENERGIA	0,08	0,03	AES-SUL	0,09	0,02	EFLUL	0,08	0,03

BRAGANTINA	0,07	0,03	IENERGIA	0,08	0,03	CELESC	0,08	0,02
CELESC	0,07	0,02	CELESC	0,08	0,03	CFLO	0,08	0,03
BOA_VISTA_ENERGIA	0,07	0,03	CPEE	0,08	0,03	ENERSUL	0,08	0,02
CELG	0,07	0,02	JOAO CESA	0,08	0,03	CPFL PAULISTA	0,07	0,02
CPEE	0,07	0,02	CSPE	0,07	0,03	IENERGIA	0,07	0,03
CSPE	0,07	0,02	ENF	0,07	0,03	BRAGANTINA	0,06	0,03
MOCOCA	0,06	0,02	MOCOCA	0,07	0,03	ELETROCAR	0,06	0,03
JOAO CESA	0,05	0,03	MUXFELDT	0,07	0,03	CSPE	0,05	0,03
ELETROCAR	0,05	0,02	CELG	0,07	0,03	ENF	0,05	0,03
ENERSUL	0,05	0,02	ENERSUL	0,06	0,03	CPEE	0,05	0,03
HIDROPAN	0,05	0,02	ELETROCAR	0,06	0,03	JOAO CESA	0,05	0,03
SANTA CRUZ	0,05	0,02	SANTA CRUZ	0,06	0,03	MOCOCA	0,05	0,03
CFLO	0,05	0,03	HIDROPAN	0,06	0,03	COOPERALIANÇA	0,05	0,03
DEMEI	0,05	0,02	BOA_VISTA_ENERGIA	0,06	0,03	HIDROPAN	0,05	0,03
MUXFELDT	0,05	0,03	CAIUA	0,06	0,03	MUXFELDT	0,04	0,03
CAIUA	0,05	0,02	EVP	0,06	0,03	DEMEI	0,04	0,03
ENF	0,04	0,02	DEMEI	0,05	0,03	CAIUA	0,04	0,03
EVP	0,04	0,02	NACIONAL	0,05	0,03	SANTA CRUZ	0,04	0,03
COOPERALIANÇA	0,04	0,02	DMED	0,05	0,03	EVP	0,03	0,03
DMED	0,04	0,03	COOPERALIANÇA	0,05	0,03	DMED	0,03	0,03
NACIONAL	0,03	0,03	CFLO	0,04	0,03	NACIONAL	0,03	0,03
CJE	0,03	0,03	CJE	0,04	0,03	CJE	0,02	0,03

Fonte: ANEEL (2015).

A estipulação de metas para perdas não técnicas será de acordo com a posição da distribuidora nos três *rankings* de complexidade socioeconômica, incluindo no cálculo as probabilidades de erro do modelo. Para evitar problemas de falsos positivos, onde o modelo indica que a distribuidora está em um cenário complexo, enquanto ela não está, a meta de perdas não técnicas estipula as probabilidades de erro, e o *benchmarking* com empresas de complexidade similar. (ANEEL, 2015).

A equação 1.5 representa a forma de cálculo de perdas não técnicas para cada distribuidora.

#### Equação 1.5: Equação de cálculo para perdas não técnicas

$$E(\text{Meta Empresa } i)j = \text{Prob}(\cdot)j * \text{Perdas}(\text{Benchmark}) + [1 - \text{Prob}(\cdot)j] * \text{Perdas}(\text{Empresa } i)$$

Prob ( $\cdot$ )j = Probabilidade do *benchmark* estar em áreas de concessão mais complexas

E(Meta Empresa)j = Potencial de redução de perdas da empresa j

Perdas(*Benchmark*) = Perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão da empresa *benchmark*

Perdas (Empresa i) = Perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão da empresa analisada

Fonte : ANEEL (2015).

Como uma equação é feita para cada *benchmarking*, no fim é necessário um ajuste para estabelecer uma única meta, utilizando os resultados das três metas estipuladas por cada regressão. O ajuste consiste em uma média aritmética das metas calculadas por cada modelo econométrico.

A equação 1.6 representa o cálculo final da meta para uma determinada distribuidora.

**Equação 1.6 Meta de perdas não técnicas para uma determinada empresa**

$$E(\text{Meta Empresa } i) = \frac{\sum_{j=1}^n E(\text{Meta Empresa } i)_j}{n}$$

E(Meta Empresa i) = potencial de redução da empresa i

E(Meta Empresa i)<sub>j</sub> = potencial de redução da empresa i, de acordo com o modelo

N = número de modelos selecionado

Fonte : ANEEL (2015).

Finalizado este processo, é possível agora estipular a meta de perdas não técnicas para a distribuidora, ao comparar com empresas de porte igual, em áreas de complexidade similares. Ao verificar valores de perdas entre empresas de mesmo porte<sup>37</sup>, com áreas de complexidade distintas, é possível ver se a empresa é eficiente ou não. Se a empresa atua em uma área de complexidade menor, e possui valores de perdas maiores que uma empresa que atua em área de maior complexidade, ela está sendo ineficiente no combate de perdas.

Esta segregação também permite estabelecer trajetórias de redução de perdas não técnicas para distribuidoras, visto que empresas de menor porte possuem uma menor dificuldade de redução (ANEEL, 2015). Empresas eficientes no combate a perdas não técnicas, do Grupo 1 e Grupo 2 com percentuais regulatórios inferiores a 7,5% e 2,5% respectivamente, não possuem uma trajetória de perdas estabelecida. Empresas do Grupo 2 com perdas regulatórias entre 2,5% e 11,5%, possuem uma taxa de redução de 0,5% anuais. Já as empresas do Grupo 1, com percentual regulatório acima de 7,5%, e do Grupo 2, com percentual regulatório acima de 11,5%, a velocidade de redução é uma subtração entre o valor de perdas regulatório e os valores para os anos subsequentes ao ciclo tarifário (ANEEL, 2015).

---

<sup>37</sup> A ANEEL separa as distribuidoras em dois grupos, de grande porte e menor porte, classificadas de acordo com a quantidade de consumidores atendidos e a energia fornecida. O Grupo 1, de empresas de maior porte, possui mercado maior que 1.000 GWh/ano e atendem mais que 500 mil unidades consumidoras. As demais empresas são designadas para o Grupo 2 (ANEEL, 2015).

O tratamento regulatório de perdas feito pela ANEEL demonstra a preocupação da autarquia em manter a homogeneidade da regulação, considerando também as diferenças estruturais que cada área de concessão possui, e ao mesmo tempo incentivar a administração eficiente de recursos.

Um método para gestão eficiente em monopólios, consiste na estipulação de uma tarifa para o preço do serviço. A história da regulação também é a história da evolução de metodologias para estipulação do preço tarifário.

Uma das regras tarifárias pioneiras na regulação de monopólios, consiste na tarifa do Custo do Serviço, ou *Cost-Plus Regulation*. Neste modelo, o regulador estipula uma taxa de remuneração do capital investido, que permita a recuperação dos custos operacionais e de capital por parte da empresa, com uma taxa de remuneração considerada justa por parte do regulador (PINTO JUNIOR, H. et al., 2007).

No entanto, este modelo não possui incentivos para gestão eficiente de recursos, justamente por estipular uma taxa de remuneração para a base de capital. Isto significa que a empresa possui incentivos para fazer justamente o contrário, sobreinvestir para aumentar a parcela que a taxa de remuneração coincide, o efeito *Averch-Johnson*.

Esta distorção de mercado traz a necessidade da adaptação da regulação para a estipulação de um regime que, de fato incentivasse a empresa a prezar por uma redução de custos. A tarifa Preço-Teto, ou *Price Cap*, nasce nos anos 1980 com esse objetivo, para evitar o repasse do comportamento ineficiente por parte da empresa para o consumidor.

Este regime estipula um preço máximo, fixo, da tarifa, capaz de refletir os custos da empresa, mas também fornecer incentivos para a redução. Desta forma, se a empresa consegue uma redução de seus custos operacionais, ela pode embolsar a diferença entre tarifa estipulada e custos de produção como margem de lucros adicional. Isto representa um incentivo direto para alocação eficiente de recursos, no que foi disseminado como regime de regulação por incentivos (PINTO JUNIOR, H. et al., 2007).

Este é o regime utilizado atualmente pela ANEEL na regulação da tarifa de energia elétrica para as distribuidoras de eletricidade. Não obstante, a autarquia ainda implementa uma forma de comparação de regimes monopolistas, o *yardstick competition*, que se refere ao uso



básico de comparação por parte do órgão regulador para a ampliação do conhecimento e redução das assimetrias de informação (ANEEL, 2006).

Para evitar que este tipo de melhoria no serviço fornecesse apenas benefícios para as empresas, a ANEEL também incluiu no cálculo tarifário o Fator X, que desconta na tarifa de eletricidade os ganhos de produtividade por parte da distribuidora (ANEEL, 2014).

Este conjunto de medidas adotadas fornece estímulos para que todos os agentes, desde a distribuidora até o consumidor, compartilhem a preocupação da agência reguladora de gerir seus recursos de forma mais eficiente. O combate de perdas não técnicas por parte da distribuidora, e a conscientização por parte do consumidor que este comportamento predatório gera malefícios para todos os agentes envolvidos é um dos objetivos da agenda regulatória da ANEEL.

No entanto, a metodologia utilizada por parte da ANEEL para a estipulação de metas aparenta estar em caminho oposto de seu objetivo principal. Isto pois o modelo de complexidade possui limitações visíveis que não foram corrigidas até hoje, que acaba por gerar metas de difícil alcance para as distribuidoras.

A primeira crítica reside na metodologia utilizada pela ANEEL para lidar com a heterocedasticidade estatística das variáveis consideradas essenciais para o entendimento do problema de perdas não técnicas. Para evitar o problema de ineficiência estatística que a implementação de uma única regressão com variáveis heterocedásticas geraria, a agência acaba por escolher o caminho mais simples, ao invés do mais lógico.

A segunda crítica consiste na forma em que a agência transmite o problema do âmbito real para o teórico. Ao considerar apenas homicídios como variáveis significantes para explicação da violência, acaba-se por cometer o erro estatístico do falso negativo. Neste modelo, áreas com baixo índice de homicídios são consequentemente áreas com menor violência, e teoricamente, a distribuidora teria menos dificuldades para combater as perdas.

Isto acaba por negligenciar regiões com índices de homicídios não tão altos, mas que por estar sob controle de facções criminosas, ainda fornecem dificuldades de operação para a distribuidora<sup>38</sup>. Acaba-se por evidenciar a necessidade de implementar mais variáveis que

---

<sup>38</sup> A distribuidora Light, do Rio de Janeiro, se viu em necessidade de implementar uma nova metodologia para ilustrar as áreas em que ela possui maior dificuldade de operação no combate de perdas não técnicas. As Áreas de Severa Restrição Operacional (ASRO) correspondem aos locais onde a empresa se vê impossibilitada de

solidifiquem o problema da violência, de forma a evitar o caráter unidimensional que o modelo K possui atualmente.

Esta pobreza estatística é evidenciada ao verificar o valor do coeficiente de determinação, o  $R^2$ , das três regressões que consistem no modelo de complexidade. Este coeficiente significa a capacidade em que a variável independente consegue explicar a variável dependente.

As figuras 1.5, 1.6 e 1.7 ilustram o coeficiente de determinação dos três modelos de regressão utilizados, C, G e K respectivamente.

**Figura 1.5: Resultado da Regressão do Modelo C**

Modelo C				
Coefficients :				
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(> t )
(Intercept)	0.144046	0.058163	2.4766	0.013538 *
X[, -1]sub2	1.986055	0.452716	4.3870	1.357e-05 ***
X[, -1]lixo,u	-0.179411	0.054739	-3.2776	0.001107 **
X[, -1]pob2	0.240858	0.055490	4.3406	1.667e-05 ***
X[, -1]Mbr.MbIMbr	-0.101600	0.046739	-2.1738	0.030110 *
X[, -1]inad	1.390073	0.283417	4.9047	1.206e-06 ***

---  
 Signif. codes: 0 '\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares: 1.6615  
 Residual Sum of Squares: 1.3452  
 R-Squared : 0.19039  
 Adj. R-Squared : 0.18851  
 F-statistic: 28.2666 on 5 and 601 DF, p-value: < 2.22e-16

Fonte: ANEEL (2015).

**Figura 1.6: Resultado da Regressão do Modelo G**

---

agir, devido ao controle por facções criminosas, como traficantes de drogas ou grupos paramilitares. Algumas destas regiões possuem índices de homicídios controlados, para evitar a atenção que áreas mais violentas recebem do aparato coercitivo do Estado, mas ainda estão fora do alcance operacional da distribuidora.

```

Modelo G
Coefficients :
      Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.159599   0.081076   1.9685 0.0494690 *
X[, -1]sub2  1.960004   0.504402   3.8858 0.0001133 ***
X[, -1]lixo.u -0.261337   0.046391  -5.6333 2.716e-08 ***
X[, -1]gini   0.181576   0.100023   1.8153 0.0699698 .
X[, -1]inad   1.473987   0.286187   5.1504 3.526e-07 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares:  1.5974
Residual Sum of Squares: 1.3499
R-Squared      : 0.15492
Adj. R-Squared : 0.15364
F-statistic: 27.5888 on 4 and 602 DF, p-value: < 2.22e-16

```

Fonte: ANEEL (2015).

**Figura 1.7: Resultado da Regressão do Modelo K**

```

Modelo K
Coefficients :
      Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.17484151  0.06082282   2.8746 0.0041890 **
X[, -1]sub2  2.21498678  0.46992034   4.7135 3.03e-06 ***
X[, -1]lixo.u -0.18075082  0.05796793  -3.1181 0.0019074 **
X[, -1]pob2   0.20525199  0.06145119   3.3401 0.0008896 ***
X[, -1]Mbr.Mbt -0.18613535  0.06384283  -2.9155 0.0036837 **
X[, -1]vio    0.00093664  0.00038243   2.4492 0.0146025 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares:  1.8449
Residual Sum of Squares: 1.6084
R-Squared      : 0.1282
Adj. R-Squared : 0.12693
F-statistic: 17.617 on 5 and 599 DF, p-value: 2.6597e-16

```

Fonte: ANEEL (2015).

Os resultados das regressões apontam para coeficientes de determinação para os modelos C, G e K de, respectivamente, 0,18851; 0,15634 e 0,12693. Isto significa que os modelos conseguem explicar apenas 18,85%, 15,63% e 12,69% das variáveis dependentes.

A insuficiência estatística acaba por corroborar as críticas feitas por parte das distribuidoras, que enxergam no modelo de complexidade uma ferramenta pouco sofisticada

para um problema, literalmente, complexo<sup>39</sup>. Com isso, 78,33%<sup>40</sup> das distribuidoras não conseguiram alcançar as metas estipuladas pelo segundo ciclo de revisão tarifária periódica. O agravamento do problema de perdas não técnicas causou o congelamento de metas de algumas empresas, ou o aumento do valor reconhecido na tarifa entre os anos de 2014 e 2018<sup>41</sup>.

