

AS PERDAS NÃO TÉCNICAS NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM REGULATÓRIA

Autores:

Ana Carolina Chaves
Arthur Tavares
Daniel Ferreira
Francesco Tommaso
Guilherme Dantas
Jairo Eduardo de Barros Alvares
Jéssica Tiemi Takeuchi
Lorrane Câmara
Luiz Ozorio
Marcelo Maestrini
Maurício Moszkowice
Murilo de Miranda
Nivalde de Castro
Priscila Folchito Mendes
Roberto Brandão
Rubens Rosental





As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória

Organizadores: Nivalde de Castro, Roberto Brandão e Luiz Ozorio.

Autores: Ana Carolina Chaves, Arthur Tavares, Daniel Ferreira, Francesco Tommaso, Guilherme Dantas, Jairo Eduardo de Barros Alvares, Jéssica Tiemi Takeuchi, Lorrane Câmara, Priscila Folchito Mendes, Marcelo Maestrini, Maurício Moszkowice, Murilo de Miranda e Rubens Rosental.

As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória

Autores: Ana Carolina Chaves, Arthur Tavares, Daniel Ferreira, Francesco Tommaso, Guilherme Dantas, Jairo Eduardo de Barros Alvares, Jéssica Tiemi Takeuchi, Lorrane Câmara, Luiz Ozorio, Marcelo Maestrini, Maurício Moszkowice, Murilo de Miranda, Nivalde de Castro, Priscila Folchito Mendes, Roberto Brandão e Rubens Rosental.

PREFÁCIO

Honra-me o convite para elaborar o prefácio desta obra tão importante para o Setor Elétrico Brasileiro, e, em especial, para o segmento de Distribuição de Energia.

O tema de perdas não técnicas é um dos mais desafiadores e complexos, tanto no Brasil, quanto no mundo, pois não se trata apenas da busca de uma solução com base na melhor técnica da engenharia, mas sim, de encarar um desafio monumental no que tange à realidade socioeconômica. E, se avaliamos apenas o Brasil, um país de dimensões continentais, com 53 concessionárias de Distribuição, o desafio de se estabelecer um método único, capaz de abarcar todas as realidades e efetivo do ponto de vista regulatório, se torna ainda mais desafiador.

É fato que se trata de um assunto muito pesquisado e debatido no Brasil e não somente pelas concessionárias de distribuição de energia, mas também de outros serviços como água e televisão a cabo por exemplo. E isto ocorre face à uma realidade socioeconômica muito desigual em nosso país, que faz com que a população marginalizada tenha grandes dificuldades em estar regularizada, além do fator “cultural”, independente da condição socioeconômica, de “levar vantagem em tudo” e que assola nossa sociedade atualmente.

A grande discussão regulatória que emerge é sobre o *trade off* entre o limite aceitável de repasse do custo das perdas não técnicas para as tarifas e a possibilidade de combate às perdas pelas concessionárias de Distribuição. E nesta discussão, na maioria das vezes, obviamente pela

sensibilidade do tema em questão, existe uma confusão entre as questões técnicas e objetivas e as de justiça tarifária entre os “bons” e os “maus” pagadores. Esta última discussão seria minimizada, de forma objetiva, se fosse encarado de frente que somos um país com diferenças socioeconômicas latentes e, não só entre regiões, mas também em todos municípios e Estados e, conseqüentemente, dentro das próprias concessões.

A obra, de forma corajosa e desafiadora, por meio de um olhar “diferente” e inovador, propõe uma metodologia alternativa para o tratamento das perdas não técnicas. E, para tanto, traz uma pesquisa do tema no mundo, faz uma análise da evolução das metodologias até então adotados pela regulação brasileira, observando sua efetividade e impacto econômico-financeiro e, realiza uma análise crítica da metodologia atual de estabelecimento de limite de perdas não técnicas.

Por fim, é com grande satisfação que prefacio esta obra tão importante e que é fruto de um trabalho de Pesquisa & Desenvolvimento no âmbito do Programa de P&D ANEEL, programa este que tem sido de grande importância na busca da inovação no Setor Elétrico Brasileiro. E os autores trazem, em forma de pesquisa fundamentada, uma leitura que será bastante prazerosa e rica em informações a todos.

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA

Diretor de Assuntos Regulatórios – CPFL Energia

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
1 UM OLHAR SOBRE A REGULAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO.....	15
1.1 Segmentação regulatória em países de grande extensão territorial.....	17
1.2 Complementação do reconhecimento regulatório de perdas no modelo de empresa fictícia eficiente	20
1.3 Tratamento regulatório distinto para cada conjunto de empresas com características similares.....	25
1.4 Estratégias de adaptação da regulação em períodos de crise econômica	28
1.5 Tratamento regulatório distinto de acordo com o desempenho da empresa	37
1.6 Tratamento regulatório específico para áreas de alta criminalidade	41
2 A REGULAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL.....	46
2.1 Perdas não Técnicas na Tarifa de Energia brasileira	46
2.2 Evolução do tratamento Regulatório de Perdas Não Técnicas no Brasil	53
2.2.1 Modelo de complexidade.....	57
2.2.2 Definição da meta.....	65
2.2.3 Ponto de partida.....	67
2.2.4 Velocidade de redução.....	70
3 O IMPACTO DA REGULAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO RESULTADO ECÔNOMICO-FINANCEIRO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO	72
3.1 Avaliação do desempenho econômico das distribuidoras brasileiras	73
3.1.1 Quantificação e análise dos determinantes do desempenho econômico	78

3.1.2	Risco associado ao desempenho econômico.....	86
3.2	Análise da Política de Perdas frente ao resultado Econômico-Financeiro do setor de Distribuição Brasileiro	87
4	AVALIAÇÃO DA EFETIVIDADE REGULATÓRIA DA POLÍTICA DE PERDAS EM CADA REVISÃO TARIFÁRIA	96
4.1	Por que avaliar os ciclos de regulação tarifária?	97
4.2	Os métodos de Análises Multicritério	98
4.3	Métrica de Avaliação para a Regulação de Perdas	100
4.3.1	A Escolha do método multicritério	101
4.3.2	Definição dos critérios	108
4.3.3	Formulação de indicadores associados aos critérios	111
4.3.4	Atribuição dos pesos associados a cada critério/indicador	119
4.4	Aplicação da métrica de Avaliação	123
5	ANÁLISE CRÍTICA DA METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE METAS PARA PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL.....	132
5.1.	Exame do modelo econométrico empregado na estimação dos coeficientes utilizados para calcular o índice de complexidade das empresas	134
5.2.	Exame dos critérios de seleção das variáveis utilizadas nos modelos econométricos	144
5.2.1.	Dimensão violência	146
5.2.2.	Dimensão renda e desigualdade.....	146
5.2.3.	Dimensão precariedade e informalidade.....	149
5.2.4.	Dimensão infraestrutura.....	151
5.2.5.	Dimensão comprometimento da renda	152
5.2.6.	Outras dimensões consideradas	153

5.2.7.	Metodologia e atualização de dados	159
5.3.	Exame da metodologia de definição das metas regulatórias.....	161
5.3.1.	Possibilidades de segregação do modelo de complexidade e sua aplicabilidade	162
5.3.2.	Métricas utilizadas para a classificação das concessionárias com perdas baixas.....	166
5.3.3.	Impactos Socioeconômicos	168
5.3.4.	Avaliação da abrangência do nível de perdas não técnicas (estadual, municipal, conjunto elétrico)	170
5.3.5	Determinação do Ponto de Partida.....	172
5.4.	Exame dos impactos futuros da recessão causada pelo Covid-19 nas Perdas Não Técnicas	172
5.4.1.	Impacto da pandemia sobre as PNT	174
5.4.2.	Avaliação dos efeitos da pandemia sobre PNT.....	179
6	INOVAÇÕES REGULATÓRIAS PARA O TRATAMENTO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS.....	188
6.1.	Aspectos Gerais da Alternativa Metodológica para o Tratamento Regulatório de Perdas Não Técnicas.....	189
6.1.1.	Obtenção de dados e definição dos pontos de partida	194
6.1.2.	Seleção de variáveis.....	196
6.1.3.	Avaliação do uso de modelos econométricos	208
6.1.4.	Definição de grupos.....	210
6.1.5.	Definição da zona ótima de cada grupo.....	220
6.1.6.	Análise de factibilidade	224
6.1.7.	Reconhecimento de áreas de risco	227
6.1.8.	Mecanismo de adaptação à variação do contexto socioeconômico	232
6.1.9.	Metas regulatórias.....	234

6.2.	Metodologia do <i>Backtest</i>.....	235
6.3.	Resultados do <i>Backtest</i>	237
	REFERÊNCIAS	242
	APÊNDICE I – DICIONÁRIO DE VARIÁVEIS.....	252

INTRODUÇÃO

O fenômeno de perda de energia elétrica é intrínseco a qualquer processo de transformação e transporte deste insumo. Por sua vez, um nível elevado de perdas repercute em uma maior demanda por geração de energia elétrica. Uma vez que, em geral, o custo marginal de longo prazo da geração é maior do que os gastos associados à redução das perdas na distribuição, cabe aos agentes do setor minimizar este efeito para garantir uma maior eficiência geral do sistema e, assim, auferir ganhos à sociedade. Assim sendo, o modelo de regulação econômica do setor elétrico deve atuar no sentido de sinalizar efetivamente os limites de perdas adequados e incentivar a redução de desperdícios na distribuição.