## I.4 - LIÇÕES DO CASO BRASILEIRO

O modelo regulatório do setor de eletricidade no Brasil, pode ser considerado como uma referência para países em desenvolvimento. Não apenas por introduzir uma agência reguladora com corpo técnico capacitado e eficiente, mas também por a cercar de instituições de igual capacidade para fornecer suporte em um setor extremamente diverso e complexo. Desta forma, a agência possui todos os recursos para endereçar os eventuais problemas que apareçam em seu caminho.

O tratamento regulatório de perdas não técnicas no Brasil representa uma fonte de inovação regulatória, ao considerar relevantes os fatores socioeconômicos na mensuração de perdas, não apenas pelo seu impacto, mas também na utilização destas variáveis para a estipulação de metas a serem reconhecidas na tarifa de eletricidade.

Isto significa o reconhecimento de uma heterogeneidade estrutural, e uma tentativa de lidar com o problema prezando pela homogeneidade do tratamento regulatório, característica do país. Este reconhecimento, por si só, fornece uma grande lição a países, com alta complexidade que possuem problemas crônicos de perdas não técnicas.

Este tipo de metodologia acena com a realidade, ao considerar que as perdas podem aumentar em um período temporal, como o observado durante a mais recente crise econômica

---

<sup>39</sup> Através das contribuições das distribuidoras no processo de consulta pública que precedeu a última revisão do modelo de complexidade, é possível verificar a insatisfação para com a metodologia utilizada, com sugestões para adaptação do modelo de complexidade e críticas a inconsistência entre os valores observados pela autarquia e as empresas. Fonte (ANEEL, 2013). Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/detalhes\\_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=244). Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>40</sup> Fonte: Endesa Brasil (2013). Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Endesa\\_cp011\\_2013.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Endesa_cp011_2013.pdf). Acesso em 16 jan. 2019.

<sup>41</sup> Fonte: ANEEL (2018). Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/15188137/0/Base\\_Perdas\\_Internet+-+10-12-2018.xlsx/85c4716c-56a9-ef86-b317-21d2dbf501a4](http://www.aneel.gov.br/documents/15188137/0/Base_Perdas_Internet+-+10-12-2018.xlsx/85c4716c-56a9-ef86-b317-21d2dbf501a4). Acesso em 16 jan. 2019

brasileira. Com isto, o cálculo das metas de perdas das principais distribuidoras foi reajustado de forma a evitar que elas sofressem duplamente, com a redução da capacidade do consumidor de pagar seus vencimentos e o aumento das perdas que a inadimplência potencializa.

Porém, a metodologia utilizada para este cálculo, necessita de uma sofisticação maior, capaz de lidar com um problema tão complexo. Estudos feitos para verificar o impacto de novas variáveis no modelo, e a utilização de outras ferramentas econométricas, capazes de lidar com a heterocedasticidade estatística são necessárias para o estabelecimento de metas que consistam em valores regulatórios, e não punições para as distribuidoras.

Estas lições, se respeitadas, fornecem a capacidade de lidar com o problema que afeta o sistema como um todo, reduzindo o bem-estar do consumidor e também os lucros da distribuidora, e reduzi-los a um patamar considerado aceitável para todo os agentes.

## CAPÍTULO II – ASPECTOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS ÀS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÍNDIA

Com 3.287.263 km<sup>2</sup>, a Índia ocupa a sétima posição entre os países com maior extensão territorial do mundo, dividido em 29 estados (Andhra Pradesh, Arunachal Pradesh, Assam, Bihar, Chhattisgarh, Goa, Gujarat, Haryana, Himachal Pradesh, Jammu and Kashmir, Jharkhand, Karnataka, Kerala, Madhya Pradesh, Maharashtra, Manipur, Meghalaya, Mizoram, Nagaland, Odisha, Punjab, Rajasthan, Sikkim, Tamil Nadu, Telangana, Tripura, Uttar Pradesh, Uttarakhand e West Bengal) e 7 territórios da União (Andaman and Nicobar Islands, Chandigarh, Dadra and Nagar Haveli, Daman and Diu, Delhi, Lakshadweep e Puducherry).

A população de 1,339<sup>42</sup> bilhão de pessoas torna a Índia a segunda maior do mundo, apenas atrás da China, espalhados pelo território de tal forma que o país possui uma densidade populacional de 450<sup>43</sup> habitantes/km<sup>2</sup>, podendo chegar em até 11.297<sup>44</sup> habitantes/km<sup>2</sup>, como no caso da capital do país, Delhi.

A Índia também tem observado um forte crescimento econômico a partir das reformas estruturais implementadas na década de 1970, a ponto de ser considerado um país emergente em pleno desenvolvimento, compartilhando uma posição com Brasil, Rússia, China e África do Sul no bloco de países emergentes – o BRICS<sup>45</sup>. O Produto Interno Bruto (PIB) indiano alcançou a casa de 2,597 trilhões<sup>46</sup> para o ano de 2017.

O crescimento econômico vem também acompanhado com uma forte redução da desigualdade social, porém, apesar de todos os esforços em equalizar as condições de vida dos habitantes indianos, o país ainda possui 21,9% dos habitantes vivendo abaixo dos níveis de pobreza.

A Tabela 2.1 apresenta indicadores socioeconômicos que demonstram o cenário indiano.

---

<sup>42</sup>World Bank Data –Dados de 2017, disponível em:

<https://data.worldbank.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=IN&view=chart>. Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>43</sup> Government of India – Dados de 2001, disponível em:

[http://censusindia.gov.in/2011-prov-results/paper2/prov\\_results\\_paper2\\_india.html](http://censusindia.gov.in/2011-prov-results/paper2/prov_results_paper2_india.html). Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>44</sup> Government of India – Dados de 2001, disponível em:

[http://censusindia.gov.in/2011-prov-results/paper2/prov\\_results\\_paper2\\_india.html](http://censusindia.gov.in/2011-prov-results/paper2/prov_results_paper2_india.html). Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>45</sup> Acrônimo para Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

<sup>46</sup> World Bank Data – Dados de 2017, disponível em:

<https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=IN&view=chart>. Acesso em: 16 jan. 2019.

**Tabela 2.1: Indicadores socioeconômicos da Índia, ano de 2017**

População (milhões)	1.339,18
PIB (US\$ correntes) (bilhões)	2.597,49
PIB per capita (US\$ correntes)	1,939.61
IDH	0,640
Coefficiente de Gini <sup>47</sup>	35,1
Taxa de Desemprego (%)	3,5

Fonte: World Bank (2018) e Human Development Indices and Indicators (2018)<sup>48</sup>

A desigualdade social e os baixos níveis de renda na Índia têm uma forte relação com o problema de furtos de energia no país. Excluindo países de alta instabilidade civil e institucional, e com infraestrutura de serviço de energia elétrica precária, a Índia é o país com o maior índice de perdas não técnicas no mundo, com 22,77<sup>49</sup>% da energia injetada na rede sendo furtada, em todo o país.

Desde que os valores de perdas não técnicas começaram a ser registrados, já eram observados números relativamente altos, como por exemplo os 16,32% no ano de 1971, primeiro ano de registro do nível de perdas. Durante os próximos 30 anos, as perdas ficaram no mesmo patamar, começando a aumentar consideravelmente no período temporal entre 1994 e 2001, quando houve grande aumento até o valor observado de 28,242% em 2001. As perdas chegaram a uma tamanha magnitude que houve a necessidade de reformar todo o setor de eletricidade para lidar com um problema de natureza crônica na sociedade indiana.

A figura 2.1 ilustra a evolução das perdas não técnicas na Índia.

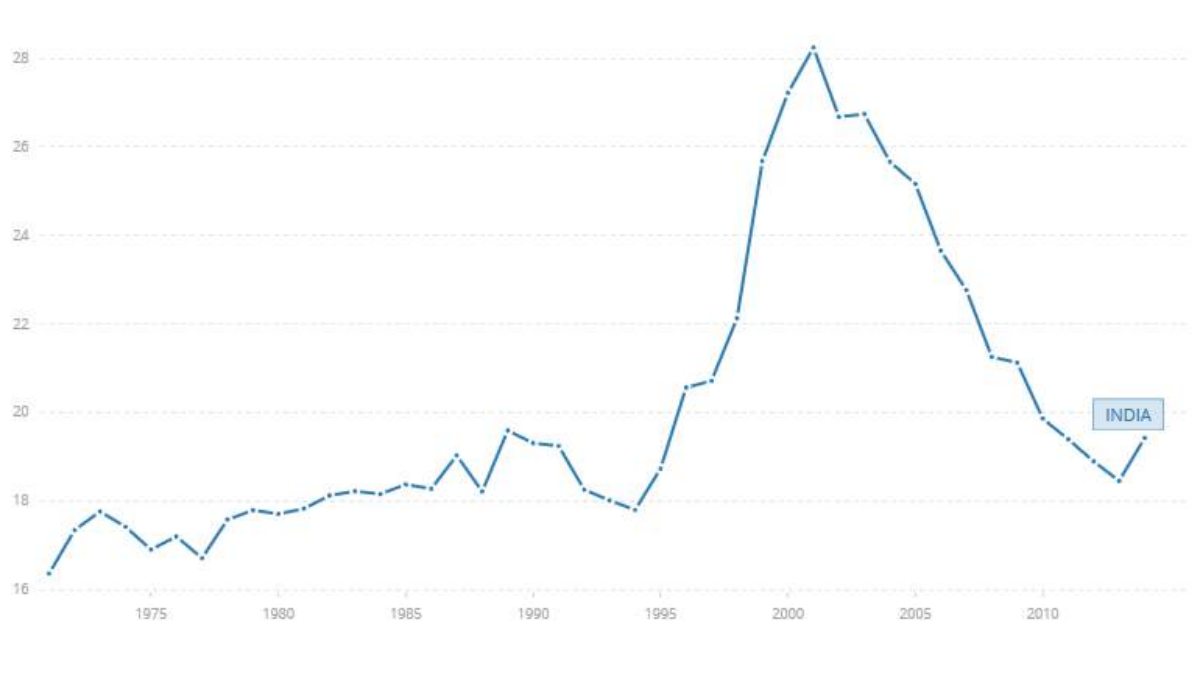
<sup>47</sup> Dados de 2010

<sup>48</sup> Disponível em:

[http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018\\_human\\_development\\_statistical\\_update.pdf](http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018_human_development_statistical_update.pdf). Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>49</sup> Central Electricity Authority – Dados de 2014/2015

**Figura 2.1: Perdas totais de transmissão e distribuição no sistema elétrico indiano**



Fonte : World Bank (2014)<sup>50</sup>.

## II.1 - MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO INDIANO

A regulamentação do serviço de energia elétrica na Índia começou efetivamente no ano de 1910, com a implementação do *Indian Electricity Act* que promovia a estrutura básica para a oferta de eletricidade na Índia além de criar um marco regulatório responsável por estimular o crescimento do serviço através de licenças privadas. (DARUKA, 2015)

O ato de 1910 foi seguido pelo *Electricity Supply Act*, publicado em 1948, que designava a criação de conselhos de eletricidade verticalmente integrados, os *State Electricity Boards (SEBs)*, responsáveis pelo serviço de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para

<sup>50</sup> Disponível em:

<https://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?end=2014&locations=IN&start=1971>. Acesso em 15 de jan de 2019



cada estado. O ato de 1948 também estipulava a extensão do serviço de energia elétrica entre os estados (DARUKA, 2015).

Em 1956 foram criadas as regras de eletricidade na Índia, a *Indian Electricity Rules*, que estabeleciam condições para a prestação do serviço, como regras de inspeção, para aquisição de licenças, requerimentos de segurança, além de condições gerais para a oferta de energia.

Em 1991 deu-se início ao processo de reforma do marco regulatório indiano, estabelecendo a desverticalização dos *State Electricity Boards*, de acordo com a natureza da atividade, separando efetivamente os setores de geração, transmissão e distribuição unidos pelo ato de 1948.

Em 1998, mais uma medida foi implementada no ato de 1910, que estabelecia a criação de Comissões Regulatórias de Eletricidade, a *Central Electricity Regulatory Commission* (CERC), órgão singular regulatório do governo indiano e também as *State Electricity Regulatory Commission* (SERCs), que possuem o mesmo objetivo, com poder regulatório restrito ao seu respectivo estado. Isto resultou em uma fragmentação da regulamentação do serviço de energia elétrica na Índia, como uma forma de lidar com a diferença entre as realidades entre os estados.

O ápice do problema de perdas não técnicas gerou a necessidade de uma reforma estrutural do setor elétrico indiano, e também o estabelecimento de regulamentações das atividades no setor. Publicado em 2003, o *Electricity Act of 2003* é o mais recente marco regulatório do setor elétrico indiano, e estipula as leis relacionadas a geração, transmissão, distribuição, câmbio energético, e o uso de eletricidade, buscando promover o desenvolvimento do setor de eletricidade, a competição dentro do mesmo, além de estipular proteções ao consumidor (INDIA, 2006).

O *Electricity Act of 2003* foi responsável por redefinir o papel dos governos de estado, reguladores e licenciados; promover a competição quebrando o monopólio dos *State Electricity Boards*; estabelecer novas normas de transparência e atrair investimentos privados no setor (PRICEWATERHOUSECOOPERS, 2016).

Além de implementar a regulamentação de novas práticas, o *Electricity Act of 2003* também foi capaz de unificar em apenas um ato toda a regulamentação do serviço de energia

elétrica na Índia, repelindo os atos estabelecidos previamente, com exceção das *Indian Electricity Rules* de 1956.

O ato de 2003 delega à autoridade central a responsabilidade de preparar, periodicamente, uma política de eletricidade nacional, o *National Electricity Policy*. Neste documento, elaborado em consulta aos governos de cada estado e a autoridade central, estão designadas as políticas de utilização dos recursos energéticos, e também o valor da tarifa de eletricidade.

O *National Electricity Policy* foi publicado em 2005, e estabelece políticas energéticas com o objetivo de garantir o acesso de eletricidade à todas as moradias do país dentro de cinco anos, o alcance da demanda energética até 2012, além do estabelecimento de outras metas para melhoria do serviço de eletricidade.

Em continuação ao *National Electricity Policy* de 2005, foi publicado no ano de 2006 o conjunto de regras para estabelecimento do valor da tarifa de eletricidade, o *Tariff Policy*, com o objetivo de angariar investimentos privados no setor, estabelecer uma maior competição no setor, promover uma melhora no serviço de fornecimento de energia elétrica e adicionar novas fontes renováveis à matriz energética indiana.