As perdas totais na distribuição de energia elétrica podem ser obtidas pela diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e a energia fornecida por meio desta rede, desconsiderando a energia transportada aos consumidores livres. Por sua vez, as chamadas perdas não técnicas (PNT) na distribuição de energia elétrica correspondem a uma parcela destas perdas totais, que não estão associadas a fatores técnicos durante a operação de suprimento das unidades consumidoras. Em outras palavras, são as perdas por furtos de energia, erros de medição ou na geração de faturamento, ausência de equipamentos para medição, entre outros. Com base nesta definição, as PNT podem ser classificadas em três componentes principais (ANEEL, 2008a):

I Perdas Comerciais:

- Relacionadas a unidades consumidoras regulares, ou às que já o foram, ocasionadas por problemas na medição de faturamento (medidores de energia, comunicação associada e transformadores para instrumentos), por intervenção fraudulenta ou não dos consumidores de tais unidades, além de outros problemas típicos superáveis

pela gestão comercial das distribuidoras (consistência, inexistência de medição, controle de medições por estimativa, etc.).

II Perdas por Consumo de Ligações Clandestinas Não Acessáveis:

- Relacionadas ao consumo clandestino de energia elétrica, ou seja, aquele derivado de ligações irregulares em que não se caracteriza a relação contratual (formal ou por adesão) do fornecimento de energia elétrica, em dimensões tais que impeçam a atuação eficaz da concessionária, em determinados casos motivados por invasões de áreas com restrição de ocupação, seja por destinação à proteção ambiental, litígios de ordem fundiária, dentre outros, com impedimento (legal ou de fato) para prestação dos serviços pela concessionária.

III Outras Perdas Não Técnicas:

- Originárias da perda técnica provocada pela própria perda não técnica e que pode ser considerada, para fins pragmáticos, como integrante das demais (I e II).

A partir dessas definições, percebe-se que, por mais que possam ser minimizadas, as PNT são inerentes ao serviço de distribuição e fornecimento de energia. Pode-se destacar, também, que se trata de um problema evidenciado em diversos países, sobretudo naqueles com piores índices socioeconômicos (SMITH, 2004; JIMÉNEZ *et al.*, 2014). De fato, diversas pesquisas desenvolvidas sobre esta temática a nível nacional e internacional apontam a associação das PNT com variáveis socioeconômicas, condições de infraestrutura básica e boa governança das áreas de concessão em que as distribuidoras estão inseridas (ALMEIDA, 2004; SMITH, 2004; TENDÊNCIAS, 2005; AEQUUS, 2007; ARAÚJO, 2007).

De forma geral, as variáveis identificadas nestes estudos estão associadas às áreas de: (i) educação; (ii) trabalho; (iii) renda; (iv) desigualdade; (v) violência; (vi) urbanização; (vii) precariedade habitacional; (viii) vulnerabilidade social; (ix) capacidade financeira dos governos locais; e (x) morosidade do judiciário.

Neste sentido, o Brasil não foge à regra, dado o seu histórico econômico, social e cultural, e as PNT são uma das grandes problemáticas enfrentadas pelas distribuidoras de energia elétrica do país. Para agravar o problema, o cenário atual apresenta uma profunda reversão das expectativas econômicas e sociais derivada da forte recessão das atividades produtivas do país.

Este contexto, somado ao continuado furto de energia, contribui de forma significativa para acentuar as PNT em várias distribuidoras, bem como estimula o desperdício crescente de energia. Nos últimos anos, o país vem registrando um elevado montante de perdas comerciais, representando, no ano de 2015, um prejuízo de aproximadamente R\$ 8 bilhões às distribuidoras (ACENDE, 2017).

Além do prejuízo financeiro (e ambiental¹) causado pelo excedente de energia gerada para atender a essas perdas, é possível destacar outros problemas para a sociedade advindos da situação continuada de furto de energia, como o estímulo ao desperdício crescente de energia, o impacto na prestação do serviço e o prejuízo à sustentabilidade financeira das concessionárias. Para piorar a situação, a junção destes efeitos cria um círculo vicioso que pode levar à falência da prestação do serviço. Afinal, o não pagamento de energia estimula o consumidor ilegal a usar energia sem se preocupar em economizá-la, o que gera um aumento de consumo de energia da rede elétrica, pelo qual a distribuidora não está sendo remunerada.

¹ A ineficiência relativa às perdas exige que mais energia seja gerada do que o necessário, acarretando um maior uso de recursos naturais como fonte de energia para gerar este excedente. Além disso, dependendo das características dos recursos energéticos utilizados para gerar esta energia excedente, é possível afirmar que as perdas aumentam a emissão de gases poluentes atmosféricos na natureza.

Somada a esta redução de receita da concessionária, as incertezas associadas às PNT (como nível, local e expansão do consumo ilegal) comprometem a previsão de demanda e a realização de novos investimentos na rede, além de deteriorar os equipamentos por estarem sujeitos a sobrecargas não previstas em seu dimensionamento. Em consequência desta situação, origina-se um desequilíbrio econômico-financeiro, que tende a reforçar o círculo vicioso anteriormente comentado. É importante destacar que este círculo vicioso não é desejado por nenhuma das partes envolvidas: sociedade, agência reguladora e concessionárias de distribuição de energia. Ressalta-se que as distribuidoras atuam de forma diligente para minimizar este problema.

Dado o contexto, é evidente que o modelo regulatório do setor deve considerar esta questão no estabelecimento de metas para a prestação do serviço. Para isso, é importante que tais metas ponderem os fatores não gerenciáveis para distinguir a realidade de atuação de cada distribuidora no combate às perdas.

No Brasil, desde 2003, o tema das PNT recebe um tratamento exclusivo na regulação do setor de distribuição. Este tratamento é revisado a cada ciclo tarifário, quando são estabelecidos os limites de perdas específicos para cada distribuidora. De maneira geral, a metodologia adotada busca estabelecer uma trajetória factível de redução de perdas para as distribuidoras, denominadas como perdas regulatórias.

As perdas regulatórias são utilizadas pelo regulador para compor as tarifas de distribuição de energia elétrica de cada concessionária, sendo que o estabelecimento de um nível de perdas reconhecido nas tarifas é feito em um contexto de regulação por incentivo. Assim, a concessionária de distribuição que obtiver perdas reais maiores do que as perdas regulatórias terá que arcar com os custos relacionados, não podendo ser repassado ao consumidor. Caso ocorra o contrário, isto é, caso as distribuidoras tenham reduzido seus níveis de perdas não técnicas durante o ciclo e as perdas reais sejam menores do que as estabelecidas

pelo regulador, a concessionária conseguirá obter ganhos por eficiência. Com isso, um gestor racional, na busca de maximizar o resultado financeiro de sua empresa, terá forte incentivo econômico para reduzir o nível de perdas.

O objetivo do regulador ao estabelecer este incentivo para a redução de perdas é a promoção de um maior nível de eficiência na atividade de distribuição. Portanto, é fundamental garantir que haja a efetividade e o aperfeiçoamento contínuo desta regulação. Em função disso, a abordagem regulatória do tema é o foco deste livro, o qual concentra-se em cinco vetores analíticos:

- I Revisão da experiência internacional a respeito do tratamento regulatório de perdas;
- II Estudo da regulação brasileira de perdas não técnicas, baseado na avaliação econométrica do modelo e na análise crítica da metodologia e das métricas de eficiência adotadas pelo regulador;
- III Análise da efetividade do incentivo econômico-financeiro para estimular a redução de perdas no Brasil;
- IV Avaliação do impacto da regulação de perda do Brasil, de acordo com critérios de atendimento aos objetivos de efficientização do setor de distribuição de energia elétrica; e
- V Discussão sobre inovações regulatórias e alternativas de aplicação ao modelo, visando contornar fragilidades identificadas e aprimorar a metodologia.

Posto isto, o livro foi dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1, é apresentado o levantamento das principais políticas regulatórias de perdas a nível internacional, com a identificação das práticas inovadoras e efetivas em seu tratamento regulatório. No Capítulo 2, é descrita a caracterização da evolução do quadro regulatório de PNT no Brasil. No Capítulo 3, é abordada a avaliação do desempenho

econômico das empresas de distribuição brasileiras, a fim de mensurar o impacto da política de perdas nacional, bem como de outros determinantes do resultado destas companhias. Em seguida, no Capítulo 4, apresenta-se uma avaliação dos períodos tarifários no Brasil, em função de uma análise multicritério. No Capítulo 5, é apresentada uma análise crítica do modelo regulatório de PNT do Brasil, no intuito de identificar pontos de aprimoramento. Por fim, a partir das questões analisadas ao longo dos capítulos, o Capítulo 6 discute as inovações regulatórias aplicáveis ao contexto brasileiro.

1 UM OLHAR SOBRE A REGULAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO

O tema das perdas de energia no setor elétrico está fortemente atrelado às questões socioeconômicas, culturais e de governança, o que leva o Brasil a assumir um contexto singular a respeito desta problemática. Por conta disso, o país propôs-se a desenvolver uma metodologia única para o seu tratamento regulatório, através de modelos matemáticos que pudessem identificar os níveis de perdas gerenciáveis e não gerenciáveis pelas distribuidoras.

No entanto, o fato de possuir uma formulação baseada no contexto particular do Brasil não significa que não haja lições ou aprendizados a serem obtidos com as experiências de outros países. Em outras palavras, apesar dos méritos associados ao desenvolvimento do modelo regulatório para perdas, é importante estudar as experiências internacionais, sobretudo porque o modelo brasileiro ainda necessita de aprimoramentos.

Com base no exposto, este capítulo inicial propõe-se a examinar a experiência internacional em relação ao tratamento regulatório das PNT de eletricidade nas redes de distribuição do setor elétrico. Com isso, objetiva-se desenvolver um olhar abrangente e atualizado sobre o tema a nível mundial, de forma a proporcionar maiores embasamentos para ampliar o entendimento sobre o problema, conhecer as melhores práticas internacionais e subsidiar as discussões a serem apresentadas nos próximos capítulos deste livro. Conseqüentemente, a experiência internacional trará ensinamentos importantes para se contrapor ao caso brasileiro.

Com este propósito, foi realizado um mapeamento de estudos de caso internacionais relevantes para a investigação de potenciais inovações regulatórias aplicáveis à regulação brasileira. No intuito de garantir uma ampla abordagem sobre o tema, foi necessário considerar as experiências com tratamento tanto de perdas

técnicas, como de PNT, pois alguns países apresentam casos regulatórios interessantes com uma abordagem conjunta para a perda total. Dito isso, a seleção dos países para estudo considerou os aspectos de qualidade do arcabouço regulatório, disponibilidade de acesso ao conteúdo das regulações, potencial de contribuição para o tratamento das perdas no Brasil e similaridade com o contexto brasileiro, considerando a heterogeneidade socioeconômica e a dimensão do setor elétrico, em termos de extensão territorial e do número de agentes no mercado.

Ao total, foram investigadas as regulações de perdas de 11 países. Em função da proximidade geográfica e socioeconômica em relação ao Brasil, para a maior parte da amostra, foram considerados países da América Latina (Chile, Colômbia, El Salvador, Guatemala, Panamá e Peru). Além disso, o estudo incorporou países da Europa (Espanha, Itália e Portugal) e da América do Norte (Canadá e EUA), haja vista que são regiões de referência em termos de desenvolvimento regulatório do setor elétrico. Por fim, a amostra considerou, ainda, dois países fora destas regiões, Índia e Austrália, que foram escolhidos por conta do fator de dimensão do setor elétrico em um contexto de diversidade socioeconômica.

A partir desta amostra de países, este capítulo descreve os resultados do mapeamento das experiências internacionais, organizados de acordo com os principais aspectos inovadores para o tratamento regulatório de perdas, a saber:

- I Segmentação regulatória em países de grande extensão territorial;
- II Complementação do reconhecimento regulatório de perdas no modelo de empresa fictícia eficiente;
- III Tratamento regulatório distinto para cada conjunto de empresas com características similares;

- IV Estratégias de adaptação da regulação em períodos de crise econômica;
- V Tratamento regulatório distinto de acordo com o desempenho da empresa; e
- VI Tratamento regulatório específico para áreas de alta criminalidade.

1.1 SEGMENTAÇÃO REGULATÓRIA EM PAÍSES DE GRANDE EXTENSÃO TERRITORIAL

Diante da amostra de países analisada, verifica-se que, de forma geral, naqueles de grande extensão territorial ocorre a prática de compartilhamento da responsabilidade regulatória do setor com os estados. Isso pode ser verificado em países como a Índia, a Austrália, o Canadá e os EUA, os quais possuem metodologias regulatórias distintas em cada estado como forma de buscar um tratamento representativo para regiões com características diversas.

Em todos os países que adotam este tipo de modelo, as perdas reconhecidas na tarifa são determinadas por agências estaduais ou regionais, que possuem autonomia para definir as estratégias metodológicas adequadas ao contexto local, com base em diretrizes gerais estabelecidas por uma entidade central a nível federal, que atua para garantir a harmonização regulatória entre os estados.

Desta forma, este tipo modelo regulatório segmentado evita tratar problemáticas distintas em uma única metodologia a nível nacional. Além disso, este modelo promove uma relação mais próxima e participativa entre o regulador e o regulado. Afinal, além de conhecer de perto a realidade das companhias, o regulador possui menos empresas para serem reguladas, permitindo uma interação constante entre as partes.

Nos estudos de caso do Canadá, dos EUA e da Austrália, foram analisados, respectivamente, as experiências específicas das regiões de Ontário, de Massachusetts e dos estados que compõem o Mercado Nacional de Eletricidade (NEM – *National Electricity Market*) na Austrália. Para estes países, verificou-se que, dado os baixos níveis de perdas, o custo-benefício em reduzi-las torna-se desvantajoso para as empresas e o regulador não prioriza um tratamento especial para o tema.

As metodologias adotadas para o cálculo das perdas totais a serem inseridas nas tarifas são desenvolvidas pelas próprias distribuidoras e aprovadas pelo regulador. Basicamente, consistem em cálculos de perdas técnicas por meio de fluxos de potência e balanços de energia na rede. Com base no histórico das empresas, o regulador avalia os cálculos apresentados e, caso as perdas propostas estejam muito acima do aceitável, a empresa precisa justificar o motivo do seu aumento e apresentar um plano de ação para reduzi-las. O reconhecimento do percentual adicional na tarifa somente ocorre mediante o cumprimento dessas exigências.

Esta metodologia permite avaliar caso a caso e definir metas considerando o histórico de dados das próprias empresas, garantindo que os valores repassados possam refletir a realidade das distribuidoras e garantir o engajamento para se alcançar índices mais baixos, dentro do prazo determinado. Visto que não há uma grande preocupação com as PNT nestes países, o regulador reconhece apenas um incremento residual ao valor proposto pela distribuidora.

Diferentemente destes três países, a Índia, historicamente, configura-se como um dos países com maiores índices de perdas de energia elétrica no mundo. Por conta das elevadas perdas, a métrica para definição do percentual de PNT a ser repassado nas tarifas não é a mesma da adotada para os três países mencionados acima. O estudo de caso indiano identificou a promoção pelo governo de incentivos

financeiros para redução de perdas, baseados em programas de assistência às distribuidoras, como o plano de emergência UDAY (*Ujwal Discom Assurance Yojana*) e o programa de financiamento de projetos de combate às perdas R-APDRP (*Restructured Accelerated Power Development and Reforms Program*).

No UDAY, o governo se comprometia a assumir 75% das dívidas das distribuidoras que garantissem o atingimento do nível de perdas em 15% no ano tarifário de 2018-2019². Além deste plano de emergência, as distribuidoras poderiam contar com o R-APDRP, que financia os projetos voltados para o combate às perdas, desde que seja mantida uma trajetória de redução em 3% ao ano, para empresas com mais de 30% de perdas técnicas e comerciais, ou em 1,5% ao ano, para empresas com mais de 15% (EIA, 2016).

De maneira geral, tais mecanismos tinham como objetivo incentivar o atingimento de níveis mais baixos de perdas em um período de tempo reduzido, atrelado ao fato de fornecer às distribuidoras uma maior capacidade financeira de atuação. Isso permitiu uma trajetória descendente de perdas, apesar de seus níveis permanecerem bastante elevados. No entanto, este processo não é uniforme entre os diferentes estados indianos, uma vez que se verifica uma forte heterogeneidade nos índices de perdas, bastante correlacionada à desigualdade socioeconômica verificada entre as regiões do país.

Algumas regiões, como Arunachal Pradesh, possuem índices de perdas técnicas e comerciais de 75%, referentes à diferença entre o custo da energia injetada (transmissão e distribuição) e a receita obtida, enquanto existem estados, como Goa, que possuem perdas inferiores a 15%. Esta heterogeneidade elevada, com mudanças abruptas de contexto socioeconômico, revela uma realidade de

² Dados de UDAY disponível em: < <https://www.uday.gov.in/home.php#>>. Acessado em: janeiro de 2019.

desafios bastante diversos para a operação das distribuidoras de energia do país (PWC, 2016).

Dito isso, a regulação do setor elétrico na Índia reconhece a necessidade de regramentos específicos para cada localidade, com um modelo de regulação segmentada por estado, de forma a compartilhar a responsabilidade da regulação tarifária, incluindo o tratamento das perdas, com as agências estaduais. De fato, um tratamento regulatório único e equânime na Índia poderia trazer distorções em relação à prestação de serviço em cada região. Em outras palavras, seria bastante complexo, ou até inviável, estabelecer metas regulatórias com base em uma mesma métrica para áreas tão distintas.

1.2 COMPLEMENTAÇÃO DO RECONHECIMENTO REGULATÓRIO DE PERDAS NO MODELO DE EMPRESA FICTÍCIA EFICIENTE

A abordagem caso a caso descrita na subseção anterior possui alguns paralelos com a metodologia aplicada em países da América Latina, como o Chile, a Guatemala e o Peru. Nestes três países, as companhias também apresentam propostas de inclusão de perdas na tarifa para serem aprovadas pelo órgão regulador. No entanto, os valores finais são fixados com base em uma empresa modelo fictícia, cujo valor eficiente de perdas é dado em função dos custos associados ao combate às mesmas.

Em outras palavras, a metodologia regulatória realiza um cálculo para quantificar o custo das ações de combate às perdas e o ponto em que este custo é superior ao prejuízo das perdas é adotado como limite regulatório que pode ser reconhecido. Para isso, as metodologias de cálculo baseiam-se em equações para determinar as perdas técnicas. Para as PNT, é considerado um acréscimo percentual

sobre o seu valor na rede de baixa tensão, referente a um montante residual de furto, cuja eliminação não seja economicamente viável.