Elaborada pela *Central Electricity Authority* (CEA) em parceria com os governos de cada estado, a *Tariff Policy* estabelece ciclos para cálculo tarifário, que acontecem a cada cinco anos, com a possibilidade de redução para três caso a CEA julgue necessário. Aspectos como taxa de retorno do investimento, custo de depreciação, e a taxa de alavancagem são estipulados pela CERC e podem ser utilizados pelas outras SERCs nos setores de distribuição e transmissão, com espaço para adaptações às peculiaridades de cada setor. (DELHI, 2006). Desta forma, há espaço regulatório para que cada SERC estabeleça o valor da tarifa final de eletricidade, de acordo com suas necessidades e metodologias, porém com regras estabelecidas pela CERC para evitar desvios que possam prejudicar tanto o consumidor quanto os agentes envolvidos na cadeia de produção de eletricidade.

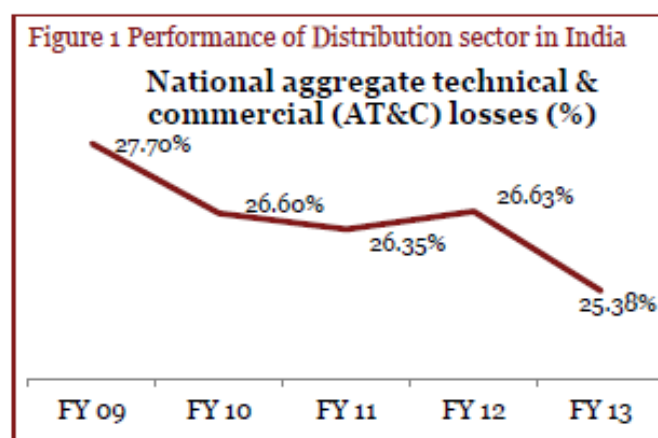
Esta é uma característica marcante da regulação de eletricidade após a remodelação de seu setor elétrico, delegando para as SERCs boa parte da regulação, como estabelecimento de metas para perdas não técnicas, e incluindo também a estipulação do valor da tarifa final de eletricidade para o consumidor, que varia de acordo com o nível de carga. Desta forma, consumidores terão valores correspondentes às voltagens de suas instalações.

Esta fragmentação regulatória, no entanto, pode criar grandes distorções no setor, caso as metodologias estipuladas por cada agência regulatória não possuir efetividade no seu papel regulatório. Apesar da necessidade de regulação e os parâmetros utilizados nela variarem bastante de acordo com o ambiente, o governo viu a necessidade de lançar um anexo regulatório estabelecendo um novo conceito de perdas que se adapte à realidade indiana, além da introdução de metodologias de cálculo e seu tratamento regulatório.

Publicado em 2009, o *Methodology for Establishing Baseline AT&C losses*, é o documento que endereça a necessidade de reestruturação do setor para lidar com o problema de perdas não técnicas. Ao invés de utilizar a metodologia padrão para perdas não técnicas, o documento estipula que as perdas serão calculadas a partir do conceito de *Aggregated Technical and Commercial Losses*, as perdas técnicas e comerciais agregadas. Desta forma, busca-se homogeneizar o conceito de perdas não técnicas e deixar que apenas a metodologia seja adotada de acordo com as necessidades de cada agência reguladora.

Apesar de todo o esforço para reduzir as perdas não técnicas, o problema continua sendo endêmico na sociedade indiana, e tem acarretado grandes consequências para a saúde das distribuidoras de eletricidade. O valor médio das perdas técnicas e comerciais agregadas no país inteiro foi de 25,38%<sup>51</sup>, enquanto em algumas regiões foram observadas perdas de 75,56%<sup>52</sup>. As medidas implementadas surtiram efeito na redução de perdas, mas a uma taxa que ainda torna o problema muito grave na Índia. A figura 2.2 demonstra a redução de perdas na Índia após a implementação do conjunto de reformas do setor elétrico.

**Figura 2.2: Perdas técnicas e comerciais agregadas na Índia**



<sup>51</sup> Central Energy Authority – Dados de 2013

<sup>52</sup> Valor de perdas técnicas e agregadas para a distribuidora Nagaland PD no estado de Nagaland, para o ano de 2013.

Fonte : PricewaterhouseCoopers (2016).

Perdas em níveis como os observados na Índia representam não apenas um desafio para a saúde financeira da distribuidora, mas também para a manutenção da prestação do serviço. E a falha em reduzir drasticamente as perdas com as reformas, como o esperado, trouxe uma grande dificuldade para empresas distribuidoras estatais continuarem em operação, algumas com tamanhas dívidas, que impossibilitariam a continuação do serviço não houvesse uma reestruturação dos passivos.

Justamente com o objetivo de melhorar os indicadores financeiros das distribuidoras estatais, foi lançado em 2012 um esquema para a recuperação financeira consolidado em 2015 como o UDAY – *Ujwal Discom Assurance Yojana*. O programa de iniciativa do Ministério de Energia da Índia consiste em um pacote de medidas que busca recuperar a saúde financeira das distribuidoras para garantir o suprimento de eletricidade. Restrito apenas para distribuidoras controladas pelo Estado, o plano permite que 75% de suas dívidas sejam assumidas pelos estados (50% em 2015/2016 e os 25% restantes no período de 2016/2017), que então podem emitir títulos desta dívida no mercado, pagando um diferencial de juros com o *spread* incluído.

O programa também exige em contrapartida, melhoria nas condições do serviço prestado, focando no aumento da eficiência operacional, com parâmetros e regras estabelecidos. A redução das perdas técnicas e comerciais para 15% nos anos de 2018-2019, e comprometimento com a redução do preço da geração de eletricidade estão entre as exigências do plano.

Esse conjunto de legislações resume o marco regulatório da Índia sobre o setor de eletricidade, e suas ramificações sobre o tratamento de perdas não técnicas, além das consequências sobre o valor da tarifa de eletricidade final. Os valores de perdas não técnicas reconhecidos na tarifa irão variar de acordo com cada agência reguladora estatal, as SERCs, mas suas atuações são limitadas e norteadas pelo *Electricity Act of 2003* e seus respectivos adendos.

## II.2 - ESTRUTURA DE MERCADO INDIANA

### II.2.1 - A Rede Nacional de Eletricidade

A prestação do serviço de energia elétrica na Índia é dividida em cinco redes regionais: Norte, Oeste, Leste, Nordeste e Sul, que ao longo do tempo foram lentamente sendo interconectadas até a formação do que hoje é conhecido como a Rede Nacional (*National Grid*). A figura 2.3 ilustra o mapa da Índia de acordo com as redes de fornecimento de energia elétrica.

**Figura 2.3: Mapa da Rede Nacional de Energia Elétrica da Índia**



Fonte : Elaboração própria a partir do mapa fornecido pela Central Electricity Authority (2018).

A implementação das redes regionais foi feita no início dos anos 1960, mas apenas no início dos anos 1990 as redes começaram a ser conectadas entre si, em um processo gradual

que terminou em 2013 com a conexão da rede Sul à Rede Nacional, finalizando o processo de unificação das redes regionais.

Esta conexão era muito necessária devido as necessidades de algumas regiões, que por apresentarem uma oferta de energia muito sazonal, se viam em constantes déficits energéticos e precisavam importar eletricidade gerada em outras regiões. A região Norte por utilizar muitas usinas hidrelétricas que possuem rios preenchidos por águas de degelo, tem um caráter extremamente sazonal em sua oferta de energia, e acaba observando déficits quando o desempenho das hidrelétricas não é satisfatório.

Desta forma, a total interligação das redes permite ao governo da Índia um melhor controle sobre as atividades, a otimização da utilização de recursos, além de facilitar a implementação de políticas energéticas.

## II.2.2 - *Geração e transmissão de eletricidade*

A responsabilidade na oferta de eletricidade na Índia é dividida por três agentes distintos : A autoridade central, representada pelo Governo da Índia, possui atualmente 29,8<sup>53</sup>% da capacidade instalada total (103,30 GW), enquanto os estados possuem 24,3% da capacidade instalada (83,92 GW) complementados pelos 45% fornecidos pelo setor privado (159,096 GW), em uma capacidade instalada final de 346,048 GW. Em um dos grandes objetivos almejados pelo *National Electricity Policy*, a equalização entre oferta de energia e sua demanda, está muito próximo, visto que há apenas um déficit diário de 550<sup>54</sup> MW entre ambos.

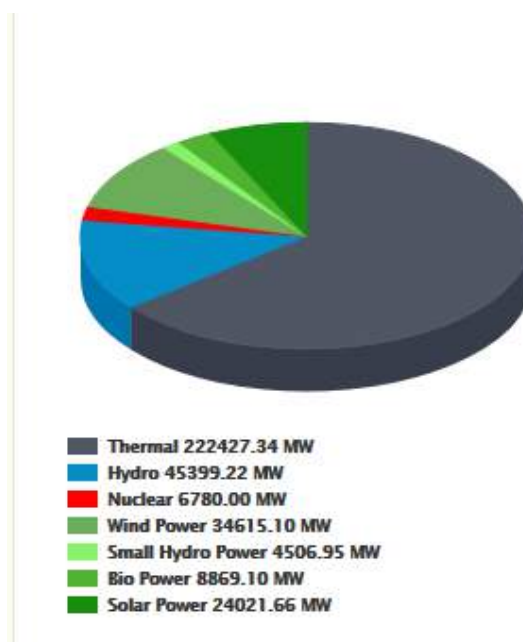
A matriz energética indiana, ainda é muito baseada em termelétricas, responsáveis por 64,17% da oferta de energia do país. Agindo em complementaridade, estão as hidrelétricas, que utilizam rios de águas de degelo, com 13% da oferta, turbinas eólicas com 10% fornecidos, além de 6,93% providos por energia solar. O país ainda possui 7 usinas nucleares em pleno funcionamento, que produzem 1,96% da energia do país. A Figura 2.4 ilustra a distribuição da matriz energética indiana.

---

<sup>53</sup> Ministry of Power (2018). Disponível em <https://powermin.nic.in/en/content/generation-capacity>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>54</sup> Ministry of Power (Dez. 2018). Disponível em <https://powermin.nic.in/en/content/generation-reports>. Acesso em 15 de jan de 2019.

**Figura 2.4: Matriz energética indiana**



Fonte : ÍNDIA. Ministry of Power (2018), disponível em <https://npp.gov.in/dashBoard/cp-map-dashboard>.

Fator fundamental na integração inter-regional, o setor de transmissão vem sendo alvo de grandes investimentos do governo da Índia, que possui como grande objetivo garantir o fornecimento de energia para todos seus habitantes, com a forte expansão da linha de transmissão desde a concepção da *National Electricity Policy*.

O país possui atualmente 399.142<sup>55</sup> CKm<sup>56</sup> de linhas de transmissão, em comparação com 313.417 CKm de linhas de transmissão construídos até 2014. A Tabela 2.2 demonstra os números do setor de transmissão na Índia

**Tabela 2.2: Linhas de transmissão instaladas e capacidade de distribuição**

Capacidade	Subestações (MVA)	Transmissão (em km de circuitos)
Alta voltagem	22.500	15.556
765 kV	197.500	36.673
400 kV	292.292	173.172
220 kV	335.696	170.748
200 kV e acima	847.988	396.149

<sup>55</sup> Ministry of Power (2018), disponível em: <https://npp.gov.in/dashBoard/trans-map-dashboard>

<sup>56</sup> CKm é uma unidade que representa quilômetros de circuitos em linhas de transmissão.

Fonte : Central Electricity Authority (2018)

O setor de transmissão se desenvolveu de tal forma, que hoje todos os vilarejos da Índia possuem acesso a eletricidade. Não obstante, o país começou a expandir suas linhas de transmissão para alguns de seus vizinhos, como Bangladesh, Butão e Nepal, permitindo o câmbio energético entre os países.<sup>57</sup>

### II.2.3 - Distribuição de eletricidade

O setor de distribuição de eletricidade na Índia é responsável por fornecer o serviço de eletricidade para 209.323.409 domicílios, divididos em dois subsetores, de distribuição urbana e rural. Apesar de todo o esforço do governo para garantir a universalidade do serviço, este número não representa a totalidade dos domicílios na Índia, com 7.529.291<sup>58</sup> moradias ainda sem acesso à luz.

A mesma divisão dinâmica feita nos setores de geração e transmissão é feita para a distribuição de eletricidade, com aproximadamente 73<sup>59</sup> distribuidoras de eletricidade na Índia, sendo 13 departamentos de eletricidade, 17 distribuidoras privadas, 41 distribuidoras estatais e 2 comissões estatais de eletricidade.

Os números demonstram a resistência de introduzir agentes privados no segmento de distribuição na Índia. O governo tem feito parcerias público-privadas<sup>60</sup> (PPP), de forma a transferir as responsabilidades das atividades de distribuição para o vencedor de um leilão promovido pelo governo, onde a nova concessionária será aquela que fornecer o mesmo serviço pelo menor preço. Isto é um movimento de transferir o ônus da atividade mais frágil do setor elétrico indiano (INDIA, 2012) para um que possui menor dificuldade de lidar com os problemas, em relação ao setor público (INDIA, 2006).

---

<sup>57</sup> A Índia já fornece 500 MW anuais para Bangladesh, com o objetivo de fornecer 9.000 MW em 2041.

<sup>58</sup> Ministry of Power (2018), disponível em: <https://npp.gov.in/dashBoard/rd-map-dashboards>. Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>59</sup> Indian Power Sector (2014), disponível em: <http://indianpowersector.com/home/electricity-board/electricity-distribution/>. Acesso em: 16 jan. 2019.

<sup>60</sup> As parcerias público-privadas (PPP) começaram a ser implementadas na Índia a partir de 2011, para os setores que precisam de investimentos em infraestrutura muito altos, ou setores que precisam de uma modernização urgente. A utilização de PPPs não é exclusividade do setor de eletricidade na Índia, já se disseminando para setores de saneamento, construção de estradas e transportes.



Este modelo apresenta a grande vantagem de se estar de acordo com a regulamentação do setor elétrico promovida pelo *Electricity Act of 2003*. Não obstante, também é responsável por introduzir um agente mais eficiente no combate às perdas, que está de acordo com os valores propostos pelo governo, em negociação prévia, e ciente de todas as sanções possíveis caso os requisitos não sejam alcançados. Isto permite ao governo delegar esta responsabilidade para agentes privados, sem retirar a intervenção de um setor considerado essencial na sociedade indiana. (INDIA, 2012)

No entanto, o modelo PPP possui uma grande resistência de membros políticos, céticos de que a introdução de agentes privados em um setor estratégico, seria a melhor opção para a Índia. O modelo, por garantir uma concessão em determinadas áreas, também fornece a possibilidade de tarifas múltiplas dentro de um mesmo estado, algo que pode gerar insatisfação popular. (INDIA, 2012)

Uma outra alternativa que vem sendo aplicada em menor escala pelo governo indiano, reside no modelo *Franchisee*, de franqueados, com cinco grandes franqueados atualmente : quatro no estado de Maharashtra e um no estado de Uttar Pradesh. A sua aplicação atual possui um caráter experimental, como forma de encontrar novas opções para a introdução gradual de agentes privados no mercado de distribuição.