Estas metodologias de cálculos são desenvolvidas por uma empresa de consultoria contratada pela distribuidora e certificada pelo regulador. Além desta empresa de consultoria, com a evolução do processo, o regulador notou a necessidade de também contratar uma companhia independente para realizar os mesmos cálculos e poder acompanhar de perto o estudo realizado pelas distribuidoras. Essa medida foi tomada para evitar que, próximo ao período de revisão, o regulador fosse sobrecarregado com a necessidade de avaliar extensos estudos para definir os valores eficientes.

Assim, com a contratação de uma empresa de consultoria, foi possível o acompanhamento de cada etapa de desenvolvimento do estudo realizado pela distribuidora e garantiu-se que o resultado final estivesse aderente às exigências do regulador, de forma a simplificar o processo de definição das revisões tarifárias. A atuação das duas consultorias deve ser próxima, com reuniões de acompanhamento periódicas, para que o estudo seja realizado em etapas e com grande interação entre as equipes técnicas das empresas. Ao final, o valor reconhecido na tarifa é composto de uma ponderação entre os resultados de cada consultoria e, em geral, esta ponderação considera um maior peso para o valor encontrado pelo regulador, podendo, inclusive, ser aceito apenas este.

Este modelo baseado na contratação de empresas de consultoria foi desenvolvido no Chile e passou a ser adotado por vários países na América Latina. As diferenças entre suas aplicações consistem nos percentuais máximos permitidos para PNT.

No Chile, as distribuidoras podem, ainda, solicitar ao regulador o reconhecimento de parâmetros distintos para o estabelecimento dos percentuais permitidos, de acordo com as particularidades dos determinantes de furto de energia

de cada local. Para isso, a empresa necessita atender às seguintes condições (CNE, 2016a):

- Executar planos de ação que deverão ser comunicados previamente ao órgão regulador, indicando a medição das condições iniciais e finais esperadas para o nível de furto, a metodologia de medição, os custos do plano e os resultados esperados em termos de energia e de potência a recuperar; e
- Comunicar ao órgão regulador, anualmente, os resultados dos planos de ação realizados, indicando a medição das condições iniciais e finais alcançadas para o nível de furto, a metodologia de medição utilizada, os custos finais do plano e os resultados obtidos em termos de energia e potência a recuperar.

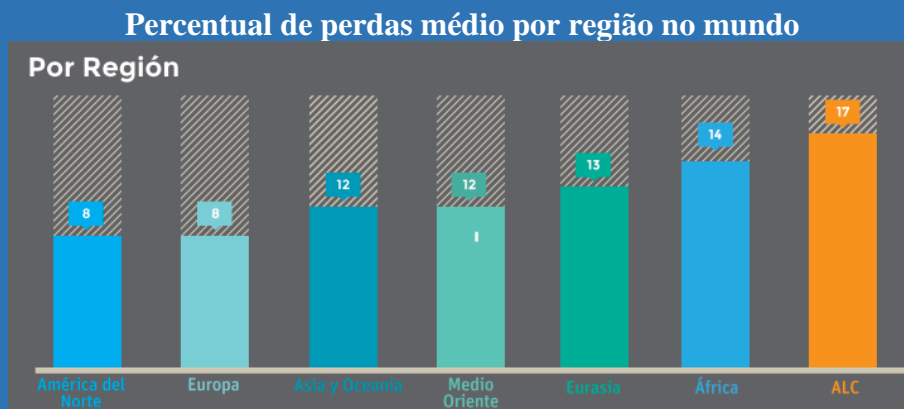
Para se solicitar a revisão dos fatores de perdas, a medição dos efeitos dos planos de ação deverá ser realizada por um auditor externo independente. As empresas entregam ao regulador as informações auditadas e os demais antecedentes que julguem relevantes, que servirão de base para a realização de um novo cálculo dos fatores para o resto do período tarifário. A atualização dos fatores de expansão de perdas poderá ser efetuada anualmente, em função de novos antecedentes apresentados pelas concessionárias (CNE, 2016a).

Quadro Informativo 1: Perdas de Energia Elétrica na América Latina e Caribe

O processo de reforma do setor elétrico nos países da América Latina e Caribe (ALC) foi iniciado no Chile, ainda na década de 1980. O modelo chileno baseava-se na desverticalização das atividades do setor e na abertura do mercado ao capital privado. O Chile tornou-se referência para uma onda de reestruturações ocorridas no continente. As reformas trouxeram maior investimento ao setor elétrico dos países, melhorando a infraestrutura e possibilitando a expansão da cobertura de atendimento das redes elétricas.

Como consequência deste desenvolvimento, a ALC aumentou o consumo de energia em mais de 250%, desde 1990³. No entanto, parte significativa deste consumo reflete um grave problema característico da região, que são as perdas de energia nas redes elétricas. Com base em dados de 2007 a 2012, verificou-se que, a cada ano, 17% da eletricidade gerada na ALC é desperdiçada durante o transporte da energia⁴. Ao total, são quase 100 TWh de energia perdida por ano na região, o que equivale a 1/3 (um terço) das perdas de eletricidade do mundo e representa o consumo anual de eletricidade no Peru, por exemplo.

A respeito desta temática, o estudo de Jiménez *et al.* (2014) oferece um panorama sobre os níveis de perdas elétricas nos sistemas de transmissão e distribuição da ALC. Os resultados do estudo revelam que o continente possui a maior média de perdas em relação às demais regiões do planeta, conforme ilustra a figura abaixo.



Fonte: Jiménez *et al.* (2014)

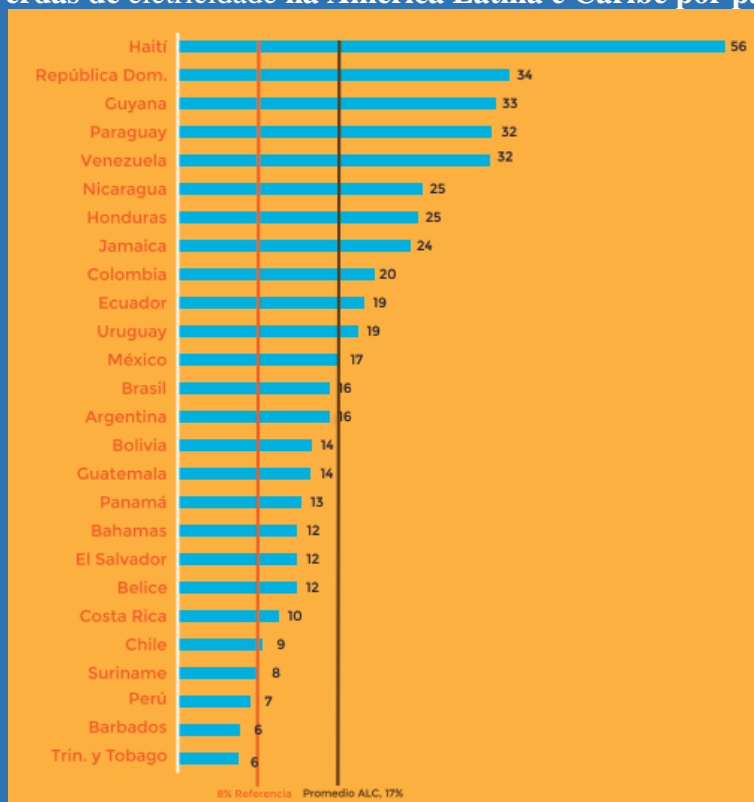
Além disso, 20 dos 26 países do continente apresentam perdas acima de 10%. Na figura a seguir, são apresentados os dados de perdas para cada país. Nota-se que apenas Trinidad-Tobago, Barbados, Peru,

³ Dados disponíveis em: < <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>>. Acessado em: janeiro de 2019.

⁴ Este percentual de 17% não inclui o Haiti, país que sofre com perdas acima de 50%. Ao incluir o país, o percentual sobe para 19% (JIMÉNEZ *et al.*, 2014).

Suriname, Chile e Costa Rica possuem perdas iguais ou abaixo de 10%. No extremo oposto, o Haiti possui os maiores índices de perdas da ALC, com 56%, evidenciando uma variação da amostra bastante significativa.

Perdas de eletricidade na América Latina e Caribe por país



Fonte: Jiménez *et al.* (2014)

Em consequência desta problemática, estima-se que as perdas na ALC custem entre US\$ 11 e US\$ 17 milhões, o equivalente a 0,3% do PIB da região, com referência ao ano de 2012. Este elevado custo representa um grande impacto financeiro para as empresas elétricas e para a sociedade. O tratamento do tema por meio de marcos regulatórios e de políticas de governos, tais como a transparência de preço e as políticas de incentivo, é fundamental para promover a redução das perdas.

1.3 TRATAMENTO REGULATÓRIO DISTINTO PARA CADA CONJUNTO DE EMPRESAS COM CARACTERÍSTICAS SIMILARES

O modelo chileno introduz também o conceito de “áreas típicas de distribuição” (ATD), empregado em outros países, porém com regras de enquadramento diferentes. Neste modelo, as distribuidoras chilenas são divididas por áreas típicas de distribuição, visando, inicialmente, uma separação baseada em custos de distribuição semelhantes, mas também considerando diversos aspectos no que concerne a gestão eficiente da empresa. No entanto, destaca-se que não existem critérios fixos e, a cada período tarifário, estes conceitos são revistos e adequados ao novo contexto (CNE, 2015).

O conceito de ATD tem como propósito *clusterizar* as empresas de acordo com as dificuldades de combate às perdas de cada localidade. Assim, o regulador reconhece que há diferenças de complexidade de atuação entre as regiões e propõe um cálculo específico para cada grupo de empresas comparáveis. Dado que o estudo dos custos é realizado considerando a unidade de uma ATD, existe uma empresa modelo para cada área típica (CNE, 2016b).

A metodologia de definição das ATD baseia-se nos custos da distribuição, considerando gastos de administração e comercialização, custos de investimentos, custos de operação e manutenção, bem como o custo da energia para cobrir as perdas. Para isso, as seguintes etapas compõem a metodologia:

- i. Determinação dos custos e das receitas reais da distribuidora;
- ii. Aplicação de modelos econométricos para determinar o custo teórico e permitir o cálculo do valor agregado teórico da prestação do serviço;
- iii. Determinação do valor agregado teórico de cada empresa por meio da razão entre a soma de todos os custos da distribuição e a energia vendida por cada distribuidora; e

- iv. Segmentação das empresas em agrupamentos de áreas típicas, considerando um critério de similaridade dos valores agregados de distribuição obtidos.

Quadro Informativo 2: Características do Furto de Energia Elétrica no Chile

O estudo de Valenzuela e Montaña (2005) verificou que, no ano de 2005, a maior parte das perdas não técnicas no Chile eram provocadas por furtos de energia e erros administrativos relacionados à base de dados e ao processo de medição. Os números relacionados à perda de energia causada pelo seu furto revelam que 50% das práticas ilegais estavam associadas a clientes conectados diretamente à rede de baixa tensão, 40% à intervenção na conexão residencial, 6% a alterações nas caixas dos medidores, impedindo o registro correto dos mesmos, e 4% a alterações no próprio medidor.

O estudo ainda diagnosticou que um dos motivos mais recorrentes para a realização do furto de energia nas unidades consumidoras de classes de menor renda era um fator de “contágio social”, ou seja, uma motivação decorrente de outras pessoas também estarem furtando. Além disso, a falta de identificação com o entorno da moradia e a ausência de uma punição adequada à prática de furto de energia criam um contexto propício para a realização do ato ilegal.

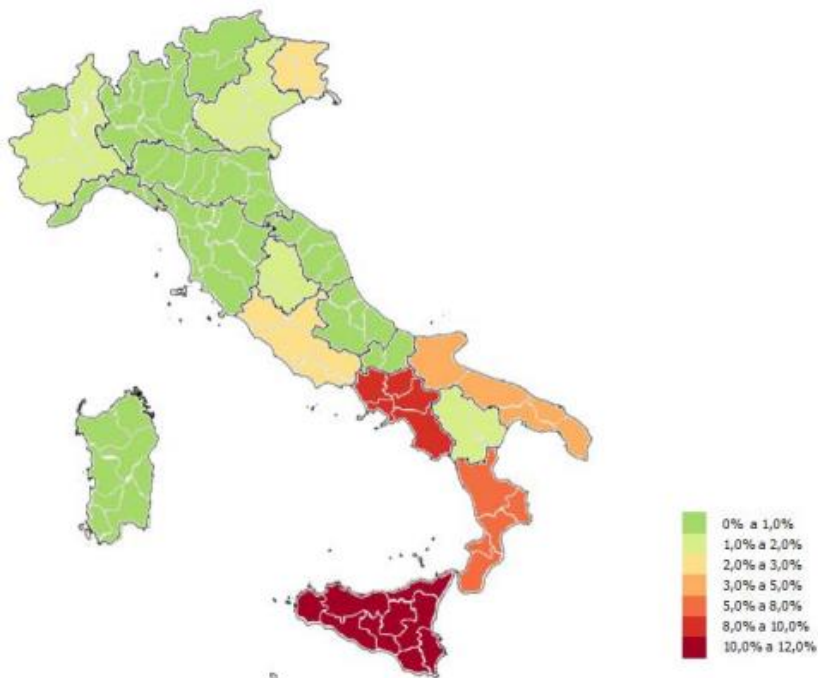
As experiências de outras regiões do mundo podem nos trazer insumos para analisar o combate das perdas não técnicas de energia. Na Itália, em função das diferenças socioeconômicas entre o norte, com maior desenvolvimento econômico, e o sul do país, com menor desenvolvimento econômico, instituiu-se que a regulação das perdas também devesse considerar um tratamento distinto às empresas, de acordo com a realidade de cada área de concessão.

Em decorrência da forte heterogeneidade socioeconômica entre as regiões da Itália, Maria (2016) realiza uma análise a partir da divisão do território nacional em três macrozonas, denominadas Norte, Centro e Sul. Uma vez que cada macrozona consolida estados com aspectos socioeconômicos similares, foi possível determinar coeficientes específicos para o tratamento das perdas relativos a cada uma. Os estados que compõem cada macrozona estão apresentados a seguir:

- Norte: Valle d'Aosta, Piemonte, Ligúria, Lombardia, Friuli-Venezia-Giulia, Veneto, Trentino-Alto-Ádige e Emilia Romagna;
- Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio;
- Sul: Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Puglia, Sicília, Calábria e Sardenha.

As justificativas para esta divisão ficam ainda mais evidentes ao se comparar as estimativas de perdas associadas a cada região. A Figura 1.1 apresenta o mapa da Itália com a distribuição das PNT, onde se evidencia o notório contraste entre as regiões, com níveis que variam de 1%, no norte até cerca de 12%, no sul do país.

Figura 1.1: Distribuição regional de perdas não técnicas estimadas (valores percentuais)



Fonte: Maria (2016)

Este forte contraste entre as regiões norte e sul da Itália indica a necessidade de um tratamento distinto das PNT por macrozona. A diferenciação no tratamento regulatório é realizada por meio da aplicação de fatores de perda regulatória para

perdas técnicas com base na média nacional e para perdas comerciais distintas por macrozonas, considerando índices maiores para as empresas do sul do país.

Além do reconhecimento de perdas distinto, o conceito das macrozonas na Itália também é aplicado para o reconhecimento dos custos de O&M associados ao combate às perdas. Com isso, a regulação italiana demonstra a preocupação em garantir regras adequadas à realidade e ao contexto dos desafios das diferentes regiões do país. Esta preocupação também é evidenciada em outra inovação regulatória interessante do caso italiano, a qual consiste na distinção de fatores de perdas padrão para perdas técnicas entre interconexões com a rede que geram ou não geram inversão de fluxo, visando incorporar o impacto da geração distribuída na consideração das perdas.

1.4 ESTRATÉGIAS DE ADAPTAÇÃO DA REGULAÇÃO EM PERÍODOS DE CRISE ECONÔMICA

Além da Itália, outros dois países europeus investigados e que destacaram aspectos regulatórios interessantes quanto à adaptação da regulação em períodos de crise econômica foram Portugal e Espanha. Estes países possuem o mercado elétrico totalmente liberalizado para o consumidor final, com a separação entre os operadores da rede (DSO – *Distribution System Operator*) e os fornecedores de energia (*suppliers*). De acordo com a abordagem regulatória destes dois países, a responsabilidade sobre o custo das perdas é incumbida aos *suppliers* e, por isso, a arrecadação para custear as perdas deve ser considerada no processo de negociação dos contratos de energia.

No modelo de responsabilidade dos *suppliers*, estes agentes estimam as perdas a serem adotadas nos contratos e adquirem a energia adicional para cobri-las. O montante de energia referente à diferença entre a perda estimada e a perda real é negociado pelo preço de equilíbrio do mercado de compensação. Como não

há tarifa final regulada, não há uma abordagem de reconhecimento distinto para as PNT, como na Itália, sendo negociado diretamente nos contratos.

Por sua vez, na Espanha, há um mecanismo de incentivo específico para a redução de fraudes e a distribuidora receberá, como remuneração adicional no ano “n”, o valor de 20% das fraudes regularizadas em relação ao ano “n-2”, com um limite de 1,5% da remuneração da empresa (MARÍN, 2016).

Este incentivo para redução de fraudes na Espanha objetiva combater o crescimento de perdas ocorrido em função da crise econômica pela qual o país passou após 2008. Além deste mecanismo, o país possui esquemas de incentivo ou penalização para melhoria da qualidade de fornecimento e para a redução de perdas. Em linhas gerais, as empresas são bonificadas ou penalizadas em quantias dentro de um intervalo percentual predeterminado em relação à remuneração da distribuidora, de acordo com o atingimento ou não de metas impostas pelo regulador em anos anteriores.

Em Portugal, também existe um mecanismo de incentivo ou penalização para os resultados das empresas quanto à redução de perdas. O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em média e alta tensão e deverá considerar as perdas na Rede Nacional de Distribuição (RND) e nas redes de distribuição em baixa tensão a ele concessionadas. Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas abaixo de um valor de referência determinado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Por outro lado, o operador será penalizado, caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

Vale destacar que o valor de referência para as perdas é estabelecido, não como um único valor, mas como um intervalo de valores, denominado “Zona Morta”, no qual a regulação atua indiferente para as empresas com mais ou menos perdas dentro deste intervalo. A partir dos pontos que delimitam a Zona Morta, os

ganhos ou penalizações passam a ser efetivados na proporção das variações de perdas, conforme ilustra a Figura 1.2.

A metodologia para definição deste incentivo consiste na aplicação da equação 1.1 (ERSE, 2017a), abaixo.