Neste modelo, um agente possui a autorização para distribuição de eletricidade em uma determinada área, sem a necessidade de realização de um leilão para estipulação de um vencedor. No entanto, o escolhido consiste no candidato que fornecer as melhores condições para prestação do serviço. Isto pode ser observado com o desempenho das distribuidoras franqueadas que reduziram as perdas consideravelmente em um período de médio prazo.<sup>61</sup>

O modelo de franquias demonstra ter um potencial de introduzir agentes capazes de lidar com o problema de perdas na Índia, mas sua aplicação em uma escala maior possui alguns empecilhos. Isto porque não é consenso de que há uma concordância entre este modelo e as regras estabelecidas pelo *Electricity Act of 2003*, algumas interpretações consideram ele de acordo com as regras, outras não. Isto porque não há a estipulação necessária de uma licença, e o ato estabelece a existência de uma licença para a realização do serviço.

---

<sup>61</sup> Perdas técnicas e comerciais agregadas em Bhiwandi, uma das regiões com franquias, foram reduzidas de 62% em 2005/06 para 18% em 2010/11, com o aumento da eficiência de arrecadação de 68% para 99% no mesmo período (INDIA, 2012).

Apesar de residir em uma área de incerteza jurídica, e possuir uma grande resistência da sociedade, ambos os modelos demonstraram ser opções razoáveis para a melhora da qualidade do serviço de distribuição de eletricidade na Índia. A distribuição na Índia é feita para os três setores produtivos, industrial, comercial e agrícola, além do fornecimento para o consumo residencial. Responsável pela maior parte do consumo, o setor industrial requisitou 380.605<sup>62</sup> GWh em 2015, seguido pelo setor residencial com 220.894 GWh, e pelo setor agrícola que necessitou de 173.200 GWh para a realização de suas atividades, enquanto o setor comercial consumiu a menor parcela, correspondente a 82.322 GWh.

No entanto, apesar de todo esse crescimento, o setor de distribuição se encontra na posição mais vulnerável da etapa produtiva de eletricidade, pois é nele onde se observam as grandes parcelas de perdas não técnicas. Não obstante, é um setor marcado na Índia pela falta de competitividade e obsolescência tecnológica crônica. (SINGH; KUMAR, 2017)

O governo tentou lidar com estes problemas, ao incentivar a competitividade e iniciar um grande processo de privatização das distribuidoras, mas existe um limite de licenças privadas que não permite uma maior aderência para todo o setor. Isto significa que até hoje existem distribuidoras estatais sofrendo grandes perdas financeiras, o que acarreta em um serviço de menor qualidade, e uma tarifa de eletricidade maior. (CEA, 2018)

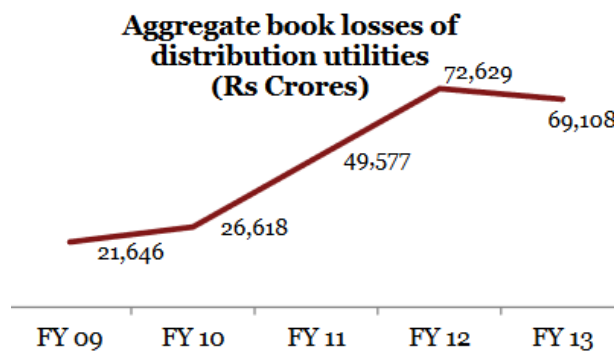
A Figura 2.5 ilustra a evolução dos déficits das empresas distribuidoras de eletricidade na Índia.

**Figura 2.5: Evolução dos déficits das distribuidoras de eletricidade na Índia<sup>63</sup>**

---

<sup>62</sup> Ministry of Power (2018), disponível em: <https://npp.gov.in/dashBoard/ud-map-dashboard>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>63</sup> Na Índia, uma unidade de referência muito utilizada para grandes somas é o *Crore* onde uma unidade representa 10 milhões de rúpias, equivalente a US\$ 142.261,84. Utilizando este cálculo para referência, podemos ver que o valor observado de perdas para as distribuidoras em 2014 foi de aproximadamente US\$ 9,8 bilhões.



Fonte : PricewaterhouseCoopers (2016).

Esta fragilidade financeira é evidenciada no plano de emergência, o *UDAY*, que o governo da Índia se viu obrigado a lançar com o objetivo de recuperar financeiramente suas distribuidoras estatais, e em seu maior foco atual no combate de perdas não técnicas. As metas de introdução gradativa de energias renováveis na matriz, e universalização do serviço estão bem difundidas, e embora não tenham sido alcançadas à risca, estão dentro dos padrões aceitáveis, enquanto as perdas não técnicas mantém-se como um grande problema a ser resolvido para melhorar a situação das distribuidoras de eletricidade (PRICEWATERHOUSECOOPERS, 2014).

### II.3 - ESTRUTURA INSTITUCIONAL

O primeiro agente no setor de eletricidade, que possui papel essencial para seu funcionamento, e logo o mais importante, é o governo da Índia, através do seu Ministério de Energia, o *Ministry of Power*. Do *Ministry of Power* nasceu a iniciativa de reformular o marco regulatório do setor elétrico indiano, e com ele delegar atividades de regulação para a CEA – *Central Electricity Authority* – que já possuía papel de regulador desde a regulação de 1948, mas que teve seu ato repellido, com a introdução do Ato de 2003. Após o Ato de 2003, a CEA continua tendo seu papel de regulador, e também fornece apoio técnico para todos os *stakeholders* do setor, e para a elaboração de políticas energéticas do *Ministry of Power*.

Não obstante, o governo da Índia também possui grandes empresas em todos os setores da cadeia de produção de eletricidade, como companhias geradoras, uma companhia de

transmissão responsável por 50% do transporte de eletricidade na Índia, a *Powergrid*, e também de empresas distribuidoras de eletricidade.

Com poder autônomo garantido por lei estipulada pelo governo central, está a CERC – A *Central Energy Regulatory Commission* – outro órgão regulador que possui atividades estipuladas por lei como a regulação de tarifas de companhias controladas pelo governo central, a regulação de transmissão interestadual de eletricidade e o valor de sua tarifa, e o fornecimento de licenças para atividade nos setores de transmissão e distribuição. Apesar de ter o aval do governo para sua atuação, a CERC é um órgão autônomo e independente, livre de controle do governo.

Sob controle do governo estão outras instituições de suporte para as atividades do setor elétrico indiano, como a NPTI – A *National Power Training Institute* – organização responsável pelo treinamento e desenvolvimento de recursos humanos utilizados no setor, e a CPRI – A *Central Power Research Institute* – órgão responsável pela elaboração de projetos de pesquisa e desenvolvimento para o setor elétrico.

Outras instituições federais também possuem papel importante por prestarem atividades em nichos do setor onde há a necessidade de especialização para lidar com potenciais empecilhos. A *Rural Electrification Corporation* é uma organização que provê assistência financeira para programas de eletrificação rural, um dos objetivos principais do governo indiano ao estipular suas reformas no setor elétrico. Duas grandes empresas são responsáveis por integrar projetos das principais fontes energéticas do país a *National Hydroelectric Power Corporation* (NHPC) para hidrelétricas e fontes eólicas, enquanto a *National Thermal Power Corporation* (NTPC) possui a mesma função, mas para termelétricas.

Com a lei de reformas do setor elétrico, o governo indiano estipulou a criação de comissões regulatórias estaduais, as SERCs – *State Electricity Regulatory Commission* - que possuem os mesmos objetivos e poderes da CERC, mas com um escopo muito menor, limitado apenas para o estado de sua concepção.

Existem 27 comissões regulatórias estaduais hoje na Índia, responsáveis pela compra, distribuição, oferta de eletricidade, regulação da qualidade do serviço, o preço das tarifas a ser cobrado, também visando promover a competição, eficiência e economia de recursos nas atividades dentro do estado.

Da mesma forma, os estados também possuem controle sobre empresas de geração, transmissão e distribuição, que são as empresas que mais possuem dificuldades em gerar receitas e otimizar suas atividades (CEA,2018). As empresas são resultado do processo de desverticalização dos SEBs – *State Electricity Boards* – conselhos que controlavam todas as etapas produtivas do setor de eletricidade, após as reformas legislativas.

Sendo introduzidos gradualmente no setor, estão os agentes privados, que podem ter licenças para distribuição, como a *Tata Power Company*<sup>64</sup> que fornece energia para 1 milhão de consumidores na capital de Delhi, licenças para transmissão e também para câmbio de energia.

Outra atividade que recebe muita atenção atualmente, foi destacada pela legislação indiana é a produção de energia por agentes independentes, os *Independent Power Producers* (IPP). Qualquer indivíduo pode produzir eletricidade independentemente, e caso tenha vontade de se inserir no mercado de energia, ele pode fazê-lo, desde que receba autorização da entidade regulatória correspondente.

Este panorama resume as principais instituições do setor elétrico indiano, responsáveis pela regulação e execução das atividades do setor.

## II.4 - PERDAS NÃO TÉCNICAS NA ÍNDIA

### II.4.1 - *Conceito de perdas na Índia*

A observação de perdas não técnicas no setor de eletricidade não é uma exclusividade da Índia, no entanto, os valores observados no país demonstram que o problema é crônico na sociedade indiana, e extremamente grave. Isto porque as perdas impactam financeiramente a empresa de tal modo, que ela se encontra impossibilitada de melhorar o serviço, seja pela queda da arrecadação, seja por utilizar parte dos seus recursos para o combate de perdas.

---

<sup>64</sup> A *Tata Power Company* é uma empresa privada que possui ativos de geração, transmissão e distribuição dentro de toda a Índia, sendo a maior empresa no ramo energético neste sentido, já expandindo suas atividades internacionalmente. Um dos seus ativos mais valiosos reside na licença para distribuição de eletricidade na capital da Índia, Delhi.

Por ser um problema de magnitude particular na Índia, foi necessário estabelecer uma metodologia de cálculo de perdas, como forma de orientar todas as agências estaduais regulatórias, responsáveis por estabelecer metas de perdas não técnicas, e consequentemente os valores reconhecidos na tarifa de eletricidade.

Em 2008, o *Forum of Regulators* (FOR), publicou um relatório sobre estratégias de redução de perdas, onde exaltou a necessidade de segregar as perdas técnicas e comerciais (PRICEWATERHOUSECOOPERS, 2016), que se tornará base para a metodologia utilizada no cálculo de perdas na Índia.

Em uma iniciativa do *Ministry of Power* foi lançado em 2009 o *Methodology for Establishing Baseline AT&C Losses* o documento que expressa a metodologia adotada para o cálculo de perdas não técnicas, incluindo um conceito particular do tratamento de perdas na Índia, as *Aggregated and Commercial Losses*, ou *AT&C losses*.

Um tratamento internacional muito comum para quantificar as perdas de energia é verificar no balanço a quantidade de energia injetada na rede, e a quantidade de energia que foi paga. A diferença então, é a parcela de perdas.

Como as perdas técnicas são mais fáceis de se registrar, a identificação das perdas não técnicas é feita através do total de energia perdida, subtraído da parcela de perdas técnicas. Este tratamento inclusive, é feito no Brasil.

$$PT = E_j - E_p$$

*PT = Perdas totais ; E<sub>j</sub> = Energia Injetada ; E<sub>p</sub> = Energia Paga*

$$PNT = PT - PTe$$

*PNT = Perdas não técnicas ; PT = Perdas totais ; PTe = Perdas técnicas*

Na Índia, as perdas são divididas em dois tipos: perdas técnicas e perdas comerciais. A utilização do conceito de perdas de transmissão e distribuição, feito internacionalmente, não pode ser implementada na Índia sem uma metodologia específica. Isto pois existe uma diferença entre as perdas de transmissão e distribuição, e o valor observado na prática pelo país. Com

isso, dois conceitos particulares são introduzidos no tratamento indiano, que explicam a diferença entre os valores observados.

O primeiro conceito é de *Billing Efficiency*, a eficiência de cobrança, que corresponde a capacidade da empresa de fazer com que a energia entregue seja de fato cobrada. O segundo conceito, de *Collecting Efficiency*, a eficiência de arrecadação, consiste na eficiência da empresa em monetizar a cobrança da conta de luz. O *Billing Efficiency* busca corrigir os erros administrativos, enquanto o *Collecting Efficiency* corresponde a capacidade da empresa em combater a inadimplência.

Para o cálculo de perdas de transmissão e distribuição não há diferença do utilizado internacionalmente, sendo apenas a subtração da fração entre energia paga e energia injetada.

$$T\&D = \left\{ 1 - \left( \frac{Ep}{Ej} \right) \right\} * 100$$

*T&D = Transmission and Distribution Losses*

No entanto, o cálculo de perdas técnicas e comerciais agregadas inclui os dois conceitos de eficiência de cobrança, e de arrecadação. O primeiro conceito se refere a eficiência de cobrar o que foi exatamente entregue, pois em algumas situações como conexões temporárias, a distribuidora se vê impossibilitada de cobrar exatamente o montante de energia fornecido. A razão de energia arrecadada (paga) sobre o total entregue define o conceito de eficiência de cobrança.

$$\text{Eficiência de Cobrança} = \frac{TUC}{TUF}$$

*TUC = Total de Unidades Cobradas; TUF = Total de Unidades Fornecidas*

Já a eficiência de arrecadação é a razão entre a receita arrecadada e a quantidade de energia cobrada em conta.

$$\text{Eficiência de Arrecadação} = RA/QC$$

*RA = Receita Arrecadada ; QC = Quantidade Cobrada em conta de luz*

Esta transformação aparenta ser algo tautológico, mas sem a utilização destes dois conceitos, a quantidade de perdas comerciais não pode ser observada, e desta forma as perdas de transmissão e distribuição tampouco podem ser computadas. (INDIA, 2009).

As perdas técnicas e comerciais agregadas serão calculadas utilizando ambos os conceitos de eficiência de cobrança e arrecadação.

$$AT\&C\ Losses = \{1 - (EC \times EA) * 100\}$$

*EC = Eficiência de Cobrança; EA = Eficiência de Arrecadação*

A partir de 2009, com o *Methodology for Establishing AT&C Losses*, o conceito de perdas técnicas e comerciais agregadas se torna o padrão de referência de perdas na Índia, sendo utilizado na regulação do assunto por parte de todos os órgãos reguladores, estaduais ou centrais.

A tabela 2.3 a seguir demonstra a diferença entre perdas de transmissão e distribuição e perdas comerciais e técnicas agregadas, e o histórico de redução das perdas a partir do novo marco regulatório indiano.

**Tabela 2.3: Redução de perdas de transmissão e distribuição e perdas técnicas e comerciais agregadas na Índia**

Ano	T&D (%)	AT&C (%)
2004-05	31,25	34,33
2005-06	30,42	33,02
2006-07	28,65	30,62
2007-08	27,20	29,45
2008-09	25,47	27,37
2009-10	25,39	26,78
2010-11	23,97	26,04
2011-12	23,65	26,63
2012-13	23,04	25,48
2013-14	22,84	22,58
2014-15	22,77	24,62



Fonte: Central Electricity Authority (2016) disponível em:

<https://beeindia.gov.in/sites/default/files/Transmission%20and%20Distribution%20Losses%20by%20CEA.pdf> .