Dado que:

$$IRP_{max,t-2} = -IRP_{min,t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E^D_{t-2} \times V_{p,t-2}$$

i. Quando $P_{t-2} < P_{REF,t-2} - \Delta Z$:

$$PP_{URD,NT,t-2} = \text{Min}\{IRP_{max,t-2}, [(P_{REF,t-2} - \Delta Z) - P_{t-2}] \times E^D_{t-2} \times V_{p,t-2}\} \quad 1.1$$

1.1

i. Quando $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$:

$$PP_{URD,NT,t-2} = \text{Max}\{IRP_{min,t-2}, [(P_{REF,t-2} + \Delta Z) - P_{t-2}] \times E^D_{t-2} \times V_{p,t-2}\}$$

ii. Quando $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$:

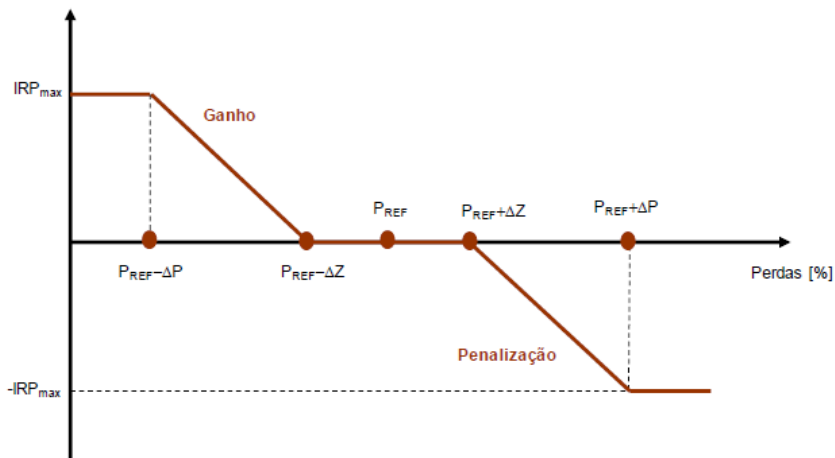
$$PP_{URD,NT,t-2} = 0$$

Sendo:

- $PP_{URD,NT,t-2}$: Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano $t-2$;
- $IRP_{max,t-2}$: Valor máximo de prêmio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano $t-2$;
- $IRP_{min,t-2}$: Valor máximo de penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano $t-2$;
- $V_{p,t-2}$: Valorização unitária das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$, em Euros por kWh, a definir pela ERSE;
- $P_{REF,t-2}$: Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$, em percentagem;

- P_{t-2} : Nível de perdas no ano $t-2$, em percentagem, dado pelo quociente entre as perdas e a energia ativa entregue pela rede de distribuição;
- E^D_{t-2} : Total de energia elétrica entregue na rede de distribuição no ano $t-2$, em kWh;
- ΔP : Variação máxima para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas, em caso de ganho ou penalização;
- ΔZ : Variação da banda morta dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas, em caso de ganho ou penalização; e
- t : último ano do ciclo tarifário.

Figura 1.2: Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



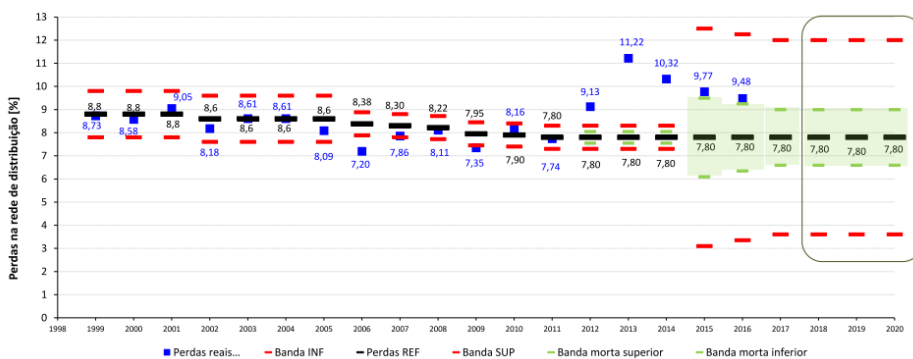
Fonte: ERSE (2017b)

O nível de referência das perdas ($P_{REF,t-2}$) é fixado para cada um dos anos do período tarifário, tendo em conta os objetivos estabelecidos nacionalmente. Para isso, o operador da rede deve enviar à ERSE a informação necessária para a

determinação das perdas, no âmbito dos balanços de energia referidos no artigo 173 do Regulamento Tarifário (ERSE, 2017a).

Os parâmetros que definem os intervalos de valores são revisados a cada período tarifário, podendo também ocorrer em revisões extraordinárias. Isso garante que haja uma flexibilização das metas impostas, como reconhecimento de que há inconsistências em fixar um único valor a partir de metodologias de estimação. Este artifício foi importante para lidar com o período de crise, vivenciado pelo país após a crise dos anos de 2007 e 2008, no qual houve significativa deterioração dos níveis de perdas no país. A Figura 1.3 ilustra a evolução dos parâmetros mencionados, destacando os que estarão em vigor para o período tarifário 2018-2020.

Figura 1.3: Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo, incluindo os valores propostos para o período tarifário 2018-2020



Fonte: ERSE (2017b)

Notadamente, houve uma considerável flexibilização na regulação, a partir da revisão regulamentar de 2014, em função da deterioração dos níveis de perdas no país. Após consulta pública, a ERSE decidiu rever os valores dos parâmetros de P_{REF} , V_p , ΔP e ΔZ , mantendo, porém, o mecanismo de incentivo à redução das perdas. Efetivamente, as perdas voltaram a reduzir após 2013, entretanto os valores ainda estão na faixa em que há penalização.

Quadro Informativo 3: Diagnóstico da Regulação de Perdas de Energia Elétrica na Europa

Para entender o panorama das perdas do sistema europeu, o *Council of European Energy Regulators* (CEER) aplicou um questionário sobre o tema, no qual foram recebidas informações de agências reguladoras de 27 países membros, bem como contribuições adicionais de 21 partes interessadas. Embora a maioria dos países defina perdas como a diferença entre a energia injetada e a energia faturada, há algumas exceções a esta regra geral. Isso significa que existem diferenças em termos dos componentes de perdas considerados (sobretudo, para perdas não técnicas), dos limites de tolerância de medição dos medidores e das considerações para o cálculo de balanço de energia do sistema, incluindo a energia importada, a energia exportada e a energia de autoconsumo (CEER, 2017).

Em relação aos componentes de perdas considerados, verifica-se que a regulação de alguns países não reconhece a componente de perdas não técnicas. Além disso, apesar de a maior parte dos países reconhecer a componente de perdas não técnicas, destaca-se que não há um consenso a respeito da sua composição. Isto significa que os tratamentos regulatórios de perdas devem ser analisados com cautela, considerando abordagens potencialmente divergentes nas comparações diretas entre os países.

Como pode ser observado na tabela a seguir, a maioria dos países inclui as perdas não técnicas no seu foco de regulação, com algumas exceções, como Estônia, Alemanha, Lituânia e Noruega, onde apenas se consideram perdas técnicas.

Classificação dos países quanto à composição das perdas reconhecidas

Perdas Técnicas	Perdas técnicas e não técnicas
DE, EE, LT, NO (total: 4)	AT, BE, CY, CZ, DK, EL, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IE, IT, LV, NL, PL, PT, RO, SE, SI (total: 21)

Lista de abreviações dos países: AT – Áustria; BE – Bélgica; HR – Croácia; CY – Chipre; CZ – República Tcheca; DK – Dinamarca; EE – Estônia; FI – Finlândia; FR – França; DE – Alemanha; GB – Grã-Bretanha (Inglaterra, Escócia e Gales); EL – Grécia; HU – Hungria; IS – Islândia; IE – Irlanda; IT – Itália; LV – Letônia; LT – Lituânia; MT – Malta; NL – Holanda; NO – Noruega; PL – Polônia; PT – Portugal; RO – Romênia; SI – Eslovênia; ES – Espanha; e SE – Suécia.

Fonte: (CEER, 2017)

Ampliando a análise, a próxima tabela enquadra os países de acordo com os tipos de perdas incluídas no cálculo do valor total. Observa-se que nem todos os países consideram as quatro componentes de perdas não técnicas, o que corrobora a necessidade de cautela ao comparar os índices de perdas entre países.

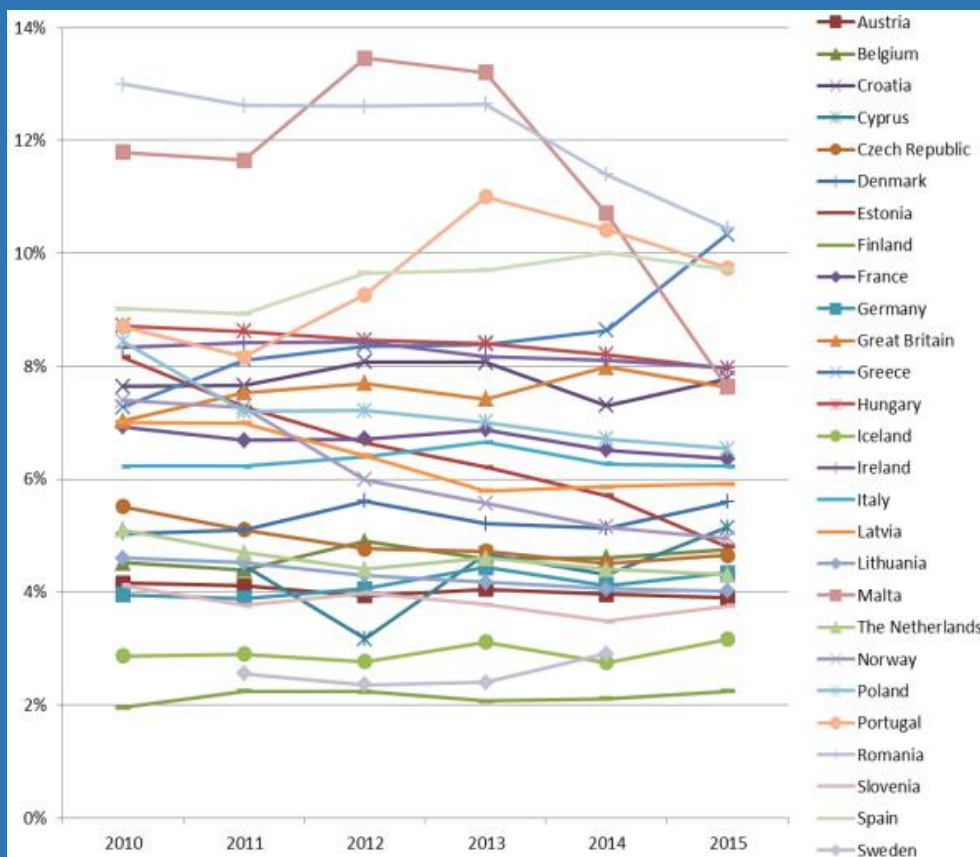
Tipos de perdas incluídas no cálculo das perdas de cada país

Tipo de Perda	Transmissão	Distribuição
Perdas Técnicas	AT, BE, CY, CZ, DE, DK, EE, EL, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LV, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI (26 países)	AT, BE, CY, CZ, DE, EE, EL, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LV, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI (26 países)
Perdas Não Técnicas: Ocultas (típicamente associadas ao consumo próprio ou consumida para arrefecer transformadores e operar o sistema de controle.)	AT, DK, FI, IE, NL, PL, RO, SE (8 países)	AT, BE, CY, ES, FI, HR, HU, IE, LV, MT, NL, PL, RO, SE, SI (15 países)
Perdas Não Técnicas: Suprimentos não medido (incluem iluminação pública, cabines telefônicas, semáforos, etc.)	DK, GB, IE, LV, NL, PL, RO, SE, SI (9 países)	BE, CY, CZ, ES, GB, HU, IE, LV, MT, NL, PL, RO, SE, SI (14 países)
Perdas Não Técnicas: Furto (consiste na adulteração de medidores e na realização de conexões ilegais)	AT, CZ, DK, EL, FI, GB, IE, LV, NL, PL, PT, SE, SI (13 países)	AT, BE, CY, CZ, EL, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IE, IT, LV, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI (22 países)
Perdas Não Técnicas: Outras (falhas nos processos de medição, faturamento e processamento de dados, geralmente representam o restante das perdas não-técnicas)	AT, CY, CZ, EE, ES, FI, FR, GB, IE, LV, NL, PL, PT, RO, SE, SI (16 países)	AT, BE, CY, CZ, EE, EL, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IE, IT, LT, LV, MT, NL, PL, PT, RO, SE, SI (23 países)

Fonte: (CEER, 2017)

Atentando-se para as informações mencionadas, os dados de perdas totais dos países da União Europeia são apresentados na figura a seguir, o que permite intuir a existência de prioridades regulatórias distintas entre eles. Nota-se que os países mais desenvolvidos em termos socioeconômicos apresentam menores índices de perdas, são os exemplos de Islândia, Finlândia e Suécia.

Perdas totais de transmissão e distribuição, em percentagem do total de energia injetada (ano 2016)



Fonte: (CEER, 2017)⁵

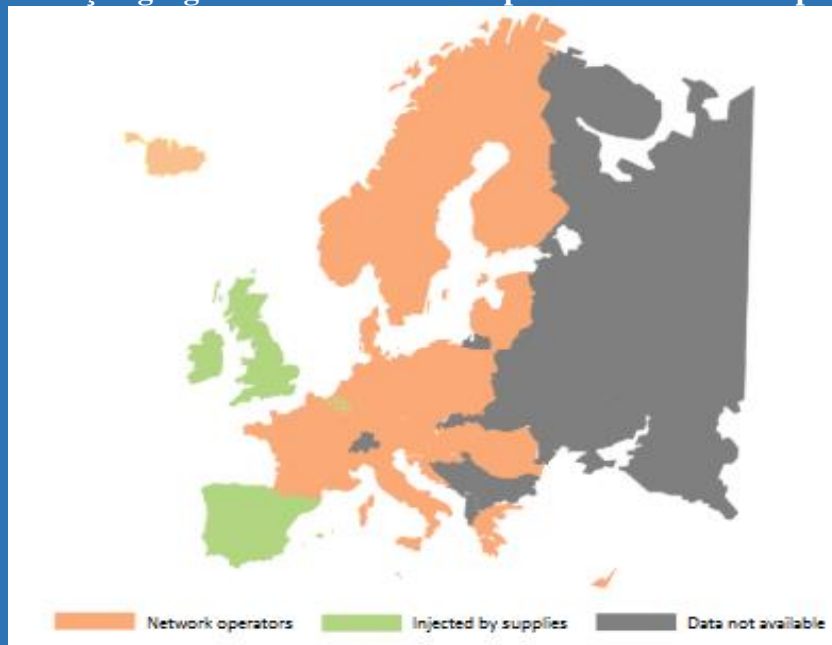
Os procedimentos de cada país para o tratamento regulatório das perdas têm sido uma das principais preocupações da regulação do setor de distribuição na Europa. De acordo com o arcabouço regulatório estabelecido em cada país, no âmbito da atual Diretiva Europeia 2009/72/CE, foram utilizadas diferentes abordagens no desenvolvimento da solução. Na maioria dos países, os operadores de rede (TSOs e DSOs) são responsáveis por adquirir a energia que irá cobrir as perdas, mas, em alguns casos, é um dever dos fornecedores (*suppliers*), a exemplo de Grã-Bretanha, Irlanda, Portugal, Espanha e, em parte, Bélgica.

Com base nas informações coletadas pelo estudo do CEER (2017), a próxima figura demarca a distribuição geográfica dos países em função do tipo de solução adotada. Além disso, este estudo também

⁵ Apesar dos esforços dos autores em capturar informações de anos mais recentes, não foram localizadas bases de dados disponíveis.

levantou como as perdas são aplicadas nas tarifas de energia de cada país. A classificação dos países em relação à aplicação, ou não, de tarifas dedicadas às perdas é apresentada na sequência.

Distribuição geográfica dos diferentes tipos de cobertura das perdas



Fonte: (CEER, 2017)

Práticas atuais de precificação das perdas

Países	Quem	Como	Tarifa
Croácia, Chipre, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Itália, Holanda, Malta, Noruega, Polônia, Eslovênia e Suécia	Operadores da rede (TSOs e DSOs)	<i>Power Exchange</i> ou acordos bilaterais (por leilões ou concorrência de propostas)	Coberto pela tarifa da rede
Bélgica (Sistema Regional de tensão <70 kV), Áustria, Hungria, Islândia, Letônia, Lituânia e Romênia			Tarifa dedicada para perdas
Bélgica (Sistema Federal de tensão >70 kV), Grã-Bretanha, Grécia, Irlanda, Portugal e Espanha	Injetada pelos <i>suppliers</i>		Sem tarifas para perdas

Fonte: (CEER, 2017)

1.5 TRATAMENTO REGULATÓRIO DISTINTO DE ACORDO COM O DESEMPENHO DA EMPRESA

Uma importante abordagem regulatória observada no estudo das experiências internacionais consiste no tratamento regulatório distinto, tendo em vista o desempenho da empresa. Conceitualmente, esta abordagem busca classificar as empresas mediante os seus desempenhos em reduzir as perdas e, a partir desta classificação, diferenciar o tratamento regulatório entre as companhias de melhor e de pior performance. Para isso, a agência reguladora deve definir valores de referência que segreguem as empresas de perfis diferentes e formular estratégias para cada grupo de empresa de acordo com a realidade observada nos níveis de perdas.

Para exemplificar esta abordagem, vale destacar o caso colombiano, haja vista que o país passou por um processo recente de reestruturação da regulação de perdas, o qual se baseou fortemente neste conceito. O modelo de mercado atual do setor elétrico colombiano começou em 1998. Naquele momento, o regulador definiu um processo de transição para o reconhecimento das perdas de energia elétrica, considerando um valor único para todas as distribuidoras.

Entretanto, com o tempo, verificou-se a incapacidade das empresas em atingir esta trajetória. Em consequência, a partir do ano de 2001, o governo optou por fixar para todos os anos seguintes um percentual de PNT referente à empresa com menor índice de perdas naquele momento. Esta medida incentivou que algumas empresas obtivessem índices menores do que este valor fixado e fossem remuneradas na proporção da diferença para a meta nacional. No entanto, a maior parte das empresas continuava com índices acima da meta.

Em face a este cenário, a nova proposta do regulador colombiano, vigente a partir de 2018, consistia em determinar um valor de meta a nível nacional e classificar as empresas em duas categorias, referentes à posição acima ou abaixo

deste novo referencial. As empresas abaixo da meta são ditas “em manutenção de perdas” e as empresas acima do valor fixado são denominadas “em redução de perdas”.