Acesso em 15 de jan de 2019.

A Índia possui um problema grave de perdas, não apenas no âmbito de comerciais, mas também no de técnicas.

Os investimentos inadequados em transmissão e distribuição, particularmente em subtransmissão, a utilização de tecnologias obsoletas em transformadores e condutores, a larga escala de eletrificação rural através de longas linhas de 11kV, o uso impróprio de gerenciamento de carga, e a má manutenção da rede são motivos para o alto valor de perdas técnicas na Índia (SINGH; KUMAR, 2017)

Já as perdas comerciais acontecem na extensão não autorizada de cargas, alteração, queima e desvio dos medidores de luz, além de erros da própria distribuidora na leitura e registro da energia consumida. (SINGH; KUMAR, 2017)

Assim, os furtos de energia representam grande parcela das perdas comerciais na Índia, em ressonância com o observado internacionalmente. No entanto, os valores observados podem variar de forma radical, seja de estado para estado, seja dentro da mesma área de concessão de uma distribuidora, indicando que as perdas comerciais na Índia são influenciadas fortemente pelo contexto socioeconômico do local.

A tabela 2.4 ilustra o valor de perdas comerciais e técnicas agregadas por região da rede nacional de eletricidade da Índia

**Tabela 2.4: Perdas técnicas e comerciais agregadas por região da Rede Nacional de Eletricidade**

<b>Região</b>	<b>2012-2013 (%)</b>	<b>2013-2014 (%)</b>
<b>Leste</b>	<b>42,04</b>	<b>38,02</b>
<b>Nordeste</b>	<b>38,31</b>	<b>33,94</b>
<b>Norte</b>	<b>28,89</b>	<b>24,86</b>
<b>Sul</b>	<b>17,40</b>	<b>19,06</b>
<b>Oeste</b>	<b>23,36</b>	<b>18,37</b>
<b>Nacional</b>	<b>25,45</b>	<b>22,70</b>

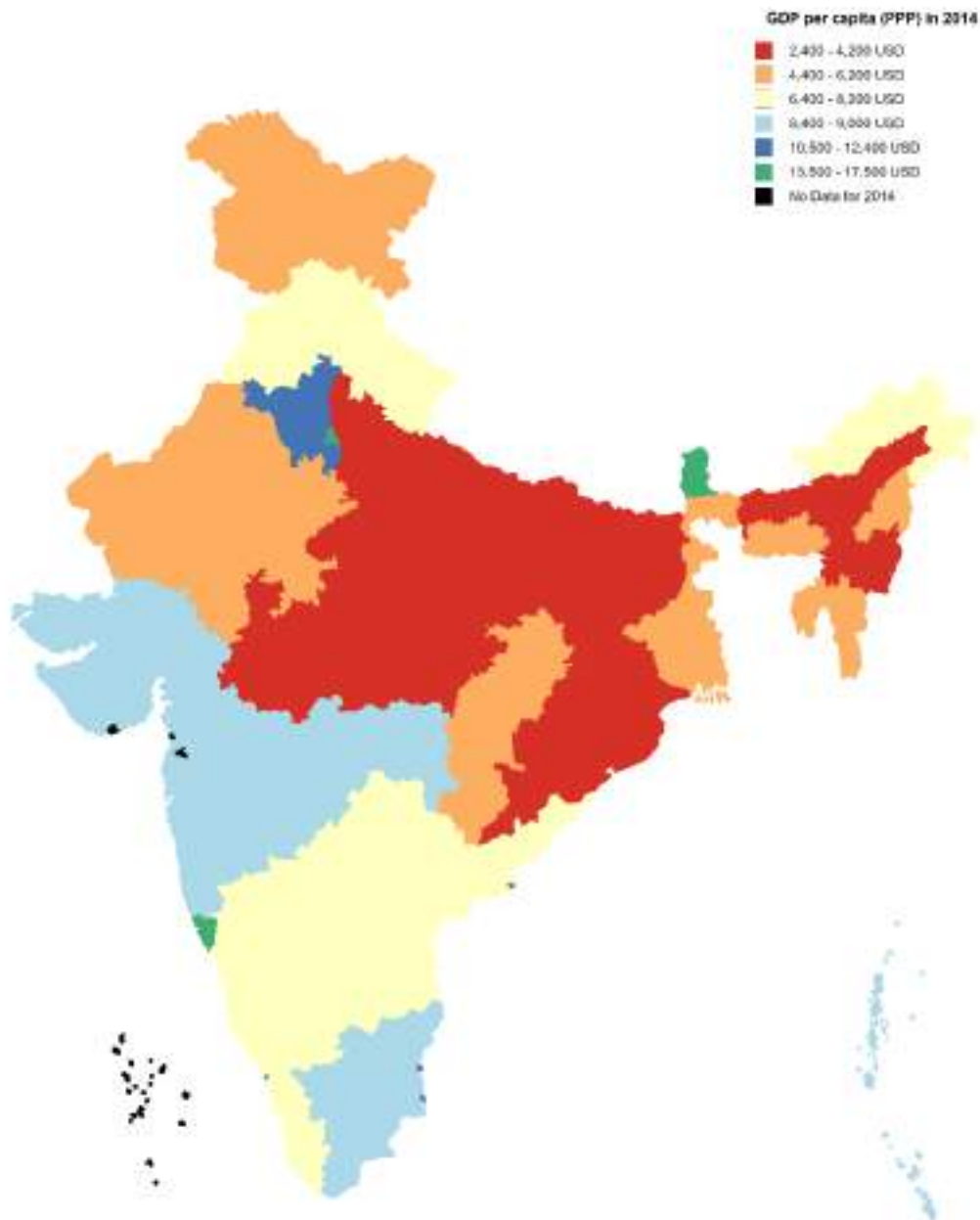
Fonte : Elaboração própria a partir de PricewaterhouseCoopers (2016)

Nesta tabela é possível ver que as regiões Leste e Nordeste são as mais afetadas pelo problema de perdas não técnicas, enquanto a Região Norte está bem próxima da média nacional. Já as regiões Sul e Oeste registram valores abaixo da média nacional.

Ao dispor o mapa de estados por valor de renda *per capita*, é possível ver a relação inversa entre renda e perdas não técnicas. Os estados com menor renda *per capita* são os que se observam os maiores valores de perdas comerciais.

A figura 2.6 ilustra a disposição de estados na Índia por renda *per capita*

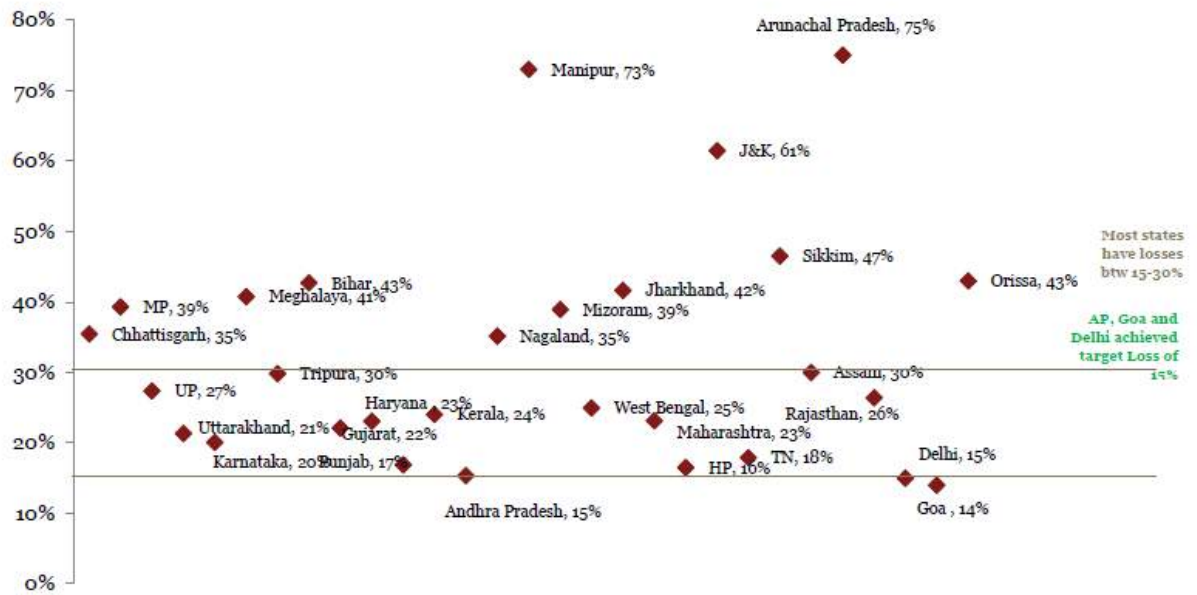
**Figura 2.6: Renda *per capita* por estados na Índia**



Fonte: Autor desconhecido (2015), disponível em: <https://imgur.com/a/1l2eJBT>. Acesso em: 16 jan. 2019.

A Figura 2.7 ilustra o valor de perdas técnicas e comerciais agregadas por estado na Índia.

**Figura 2.7: Perdas técnicas e comerciais agregadas por estado na Índia**



Fonte : PricewaterhouseCoopers (2016).

É possível ver que alguns estados já se encontram dentro dos limites impostos pelo programa de reestruturação financeira das distribuidoras estatais, o *UDAY*, que estabelecia uma redução de perdas a um nível de 15% para os anos de 2018-2019.

Poder-se-ia dizer que as perdas no Estado de Delhi são menores pois não apenas ele possui uma alta renda *per capita*, mas também o serviço das distribuidoras mais eficientes, como a privada *Tata Power Delhi Distribution*, que possui apenas 8,9% de perdas técnicas e comerciais agregadas<sup>65</sup>, porém o estado de Andhra Pradesh possui perdas em níveis similares, com uma distribuidora estatal. Há relação entre empresas públicas, e perdas, resultados da má administração e baixos investimentos, mas o problema vai além deste aspecto.

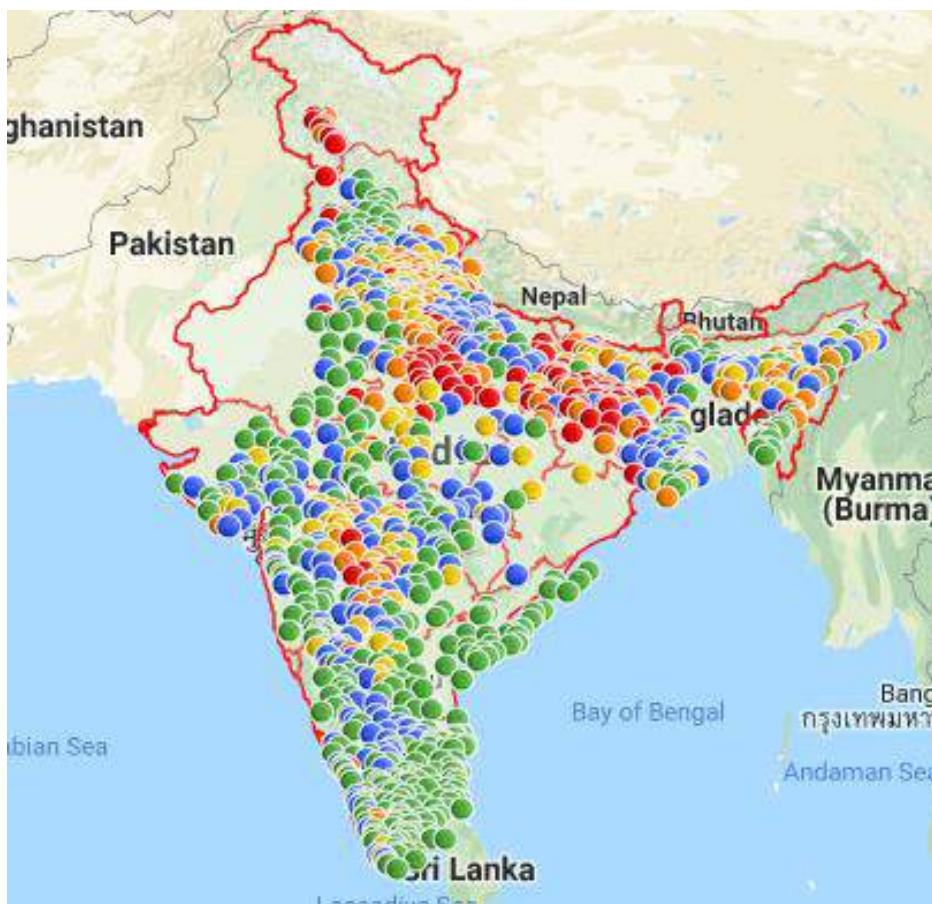
Característica marcante da Índia, há uma grande desigualdade social dentro dos estados, marcados por áreas de alta renda imbricadas por áreas de baixíssima renda, o que gera uma instabilidade no serviço de distribuição de eletricidade, onde é possível observar cidades muito próximas com situações de perdas completamente distintas. Áreas de menor renda também possuem uma infraestrutura para distribuição de eletricidade mais precária, o que acarreta em maiores perdas.

<sup>65</sup> ÍNDIA (2016)

Desta forma, a desigualdade social possui um duplo impacto nas perdas na Índia, por criar ambientes com estímulos à proliferação do comportamento clandestino, mas também ao não fornecer as condições necessárias para arcar com os custos da tarifa de eletricidade.

Esta forte heterogeneidade social pode ser vista com o mapeamento de perdas dentro de cada estado, para toda a Índia. É possível observar cidades com altos níveis de perdas dentro de regiões onde o problema não é tão grave, em comparação com outros estados da Índia. A Figura 2.8 ilustra as perdas por cidade dentro dos estados na Índia

**Figura 2.8: Perdas comerciais e técnicas agregadas por cidades na Índia**



Pontos no mapa são referentes aos alimentadores de energia na Índia. Os valores de perdas, de cada alimentador, variam de acordo com a cor dos pontos: vermelha significa perdas acima de 45%, laranja entre 35 e 45%, amarela de perdas entre 25 e 35%, azul de perdas entre 15 e 25%, enquanto a verde apresenta valores menores que 15%.

Fonte : ÍNDIA (2018), disponível em: [https://npp.gov.in/dashBoard/ud-map-all\\_town\\_dashboard](https://npp.gov.in/dashBoard/ud-map-all_town_dashboard)

Com este mapa é possível evidenciar a preocupação do governo indiano com a questão de perdas, investindo recursos para o monitoramento em tempo real das perdas para cada estado, cidade e distribuidora. Cada ponto demonstra uma cidade, que ao ser destacado indica os

valores de perdas para o ano corrente, o nome da distribuidora que atua nesta região, e a gravidade da situação, de acordo com a cor utilizada nos pontos.

A mudança radical de contextos tornaria a homogeneização do tratamento regulatório na Índia algo completamente fora de sintonia com o panorama indiano. Seria não apenas inviável estabelecer metas usando estados eficientes como *benchmarking* mas também contra intuitivo e desconexo com a realidade observada por grande parte do país, justamente dificultar a comparação das mesmas.<sup>66</sup>

Esta diferença de cenários é uma das razões da fragmentação regulatória de todo o fornecimento de eletricidade na Índia, com a estipulação de metas de perdas não técnicas e também do valor final da tarifa, sendo estabelecida por cada agência regulatória estatal.

#### II.4.2 - *Tratamento regulatório de perdas na Índia*

O *Electricity Act of 2003* estipulou a criação compulsória de agências reguladoras estatais, as *State Electricity Regulatory Commission (SERCs)*, que são responsáveis por regular todo o serviço de fornecimento de eletricidade, iniciando pelas regras de suprimento, geração, transmissão e distribuição. Aspectos correspondentes à cada etapa também estão incluídos no escopo regulatório, como o fornecimento de licenças de operação, políticas de promoção de energias renováveis.

Atualmente existem 27 comissões estaduais com poder regulatório de estabelecer e fiscalizar as atividades de energia elétrica dentro dos estados. São elas as comissões dos estados de Arunachal Pradesh, Assam, Andhra Pradesh, Bihar, Chhattisgarh, Delhi, Gujarat, Himachal, Haryana, Jammu & Kashmir, Jharkhand, Karnataka, Kerala, Madhya Pradesh, Maharashtra, Meghalaya, Nagaland, Orissa, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, Tripura, Uttarakhand, Uttar Pradesh, West Bengal, uma comissão em conjunto, dos estados de Manipur e Mizoram, e uma para os territórios da União, a *Joint Electricity Regulatory Commission for Union Territories*.

---

<sup>66</sup> Um dos objetivos listados pelo *Electricity Act of 2003* consiste na promoção de políticas eficientes e conciliadoras com ambientes diferentes (Ministry of Power, 2003) o que aponta que o objetivo principal desta fragmentação regulatória é introduzir uma forma de tratamento que seja satisfatória para regiões com características distintas.

A análise dos tratamentos regulatórios será feita a partir da seguinte metodologia: serão escolhidos dois exemplos de tratamentos regulatórios de acordo com a gravidade do problema de perdas, dividida em três níveis (gravíssimo, moderado e leve) em ressonância com a situação dos alimentadores ilustrada previamente pela Figura 3.9. Uma situação gravíssima corresponde a um estado cuja média de perdas esteja acima de 50% de sua energia injetada, enquanto a leve a um com menos de 15% de energia injetada perdida.

Desta forma os dois estados que terão seus tratamentos regulatórios apresentados, e consequentemente a estipulação de tarifas de eletricidade serão os seguintes: Jammu & Kashmir, com 53,35<sup>67</sup>% de perdas, e Gujarat, com 13,76% de perdas.

#### **II.4.2.1- Jammu & Kashmir**

Situado no extremo Norte da Índia, na divisa do país com o Paquistão e também com a China, constituído por três regiões com climas distintos : o deserto ártico de Ladakh, o temperado Vale Kashmir e a região subtropical de Jammu, o estado de Jammu & Kashmir apresenta graves problemas de perdas técnicas e comerciais agregadas, com todos os alimentadores registrando mais de 50%<sup>68</sup> de energia injetada perdida.

As atividades econômicas no estado são de natureza agrícola e extrativista, com a sericultura, criação de larvas para produzir seda, sendo a principal atividade, complementada pelo cultivo de frutas e vegetais, e pela pesca.

A transmissão e distribuição de eletricidade no estado é feita por apenas uma empresa, a estatal *Jammu & Kashmir Power Development Department-Distribution*, que fornece energia para 12.541.302 habitantes<sup>69</sup>. A distribuidora também faz parte do plano de reestruturação financeira promovido pelo governo central, o UDAY.

A regulação das atividades no estado é feita pela *Jammu and Kashmir State Electricity Regulatory Commission*. Em sua regulação, a agência determina que deve ser preparada uma

---

<sup>67</sup> UDAY (2018) disponível em: <https://www.uday.gov.in/home.php#modal-three>. Acesso em 15 de jan de 2019

<sup>68</sup> UDAY (2018), disponível em: <https://www.uday.gov.in/home.php#modal-three>. Acesso em 15 de jan de 2019.

<sup>69</sup> Census of India (2011), disponível em: <https://www.census2011.co.in/census/state/jammu+and+kashmir.html>. Acesso em 15 de jan de 2019.

política de eletricidade, periodicamente, e uma política tarifária, pelo governo de Jammu & Kashmir, de acordo com as regras estabelecidas pelo governo federal no *Electricity Act of 2003*. (JKSERC, 2010)

Não obstante, apenas as empresas licenciadas pelo órgão regulador de Jammu & Kashmir estão autorizadas a transmitir e distribuir eletricidade, e realizar câmbio energético, com exceção dos agentes isentados pelo governo da necessidade de licença.

Para este serviço, é cobrada uma tarifa de eletricidade, que contém os custos de transmissão, e oferta de eletricidade, para venda em atacado ou varejo. Esta tarifa está sujeita a revisões da comissão de Jammu & Kashmir, que irá determinar os termos e condições para fixação de tarifa.

A tarifa de eletricidade deve progressivamente refletir os custos de oferta de eletricidade, ao mesmo tempo que incorpora uma melhora nos níveis de eficiência. Os fatores que são incluídos no conceito de eficiência variam de uso econômico dos recursos, para performance, e otimização de investimentos.

Desta forma os consumidores pagam o denominado de custo médio de oferta de eletricidade, não podendo pagar menos que 50% deste custo médio de oferta. Qualquer tipo de subsídio oferecido pelo governo, deverá ser arcado por parte dos cofres da União. No entanto, caso a comissão julgue necessário, será ofertado um subsídio aos agricultores, desde que este valor não se mantenha após três anos de estabelecimento do ato.

O processo de estabelecimento da tarifa consiste em duas etapas: a distribuidora inicia um pedido de revisão tarifária para determinado período, e a comissão então irá avaliar o valor dos parâmetros e estabelecer os valores finais a serem incorporados na tarifa.

O processo consiste em uma negociação entre órgão regulador e distribuidora de energia, e depende da articulação entre ambos para alcançar um resultado satisfatório para todos, visto que o objetivo da distribuidora é sempre aumentar os valores reconhecidos na tarifa, enquanto o órgão regulador busca exatamente o contrário.

Em sua petição, a empresa deve definir em um plano de medição de energia, com a prospecção de consumidores, vendas e carga conectada. Também devem ser esclarecidas as



quantias de energia comprada para cobrir eventuais déficits energéticos da distribuidora<sup>70</sup>. A distribuidora também deve fornecer um estimado balanço de energia com as perdas de distribuição a ser incorporadas na tarifa.

Dentro da petição também deve conter o plano de investimento para o ciclo tarifário, com uma agenda de capitalização e um plano de financiamento das atividades. Finalizado o pedido, os valores reconhecidos em tarifa são estipulados pelo órgão regulador, que irá corrigir anualmente a tarifa após o processo de *true up*.

O marco regulatório indiano possibilita que as agências estaduais tenham uma autonomia para o cálculo da tarifa, de acordo com as regras estipuladas pelo *Tariff Policy*. Neste documento, fica explícito que a tarifa de eletricidade da Índia será calculada pelo regime tarifário de custo do serviço, onde os valores da tarifa de eletricidade refletem os custos de capital e operação da empresa, com uma taxa de remuneração do capital e depreciação dos investimentos realizados.

Utiliza-se como base dois ciclos tarifários, o atual estipulado para os anos 2016-17 até 2020-21, e também o anterior entre os anos de 2010-13 e 2013-16 com o objetivo de verificar os requerimentos feitos pela distribuidora JKPDD-D, e os valores reconhecidos pelo órgão regulador de Jammu & Kashmir.

No primeiro ciclo observado, em sua petição, a distribuidora JKPDD-D argumenta que foi capaz de reduzir as perdas no período tarifário anterior, e que por estar inserida em uma região de alta complexidade socioeconômica e geográfica, foi feita uma requisição para uma trajetória de redução mais leniente.

A figura 2.9 apresenta os valores observados pela distribuidora no ciclo tarifário prévio e os valores propostos pela distribuidora para o próximo ciclo.

---

<sup>70</sup> Notar que esta região possui problemas crônicos de oferta de energia, principalmente devido à sazonalidade de sua matriz energética, com hidrelétricas que utilizam rios que dependem do nível de degelo para aumentar seu volume.

**Figura 2.9: Valores de perdas observados e propostos pela distribuidora JKPDD-D para o período entre 2010-11 e 2012-13**

Description	Proposed by Petitioner in Tariff Petition	Approved by Commission in Tariff Order	Actual submitted by Petitioner
FY 2010-11	58.98	57.79	60.55
FY 2011-12	59.72	55.99	58.16 *
FY 2012-13	52.82	46.76	57.37 **

Na esquerda, os valores propostos pela distribuidora para o período tarifário. No centro estão os valores reconhecidos pelo órgão regulador na tarifa. Na direita estão os valores de perdas observados durante o ano, demonstrando que a distribuidora possui valores de perdas maiores que os propostos por ela mesma.

Fonte : JKSERC (2013).

No entanto, esse nível de perdas é maior do que estipulado em ciclo anterior, e ainda consiste em um dos maiores do país. A insatisfação com o desempenho da distribuidora, seja pela dificuldade de alcançar metas asseguradas em ciclos anteriores, ou pela entrega de documentos requisitados, como estudos de perdas em linhas de transmissão que sequer foram enviados, faz com que a comissão seja menos leniente com as metas da distribuidora para este ciclo.

A Figura 2.10 ilustra os valores aprovados pela comissão para o ciclo tarifário seguinte da distribuidora JKPDD-D e os valores submetidos e propostos pela mesma.

**Figura 2.10: Valores de perdas de transmissão e distribuição propostos, submetidos e aprovados para distribuidora JKPDD-D para o ciclo tarifário de 2012-13/2015-16**

Description	Proposed by Petitioner in Petition for the Year	Approved by Commission in MYT/ Tariff Order	Actual submitted by Petitioner
FY 2012-13	52.82	46.76	57.37
FY 2013-14	51.54	45.26	51.69
FY 2014-15	48.24	43.76	49.12
FY 2015-16	45.28	42.26	46.24

*Os valores na esquerda são referentes à meta proposta pela distribuidora durante o processo tarifário, ou o que ela se comprometia a observar de perdas durante o ano .Os valores do centro são referentes ao reconhecido pelo regulador na tarifa de eletricidade, enquanto os valores a direita são as perdas observadas no fim do ano Isto significa que a distribuidora de Jammu & Kashmir apresenta valores de perdas maiores que os propostos por ela durante processo tarifário..*

Fonte : JKSERC (2016).

No segundo ciclo, em sua proposta, a distribuidora não ofereceu nenhum plano de melhora na sua eficiência de arrecadação, apesar de ter um dos menores valores dentro do país. O órgão regulador então estipula os valores de perdas a serem reconhecidos na tarifa para o ciclo tarifário, aceitando o valor final proposto pela empresa, com uma redução anual de 4<sup>71</sup>%, mas estabelecendo uma eficiência de arrecadação de 100%.

No último ciclo tarifário, vigente entre 2016 e 2021, o órgão regulador continua com a trajetória de redução das perdas de 4% proposta, e impondo uma eficiência de arrecadação de 100%. A figura 2.11 ilustra os valores finais a ser incorporados na tarifa de eletricidade do estado para o próximo ciclo tarifário.

**Figura 2.11: Valores de perdas técnicas e comerciais agregadas reconhecidos pelo órgão regulador na tarifa de eletricidade do estado de Jammu & Kashmir**

Description	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
Collection Efficiency	100%	100%	100%	100%	100%
AT&C Losses	38.56%	35.20%	32.32%	29.68%	27.04%

Fonte : JKSERC (2016).

Dois anos depois de aprovado o ciclo tarifário, o estado de Jammu & Kashmir continua com relativamente o mesmo valor de perdas observado nos anos anteriores, o que demonstra a incapacidade da distribuidora de alcançar as metas que ela própria ajudou a estabelecer. Atualmente o nível de perdas em Jammu & Kashmir é de 53,35%<sup>72</sup>, 20% acima do reconhecido pelo órgão regulador do estado.

<sup>71</sup> A redução anual de 4% segue de acordo com uma recomendação do *Abraham Committee* para o caso da distribuidora de Jammu & Kashmir. Desta forma há uma recomendação de redução anual de 4% para as perdas de transmissão e distribuição, e as metas irão refletir essa recomendação de redução de 4% (JAMMU&KASHMIR, 2013). No entanto, não foi verificada a existência de uma metodologia para o estabelecimento deste valor de 4%, indicando que tenha sido uma estipulação de natureza discricionária.

<sup>72</sup> UDAY (2018).

## II.4.2.2 - Gujarat

Situado no extremo Oeste da Índia, fazendo fronteira com o Paquistão e sendo banhado em parte pelo Mar Árábico, o estado de Gujarat é o sexto maior território da Índia, e a nona maior população, com 60.383.628<sup>73</sup> habitantes.

Não obstante, o estado é a terceira maior economia da Índia, com um PIB de aproximadamente US\$ 210 bilhões, com uma forte produção de insumos agrícolas como algodão, mas também uma economia industrial avançada, com a extração de petróleo, e produção de cimento.

A distribuição de eletricidade no estado é dividida por quatro distribuidoras estatais que fazem parte do plano UDAY, entre elas a PGVCL, UGVCL, MGVCL, e DGVCL, a empresa privada *Torrent Power*, responsável pela distribuição em Ahmedabad, Surat e Dahej, e também outra empresa do ramo privado, a *MPSEZ Utilities Private Ltd.*

A regulação do ramo de eletricidade no estado é feita pela *Gujarat Electricity Regulatory Commission*, a SERC responsável pelo estado de Gujarat.

Dentro de seu marco regulatório, a comissão também estabelece a estipulação de um ciclo tarifário, para as atividades de geração, transmissão intra-estadual, e distribuição, com a separação entre oferta varejista de eletricidade, *Retail Supply Business*, e a parte correspondente a transmissão de eletricidade dentro da distribuição, o *Distribution Wire Business*.

Assim, as empresas que possuem licença de atuação no estado precisam preencher um formulário, determinando seu custo do serviço no período tarifário, incluindo as receitas que serão fornecidas pela tarifa de eletricidade.

A regulação também define os parâmetros do serviço que são remunerados pela tarifa de eletricidade, incluindo o custo de geração própria de energia ou aquisição da mesma, encargos de transmissão, encargos de despacho de carga, depreciação de equipamentos, juros, custos de operação e manutenção, dívidas, retorno sobre o patrimônio, excluindo qualquer tipo de receita que não seja remunerada pela tarifa.

---

<sup>73</sup> ÍNDIA (2011), disponível em: <https://www.census2011.co.in/census/state/gujarat.html>. Acesso em 15 de jan de 2019.

A distribuidora deve fornecer no seu pedido, um plano de investimento e financiamento, além da estipulação de metas físicas a ser alcançadas no fim do período tarifário. Entre as metas estão estipuladas o crescimento de carga, redução em perdas de distribuição, aumento da eficiência de arrecadação, medição de eletricidade e melhora das condições de serviço ao cliente.

É também ônus da distribuidora estipular um estudo planejando a previsão de demanda por parte do consumidor, e um plano de como esta demanda será alcançada por parte da distribuidora.

Com o início do período tarifário, as empresas precisam nesta petição, elaborar todo o projeto para o ciclo vigente, com suas prospecções de venda, e conseqüentemente uma tarifa capaz de corresponder ao custo do serviço. No entanto, a tarifa é estipulada anualmente, pelo órgão regulador, após a consolidação do resultado com o processo de *true-up*.

Como o estudo tarifário se baseia em uma estimativa, tanto da energia demandada, quanto as perdas e outras variáveis a serem observadas, os valores finais propostos pela distribuidora podem refletir a realidade ou não. No processo de *true up* feito após o fim do ano, o órgão regulador confere o balanço de energia da distribuidora efetivo e o proposto, verificando se as metas propostas foram alcançadas ou não. Desta forma, embora a tarifa seja definida *ex-ante* para todos os anos de um determinado ciclo tarifário, ao fim de cada ano ela é reajustada de acordo com o desempenho da distribuidora. A tarifa estipulada antes do *true up* é um valor aproximado da tarifa final, que só pode ser estipulado efetivamente após o fim do *true up*. Agora, é possível ver a estipulação da meta de perdas para cada uma das distribuidoras, finalizado o processo de *true-up* do ano financeiro prévio, por parte do órgão regulador de Gujarat.

#### **II.4.2.3 - UGVCL**

No resultado do ano de 2016-2017 a UGVCL teve uma meta estipulada pela comissão de Gujarat de 10% de perdas de distribuição aprovadas. No entanto, após o processo de *true-up* foi verificado um valor menor de perdas, inicialmente de 8,09%, e corrigido em revisão para 8,15%.

A UGVCL também apresentou uma eficiência de arrecadação de 100% para o ano observado.

A comissão regulatória de Gujarat, por considerar que as perdas estão em nível controlado, de acordo com sua regulação, garantiu após o processo de *true-up* o que tinha aprovado para o ano de 2016-2017, 10% de perdas reconhecidas em tarifa.

A Figura 2.12 ilustra os resultados de perdas para o primeiro ano do novo ciclo tarifário.

**Figura 2.12: Meta de perdas aprovada para a distribuidora UGVCL para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021**

Particulars	Approved for 2016-17 in MYT Order	Claimed in trueing up for 2016-17	2016-17 (Considered in True-up)
Distribution losses	10.00%	8.15%	10.00%

Na esquerda, as metas aprovadas pela agência antes do início do período tarifário. No centro as perdas registradas pela empresa durante o ano, e na direita os valores considerados pela comissão reguladora no cálculo da tarifa.

Fonte : GERC (2018).

#### II.4.2.4 - DGVCL

No resultado do ano de 2016-2017 a DGVCL teve a mesma meta de 10% de perdas aprovadas pela comissão de Gujarat. Mas, após o processo de *true-up* as perdas verificadas para o ano foram de 8,02%. A distribuidora também apresentou uma eficiência de arrecadação de 98,20%.

A comissão regulatória de Gujarat, por aceitar que o nível de perdas estava sob um patamar considerado controlado, também reconheceu o valor de perdas estipulado no início do período tarifário, de 10%.

A Figura 2.13 ilustra os valores de perdas reconhecidos para o primeiro ano do ciclo tarifário.

**Figura 2.13: Meta de perdas aprovada para a distribuidora DGVLC para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021**

<b>Particulars</b>	<b>Approved for FY 2016-17 in MYT Order</b>	<b>Claimed in Truing up for FY 2016-17</b>	<b>(Considered in True-up) for FY 2016-17</b>
Distribution losses	10.00%	8.02%	10.00%

Na esquerda, as metas aprovadas pela agência antes do início do período tarifário. No centro as perdas registradas pela empresa durante o ano, e na direita os valores considerados pela comissão reguladora no cálculo da tarifa.

Fonte: GERC (2018).

#### **II.4.2.5 - MGVCL**

No resultado do ano 2016-2017 a MGVCL teve 11,75% de perdas aprovadas pela comissão de Gujarat. No entanto, após o processo de *true-up* a empresa verificou que as perdas reais foram de 11,22%. A empresa também verificou uma eficiência de arrecadação de 100%.

A comissão de Gujarat, por aceitar que as perdas se encontram em um nível controlado, também reconheceu as perdas calculadas para o período em sua totalidade, para 11,75%.

A Figura 2.14 ilustra os valores de perdas reconhecidos para o primeiro ano do ciclo tarifário.

**Figura 2.14 Metas de perdas aprovada para a distribuidora MGVCL para o primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021**

<b>Particulars</b>	<b>Approved for 2016-17 in MYT Order</b>	<b>Claimed in truing up for 2016-17</b>	<b>(Considered in True-up) for 2016-17</b>
Distribution Losses	11.75%	11.23%	11.75%

Na esquerda, as metas aprovadas pela agência antes do início do período tarifário. No centro as perdas registradas pela empresa durante o ano, e na direita os valores considerados pela comissão reguladora no cálculo da tarifa.

Fonte : GERC (2018).

### II.4.2.6 - PGVCL

No resultado do ano de 2016-2017 a PGVCL verificou que suas perdas foram de 20,86%, menores que o aprovado pela comissão de Gujarat, que estipulou uma meta de 22% de perdas.

Por também considerar que as perdas estão em um nível controlado, e que demonstra a preocupação da empresa de reduzir o nível de perdas, considerado alto em relação com as atuantes de áreas próximas, a comissão de Gujarat considerou a meta estipulada no início do período tarifário de 22% para perdas.

A Figura 2.15 ilustra a meta de perdas para a distribuidora no primeiro ano do ciclo tarifário.

**Figura 2.15: Meta de perdas para a distribuidora PGVCL no primeiro ano do ciclo tarifário de 2016-2021**

Sr. No.	Particulars	Approved for 2016-17 in MYT Order	Claimed in trueing up for 2016-17
1	Distribution Losses	22.00%	20.86%

Na esquerda, as metas aprovadas pela agência antes do início do período tarifário. No centro as perdas registradas pela empresa durante o ano, e na direita os valores considerados pela comissão reguladora no cálculo da tarifa.

Fonte : GERC (2018).

### II.4.2.7 - Torrent Power Limited

A *Torrent Power Limited* possui três licenças de distribuição (Ahmedabad, Surat e Dahej) dentro do estado de Gujarat, de forma que são necessárias três petições distintas, e consequentemente, três tarifas. Aqui será apresentado a meta de perdas para as três áreas de concessão, para o ano de 2016-2017.

Para a área de Ahmedabad, a comissão de Gujarat aprovou uma meta de perdas de 7,5%, e após o processo de *true-up* um valor de perdas inferior foi observado, de 6,81%, que consiste no valor a ser incorporado na tarifa.

Para a área de Surat, a comissão de Gujarat aprovou uma meta de perdas de 3,89%, e após o processo de *true-up*, foi verificado um valor de perdas maior que a meta estipulada, de



3,92%. A comissão de Gujarat estabeleceu que a empresa seja responsável por arcar com a diferença entre as perdas observadas e estipuladas no início do ciclo tarifário.<sup>74</sup>

Para a área de Dahej, a comissão de Gujarat aprovou uma meta de perdas de 2,00%, e após o processo de *true-up* foi observado um valor de perda menor que a meta estipulada, de 0,53%. Este valor será o incorporado na tarifa<sup>75</sup>.

#### II.4.2.8 - MUPL

No primeiro ano do ciclo tarifário, a comissão de Gujarat estabeleceu uma meta de perdas de 4% para a distribuidora MUPL. No entanto, após o processo de *true-up*, foi verificado um valor inferior, de 3,81%. Este valor é o que será incorporado na tarifa, de acordo com a estipulação da comissão regulatória.<sup>76</sup>

### II.5 - LIÇÕES DO CASO INDIANO

É possível retirar algumas lições que podem ser consideradas como pontos positivos das peculiaridades da regulação indiana. A primeira reside na abordagem segregada, que reconhece a heterogeneidade social da Índia, e a dificuldade de regular estados tão díspares através de apenas uma metodologia. Isto garante não apenas uma regulação mais próxima da realidade, mas também um empoderamento dos estados e uma autonomia, ao fornecer a estes a possibilidade de regular as atividades dentro de sua área.

---

<sup>74</sup> A Comissão de Gujarat acredita que ao incorporar todo o valor de perdas na tarifa, estaria aumentando o valor da tarifa, e onerando o consumidor excessivamente. Desta forma, para proteger o consumidor, ela decidiu reconhecer na tarifa somente o estipulado pela empresa antes do *true up*, o que significa que a distribuidora deve arcar com a diferença, muito pequena, entre valor estipulado e observado.

<sup>75</sup> As perdas de distribuição foram consideradas incontroláveis devido à instabilidade da carga durante o ano para a distribuidora de Dahej.

<sup>76</sup> Após o fim do processo do *true up*, com a diferença entre valores estimados e observados, a empresa pode definir se as perdas são controláveis ou não, isto é, se ela possuiu controle sobre estas perdas, ou se era algo além de sua capacidade. Se ela estipular que as perdas foram incontroláveis, o ganho de eficiência será compartilhado totalmente com o consumidor, ou seja, o valor observado será o ratificado na tarifa de eletricidade. Isto pode ser visto como um ato de boa fé por parte do distribuidor, que compartilha os ganhos de eficiência com o consumidor. Este tipo de prática não fica explícito no *Tariff Policy*, mas a existência de possibilidade de ganhos com eficiência dentro de um período multi tarifário, é algo definido pela lei de tarifa.

Este processo também fornece uma relação mais próxima entre o órgão regulador e a empresa distribuidora de energia, justamente por reduzir o número de empresas que um órgão deve regular e introduzir uma forma de diálogo para encontro de uma solução benéfica para ambos. Este tipo de diálogo é essencial para evitar o constante atrito entre agentes que possuem visões completamente inversas de um mesmo ponto. Esta relação amigável pode ser vista no caso da empresa MUPL, que apesar de ter ganhos de eficiência, reduzindo suas perdas para um valor menor que o estipulado, optou por aceitar o menor valor reconhecido na tarifa.<sup>77</sup>

A autonomia para regulação também é responsável por criar práticas regulatórias que não tenham sido estipuladas antes por lei. A prática do *true up* é um exemplo de atividade regulatória não estipulada pela regulação, neste caso pelo *Electricity Act of 2003* ou pelo *Tariff Policy*, mas utilizada em larga escala pela sua eficiência. Esta prática evita que as empresas atuem de má fé, ao estipular balanços energéticos com valores desconectados a realidade, e também fornece benefícios para os que ultrapassarem as metas estipuladas. As empresas estatais de Gujarat tiveram, por exemplo, suas metas reconhecidas mesmo com perdas abaixo do nível estipulado *ex-ante*.

O caso deste estado aponta para a relação harmônica entre empresa e órgão regulador, e os frutos que tal relação pode trazer. Gujarat é hoje um estado muito próximo da meta de perdas de 15% estabelecidas pelo governo, e suas distribuidoras estão no segundo<sup>78</sup> lugar no *ranking* das distribuidoras do UDAY.

No entanto, a mesma fragmentação regulatória que fornece benefícios, pode criar dificuldades para órgãos menos favorecidos. Este é o caso de Jammu & Kashmir, onde a agência reguladora encontra dificuldades de promover a eficiência para sua única distribuidora, a JKPDD-D.

Isto é observado no fato de que a distribuidora observa valores de perdas maiores que os propostos por ela mesma durante o período tarifário. Não obstante, a empresa não cumpre com a redução da meta de perdas, e apesar de se encontrar inserida em um ambiente de complexidade, como ela mesmo alega, empresas em cenários similares já apresentam uma

---

<sup>77</sup> Isto pode consistir na tentativa dos agentes em demonstrar que a transferência do controle das atividades de distribuição para o mercado privado é uma alternativa viável, vencendo a resistência que eles possuem atualmente para obter expandir suas atuações.

<sup>78</sup> No *ranking* do UDAY, de empresas estatais, Gujarat fica em segundo lugar, apenas atrás de Uttar Pradesh (UDAY, 2018), disponível em : <https://www.uday.gov.in/home.php#>  
Acesso em 15 de jan de 2019.

melhora de sua situação (JKSERC, 2015), o que aponta mais para uma má vontade da distribuidora que se ampara nas dificuldades topográficas e socioeconômicas para justificar seu mau desempenho.

Isto evidencia a falta de competitividade do setor, que não possui formas efetivas de regulação em ambientes com apenas um agente. A tarifa é reconhecida através da metodologia de custo do serviço, sem auxiliares para incentivos em casos como de Jammu & Kashmir, ou punições<sup>79</sup> para o comportamento indiferente no que tange o alcance das metas estipuladas.

Esta competitividade é difícil de ser promovida em um setor onde é natural a existência de apenas um fornecedor. No entanto, a natureza deste fornecedor não é definida, de forma que o lógico seria escolher pelo mais eficiente. Isto não acontece na Índia, pois as empresas privadas possuem muita dificuldade de inserção na distribuição, e no setor elétrico indiano como um todo.

Este paradigma está sob revisão, com a tentativa do governo de introduzir novos modelos de negócios, através de parcerias público-privadas ou de franquias licenciadas. Os dois modelos apresentam uma grande vantagem sobre as empresas públicas que atuam hoje na Índia, com resultados inquestionáveis no combate às perdas atualmente.

Porém, a aplicação em larga escala se esbarra na aceitação política dos modelos privados e também na legislação atual, que possui uma interpretação dual sobre a aplicação do *franchisee* na Índia. O modelo de franquias apresenta resultados vistosos, com redução de 40% de perdas em apenas meia década, e sua implementação pode ser um diferencial no combate às perdas técnicas e comerciais agregadas.

Apesar da Índia consistir de um ambiente de alta complexidade socioeconômica, com a existência de altos níveis de pobreza, imbricação de áreas de alta e baixa renda, as metas e seu cálculo não são baseadas em nenhuma metodologia que considere estes fatores relevantes. O estabelecimento de metas por parte do regulador, e da trajetória de redução sequer demonstra possuir uma metodologia, se baseando mais em valores discricionários, para uma realidade desejável, do que em uma meta consistente com a prática.

---

<sup>79</sup> Naturalmente a punição para uma empresa de não atingir as metas estipuladas seria ter de arcar com a diferença entre o valor reconhecido na tarifa, e as perdas efetivas. Isto, de fato, acontece na Índia, mas a magnitude de perdas é tamanha, que as capacidades de investir ficam deterioradas após a observação de déficits consecutivos. O programa de reestruturação financeira do governo, o UDAY, busca resolver este problema, mas pode também fornecer benefícios para a inércia das distribuidoras, como o caso de Jammu & Kashmir.

Apesar do grande foco do governo na redução do combate às perdas, com investimentos em sistema de monitoramento, e alocação de recursos para garantir que as empresas tenham capital para exercer seus investimentos, a redução tem acontecido de forma lenta. O problema é tão grave, que o valor considerado pelo governo da Índia como meta e ideal, 15%, ainda é considerado extremamente alto em qualquer país desenvolvido<sup>80</sup>.

A análise do tratamento regulatório na Índia evidencia que o país implementa em seu modelo aspectos extremamente positivos, mas com uma execução que deixa a ser desejada, devido à falta de metodologia, e influência de fatores políticos na esfera econômica. Ainda assim o modelo de fragmentação demonstra o potencial que ele possui para erradicação do problema, sem abandonar as diferenças de realidade observada dentro do mesmo país.

---

<sup>80</sup> O Brasil, que possui problemas crônicos de perdas não técnicas, possui atualmente um valor próximo ao considerado ideal pela Índia. Países desenvolvidos sequer possuem um valor de perdas maior que 6%, já incluindo a parcela de perdas técnicas, impossíveis de ser reduzidas além de um certo patamar.

### CAPÍTULO III - ANÁLISE COMPARATIVA DA REGULAÇÃO DE PERDAS ENTRE BRASIL E ÍNDIA

Ao comparar o problema de perdas, e sua respectiva regulação, é possível encontrar similaridades entre os casos brasileiro e indiano. A começar que as perdas de energia são consideradas situações graves, que tornam a tarifa de eletricidade cara em um cenário onde grande parcela da população vive nas margens de pobreza e afeta negativamente o poderio financeiro das distribuidoras, que começam a registrar prejuízos com o agravamento do problema.

Esta situação exige uma urgência resoluta na agenda regulatória, para encontrar métodos de resolução do problema, de forma que ele não se prolongue por muito tempo, visto seus efeitos negativos para todos os agentes. No entanto, é possível ver que medidas regulatórias, em ambos países, só começam a ser adotadas no momento em que as perdas alcançam um patamar insustentável. Ainda assim, o modelo regulatório se encontra incompleto, especialmente no caso indiano, que possui propostas para melhoria do modelo regulatório ainda em contemplação. (DARUKA, 2015)

Apesar do foco da regulação, o problema de perdas está longe de ser solucionado, e com taxas de redução muito lentas para considerar uma regulação efetiva. No Brasil, as perdas aumentaram nos últimos quatro anos<sup>81</sup>, devido também à crise econômica ocorrida no país nos últimos quatro anos, enquanto a Índia possui distribuidoras estatais que registraram um aumento nas perdas após a introdução do UDAY<sup>82</sup>, que visava estabelecer justamente o contrário.

A lenta redução do problema, com casos onde há um aumento, aponta para a ineficiência da regulação de perdas nos dois casos, e isto pode ser evidenciado com as fragilidades dos modelos regulatórios. Na Índia, a fragmentação das agências regulatórias foi uma solução encontrada para a necessidade de regular ambientes tão distintos em um país marcado pela

---

<sup>81</sup> Valores correspondentes apenas às perdas não técnicas das principais distribuidoras de eletricidade do Brasil, calculados pela ANEEL. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/15188137/0/Base\\_Perdas\\_Internet++10-12-2018.xlsx/85c4716c-56a9-ef86-b317-21d2dbf501a4](http://www.aneel.gov.br/documents/15188137/0/Base_Perdas_Internet++10-12-2018.xlsx/85c4716c-56a9-ef86-b317-21d2dbf501a4). Acesso em 15 de jan de 2019

<sup>82</sup> Valores correspondentes às perdas técnicas e comerciais agregadas para as distribuidoras de eletricidade estatais da Índia, calculados pelo *Ministry of Power*. (UDAY, 2018). Disponível em: [https://www.uday.gov.in/atc\\_india.php](https://www.uday.gov.in/atc_india.php). Acesso em 15 de jan de 2019.

diversidade socioeconômica e geográfica. Esta fragmentação facilita o diálogo entre empresas e órgãos reguladores, visto que a cooperação de ambos é essencial para a solução do problema.

No entanto, esta fragmentação também expõe comissões reguladoras de menor poderio financeiro, que encontram dificuldades no diálogo com as distribuidoras, que não possuem incentivos para eficiência. Nota-se que o modelo tarifário de custo do serviço, considerado ineficiente para promover uma melhora de custos, é o utilizado na Índia, e muitos estados possuem apenas uma distribuidora. Esta combinação gera empresas distribuidoras com falta de interesse na resolução do problema, e conseqüentemente uma restrição da capacidade de regulação de sua respectiva comissão.

O modelo regulatório indiano, que consiste em uma negociação entre empresas e reguladores, também não possui uma metodologia específica para o estabelecimento de metas de perdas. Apesar de possuir regras gerais para a quantificação de perdas, e também para o cálculo de tarifa, não há uma orientação sobre como os valores de perdas devem ser calculados. A ausência de metodologia acaba por estipular valores discricionários que não correspondem a realidade que se almeja representar, tanto por parte do regulador, como por parte da proposta que deve ser feita pela distribuidora.

Desta forma, é necessária a introdução de uma metodologia para o cálculo de perdas, que seja uma reflexão empírica do problema observado no país, considerando o contexto das regiões que afeta sua magnitude. Como há a evidência de que regiões de menor renda, possuem um problema maior, seria louvável a utilização destas variáveis para o cálculo de metas, estabelecendo valores mais lenientes para áreas onde o problema é mais grave. Outros fatores, como topologia, que também são considerados relevantes devem ser inseridos no cálculo, erradicando este caráter discricionário do modelo regulatório indiano

Outras melhorias podem ser implementadas no modelo indiano, como a introdução de novos agentes no mercado, intensificando a concorrência e diminuindo o comportamento letárgico de certas distribuidoras. Os modelos de PPPs e *franchisee* são evidências de que agentes privados possuem maior facilidade de reduzir perdas dentro de suas empresas, e sua implementação traria benefícios tanto para os consumidores quanto para o governo. No entanto, este feito não é trivial, visto que há na Índia uma forte resistência política a introdução de agentes privados no mercado.

Estes são alguns dos desafios impostos à agenda regulatória indiana, para desenvolvimento de seu respectivo modelo regulatório, e potencial erradicação de um problema considerado extremamente grave, atualmente na sociedade indiana.

O Brasil também enfrenta dificuldades para redução do nível atual de perdas, e esta pode estar correlacionada ao método utilizado para o estabelecimento de metas das distribuidoras de energia. O modelo de complexidade, que reconhece a necessidade de regular ambientes distintos, mas sob a premissa de um tratamento homogêneo estipulado pela ANEEL, é um grande avanço no reconhecimento do impacto de variáveis socioeconômicas sobre as perdas, e este tipo de tratamento não deve ser abandonado devido

No entanto, o modelo possui uma significância estatística muito baixa, responsável por estipular metas descoladas com a realidade. Isto resulta em metas inalcançáveis para distribuidoras de energia, e o registro de prejuízos financeiros devido aos valores reconhecidos em tarifa. Os prejuízos sob um regime de incentivos, acabam por comprometer a capacidade da distribuidora de investir e melhorar o serviço, reduzindo sua qualidade.

A criação de um modelo estatístico mais sofisticado, capaz de lidar com problemas de heterocedasticidade, ou a introdução de variáveis socioeconômicas que expliquem melhor as perdas são propostas para a melhoria do modelo de complexidade utilizado pela ANEEL. Para isto, é necessário a introdução de novas ferramentas estatísticas e econométricas que vão além da regressão linear, que possui suas limitações, como a análise multivariada.

É também necessário um canal de maior diálogo entre agência reguladora e distribuidoras, devido à fragilidade que a unificação da regulação desta atividade no Brasil produz. O tratamento individual se torna inviável com o grande número de distribuidoras para regulação, e o diálogo que este tratamento possibilita, acaba comprometido. Isto pode ser visto na implementação da variável violência, que não corresponde necessariamente ao cenário enfrentado por algumas distribuidoras.<sup>83</sup>

Estas são apenas algumas opções de inovações para o modelo regulatório aplicado atualmente no Brasil, e fornecem a possibilidade de uma melhoria, a partir das lições herdadas pelos casos brasileiro e indiano.

---

<sup>83</sup> Caso enfrentado pela distribuidora Light/RJ, e a necessidade de implementar novas variáveis de violência no modelo K.

## CAPÍTULO IV - CONCLUSÕES

O estudo demonstra a importância do tratamento de perdas de distribuição de eletricidade, e os impactos negativos que a negligência deste assunto pode trazer para a sociedade e os agentes envolvidos no processo. O combate às perdas significa ao mesmo tempo em uma redução do custo de eletricidade para o consumidor, e uma melhora da prestação do serviço.

Por se tratar de um setor onde a atividade de monopólio é considerada natural, existe a necessidade de regulação das atividades para evitar os abusos e comportamentos predatórios que este tipo de falha de mercado fornece. Desta forma, é necessário possuir um modelo regulatório que especifique as atividades e estipule normas de conduta para os agentes. Estimular a redução de custos e a eficiência também são objetivos da agenda regulatória, e consequentemente a estipulação de uma meta de perdas para distribuidoras de energia.

No entanto, tal atividade não é trivial. É necessária a utilização de toda a capacidade do corpo técnico, do agente regulador de compreender o problema, e encontrar uma solução que represente, de fato a realidade que se almeja regular. O diálogo e colaboração entre agentes que possuem interesses completamente opostos, neste caso agência reguladora e distribuidoras, também é essencial para a solução do problema.

A análise do tratamento regulatório internacional também possui grande importância neste caso, por se tratar de um problema comum a todos os países do mundo que fornecem energia elétrica. Porém, a gravidade do problema varia de acordo com as características de cada país, e é necessário encontrar países de panoramas similares, de forma a estabelecer um *benchmarking* mais robusto.

Por apresentar características socioeconômicas comuns entre si, Brasil e Índia fornecem um bom exemplo de comparação, e também de inovações regulatórias a partir das lições fornecidas com o estudo de cada caso. O caso brasileiro demonstra a necessidade de uma metodologia de cálculo sofisticada, incluindo as variáveis consideradas essenciais para entendimento do problema, enquanto o caso indiano demonstra que a segregação fornece uma maior autonomia para os agentes, que possibilita o surgimento de inovações regulatórias.



## REFERÊNCIAS

- ANEEL. *Informações Técnicas*. 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>. Acesso em: 16 jan. 2019
- ANEEL. *Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica*. Nota técnica n. 106, p. 60, 2015.
- ANEEL. *Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica: segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Nota técnica n. 342, p. 79, 2008.
- ANEEL. *Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica: segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Nota técnica n. 290, p. 78, 2008.
- ANEEL. *Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica: terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Nota técnica n. 298, p. 79, 2011.
- ANEEL. *Metodologia para cálculo dos custos operacionais das empresas de transmissão visando a primeira revisão tarifária periódica*. Nota técnica n. 64, p. 55, 2006.
- ANEEL. *Procedimentos de regulação tarifária: submódulo 2.5: fator X*. p. 17, 2014.
- ANEEL. *Procedimentos de regulação tarifária: submódulo 2.6: Perdas de Energia*. p. 20, 2015.
- CEA. *Annual report 2017-2018*. p. 248, 2018.
- CEA. *Regulations*. 2018. Disponível em: <http://www.cea.nic.in/regulations.html>. Acesso em: 16 jan. 2019.
- DARUKA, Y. *Changing rules of Indian power sector: empowering the economy*. p. 20, 2015.
- ELETROBRÁS. *Memória da Eletricidade*. Disponível em: <https://portal.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico/>. Acesso em: 16 jan. 2019.
- GERC. *Multi-Year Tariff Regulations*. p. 72, 2016.
- GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for MPSEZ Utilities Private Ltd. (MUPL)*. p. 96, 2018.
- GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Uttar Gujarat Vij Company Limited (UGVCL)*. p. 169, 2018.
- GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Dakshin Gujarat Vij Company Limited (DGVCL)*. p. 187, 2018.
- GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Madhya Gujarat Vij Company Limited (MGVCL)*. p. 159, 2018.

GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Paschim Gujarat Vij Company Limited (PGVCL)*. p. 175, 2018.

GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Torrent Power Limited: Distribution Surat*. p. 123, 2018.

GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Torrent Power Limited: Distribution Ahmedabad*. p. 120, 2018.

GERC. *Tariff Order Truing Up for FY 2016-17 and Determination of Tariff for FY 2018-19 for Torrent Power Limited: Distribution Dahej*. p. 91, 2018.

INDIA. Ministry of Law and Justice. *The Electricity Act of 2003*. p. 134, 2003.

INDIA. *Report of the Task Force on Private Participation in Power Distribution*. p. 112, 2012. Disponível em:

[http://planningcommission.gov.in/sectors/ppp\\_report/3.Reports%20of%20Committees%20&%20Task%20force/Power/11.Report-of-Task-Force-on-Private-Participation-in-Power-Distribution.pdf](http://planningcommission.gov.in/sectors/ppp_report/3.Reports%20of%20Committees%20&%20Task%20force/Power/11.Report-of-Task-Force-on-Private-Participation-in-Power-Distribution.pdf). Acesso em: 16 jan. 2019

INDIA. MINISTRY OF POWER. *National Electricity Policy*. 2005.

INDIA. MINISTRY OF POWER. *Power and Energy*. 2018. Disponível em: <https://www.india.gov.in/topics/power-energy>. Acesso em: 16 jan. 2019.

MINISTRY OF POWER. *Tariff Policy*. p. 21, 2006.

JKSERC. *The Jammu & Kashmir Electricity Act*. p. 100, 2010.

JKSERC. *Order on Annual Revenue Requirement for 3-Year Multi Year Tariff (MYT) period from FY 2013-2014 to FY 2015-16 and Retail Tariff for FY 2013-2014 for Power Development Department (Distribution)*. Govt of J&K. p. 194, 2013.

JKSERC. *Order on Business Plan for 5-Year Multi Year Tariff (MYT) period from FY 2016-2017 to FY 2020-21 for Power Development Department (Distribution)*. Govt of J&K. p. 69, 2015.

MERCEDES, S.; RICO, J.; POZZO, L. *Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro*. *Revista USP*, São Paulo, n. 104, p. 13-36, 2015.

PINTO JUNIOR, H. ET AL. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PRICEWATERHOUSECOOPERS PVT. LTD. (PWC). *Best practices and strategies for distribution loss reduction*. n. July, p. 125, 2016.

SINGH, S.; KUMAR, Y. *Analysis and Reduction of T&D Losses in India*. n. March, 2017.

SMITH, T. B. *Electricity theft: a comparative analysis*. *Energy Policy*, v. 32, n. 18, p.2067-2076, 2004.

WORLD BANK. *Energy*. 2018. Disponível em: <http://www.worldbank.org/en/topic/energy>. Acesso em: 16 jan. 2019.