Para as empresas enquadradas como “em redução de perdas”, o regulador passou a reconhecer na tarifa o percentual de perdas reais referente ao obtido no ano de 2017, sendo este o ponto de partida para uma trajetória de redução para os anos seguintes. Estas empresas são obrigadas a apresentar planos de redução das perdas, os quais deverão ser aprovados pelo órgão regulador para o reconhecimento na tarifa, não apenas do nível de perdas, como também dos custos operacionais de combate ao furto. Caso se verifique que a empresa não está tendo êxito no atingimento das metas, a remuneração reconhecida do plano é suspensa, podendo ser até cancelada (CREG, 2018).

Para a aprovação do valor proposto pelas concessionárias para o plano, o regulador realiza uma análise de eficiência com base no desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevem os custos eficientes. Basicamente, o modelo utiliza como *input* o histórico das empresas para rodar uma lógica em redes neurais e obter as trajetórias de perdas e os investimentos associados. Dentre as variáveis utilizadas, mencionam-se os dados históricos relativos ao consumo e à elasticidade da demanda, ao investimento por kWh, à energia recuperada, ao tamanho da rede, ao crescimento vegetativo, entre outros (CREG; UTP, 2017).

Portanto, observa-se que, nesta reestruturação, o regulador colombiano buscou criar uma forma de incentivo para as empresas conforme o nível de investimento que realizam na rede de distribuição. Além disso, a partir de uma linha de corte baseada em uma meta de âmbito nacional, a regulação trata de forma distinta as empresas, caso estejam acima ou abaixo deste valor de referência. Esta é uma consideração importante, na medida em que o regulador reconhece que os

desafios são bastantes distintos e que devem ser encarados conforme a realidade de desempenho de cada grupo de empresas.

Já as empresas “em manutenção de perdas” não necessitam apresentar planos de redução de perdas e recebem o reconhecimento dos gastos de sua manutenção considerando os níveis eficientes de referência nacional. Nota-se que, para algumas companhias, o reconhecimento foi reduzido em função de estarem bem abaixo da meta nacional.

Neste sentido, é importante destacar que o indicador de perdas regulatórias é tratado de forma global, considerando quatro níveis de tensão do sistema de distribuição colombiano⁶ e incorporando, para o nível de tensão mais baixo, perdas técnicas e não técnicas. Em outras palavras, apenas no Nível Tensão 1, equivalente aos níveis menores do que 1 kV, o regulador reconhece índices de PNT adicionalmente ao índice de perdas técnicas⁷. Para a formação do critério de eficiência, esta distinção é fundamental, dado que os tratamentos devem ser distintos para perdas relacionadas a características topológicas da rede e perdas relacionadas à gestão empresarial.

⁶ A estrutura do setor de distribuição colombiano é caracterizada por uma rede em quatro níveis de tensão, na qual não há consumidores livres na baixa tensão.

- Nível 4: sistemas com tensão nominal $\geq 57,5$ kV e < 220 kV.
- Nível 3: sistemas com tensão nominal ≥ 30 kV e $< 57,5$ kV.
- Nível 2: sistemas com tensão nominal ≥ 1 kV e < 30 kV.
- Nível 1: sistemas com tensão nominal < 1 kV.

⁷ O Nível de Tensão 1 corresponde a menor faixa de tensão de atendimento, logo é o segmento da rede com maior influência das perdas não técnicas. Para o Nível de Tensão 4, os índices de perda são calculados mensalmente pelo *Liquidador y Administrador de Cuentas* (LAC) com o balanço energético resultante do que é indicado pelas fronteiras comerciais. Quanto aos Níveis 2 e 3, são calculados uma média e um desvio-padrão dos índices de perda aprovados para todos os operadores de redes. Aqueles que possuem um índice superior à soma da média com o desvio-padrão deverão apresentar um estudo de perdas técnicas (CREG, 2018).

As perdas técnicas eficientes são definidas com base em cálculos de rede típica, enquanto as não técnicas são obtidas em função de uma equação que descreve as PNT⁸ a partir de parâmetros de cada empresa, relacionados aos quilômetros de linhas rurais e ao atendimento de usuários em “áreas especiais”, definidas por critérios socioeconômicos. Esta equação foi estabelecida através da regressão entre as perdas verificadas nas empresas e as variáveis consideradas como determinantes para estas perdas. A introdução de um parâmetro relativo à extensão da rede rural indica que uma parte significativa das perdas está associada ao maior custo de seu combate nestas áreas. Por sua vez, a influência do parâmetro relativos às áreas especiais está associada às características predominantes para a classificação destas áreas.

De acordo com o Decreto do MME nº 111/2012, os critérios utilizados para definir áreas especiais estão baseados em três categorias (MME, 2012):

- i. Áreas rurais de menor desenvolvimento⁹;
- ii. Bairros subnormais¹⁰;

⁸ O estudo de ASOCODIS (2004) realiza uma abordagem estatística sobre os determinantes das perdas de energia na Colômbia e afirma haver uma clara relação destas com variáveis que refletem as condições econômicas, assim como com o nível de investimentos na rede elétrica. Para descrever as perdas, este estudo mostra ser estatisticamente significativo o uso de três variáveis: uma variável de gestão da empresa, relativa ao percentual de usuários sem medição; uma variável de condição do mercado, relativa ao percentual de usuários de baixa renda; e uma variável combinada, relativa ao investimento em recuperação de perdas.

⁹ Área pertencente ao setor rural de um município ou distrito que (i) apresenta um índice superior a 54,4 no indicador de *Necesidades Básicas Insatisfechas*, publicado pelo *Departamento Administrativo Nacional de Estadística*; e (ii) está conectada ao circuito de alimentação por meio do qual é fornecido o serviço público de energia elétrica.

¹⁰ Assentamento localizado em cabeceiras de municípios ou distritos que (i) não tenha serviço público domiciliário de energia elétrica ou que obtenha energia através de derivações do SDL, efetuadas sem aprovação do respectivo OR; (ii) não seja uma área onde o serviço público de distribuição deva ser suspenso, de acordo com o artigo 139.2 da Lei nº 142/1994 e a regulamentação da Lei nº 388/1997, e, em geral, seja proibido prestar o serviço; e (iii) possui Certificação do Prefeito Municipal ou Distrital ou da autoridade competente na qual a classificação e existência dos bairros subnormais é estabelecida, devendo ser emitida dentro de 15 dias após a data do respectivo serviço solicitado pelo OR.

iii. Zonas de difícil gestão¹¹.

Apesar de fatores socioeconômicos estarem presentes, o tema da violência, questão preponderante para a atuação das distribuidoras na Colômbia, não recebe qualquer tratamento específico na regulação de perdas do país. De acordo com o relato de prestadores de serviço colombianos, no sul do país, há zonas de produção de cocaína que possuem gangues que exercem um poder paralelo no local e impedem a operação das empresas. No entanto, algumas dessas áreas não são enquadradas como áreas especiais, configurando-se um problema sem solução aparente para as distribuidoras destas regiões. Com isso, identifica-se como uma fragilidade da regulação colombiana o fato de não haver uma abordagem significativa a respeito da influência de fatores socioeconômicos na definição das perdas reconhecidas.

1.6 TRATAMENTO REGULATÓRIO ESPECÍFICO PARA ÁREAS DE ALTA CRIMINALIDADE

Da amostra de países analisados, o único que realiza uma abordagem específica para o tema da violência é o Panamá, por meio de um reconhecimento extraordinário para representar as perdas em localidades de elevada criminalidade. A discussão a respeito deste reconhecimento adicional surgiu a partir da introdução do conceito de “*zonas rojas*”, apresentado mais adiante nesta seção.

¹¹ Conjunto de usuários localizados em uma mesma área geográfica conectada ao sistema interligado nacional colombiano, delimitada eletricamente e que, durante o último ano, tenha apresentado continuamente uma das seguintes características: (i) possua empréstimo vencido há mais de 90 dias por parte de 50% ou mais dos usuários dos estratos 1 e 2 pertencentes à área; ou (ii) possua níveis de perdas de energia superiores a 40% em relação à energia de entrada para o SDL que atende exclusivamente a esta área. Para ambos os eventos, os indicadores serão medidos como a média móvel dos últimos 12 meses. Da mesma forma, o comercializador de energia elétrica deve demonstrar que os resultados da gestão de carteiras e perdas foram negativos por razões não atribuíveis à própria empresa.

Para entender esta discussão, é preciso compreender os aspectos regulatórios panamenhos no tocante às perdas de energia elétrica. A definição de metas regulatórias de perdas no Panamá utiliza uma formulação obtida por modelos de regressão, baseados em uma metodologia de *benchmarking* internacional, com empresas dos EUA selecionadas mediante o modelo de análise de fronteiras de eficiência.

Desde o ciclo tarifário 2014-2018, as empresas de distribuição panamenhas têm contestado fortemente a metodologia de *benchmark* utilizando empresas americanas. Por sua vez, a ASEP (*Autoridad Nacional de los Servicios Públicos*), órgão regulador do setor, defende que, uma vez que o Panamá possui poucas distribuidoras, o uso de empresa internacionais consiste em uma alternativa válida para aplicar o modelo *benchmark*, pois garante uma amostra maior de estudo. A aplicação desta metodologia não é afetada pelas perdas reais das empresas panamenhas, com o objetivo de estabelecer uma meta que as induza a alcançar um nível mais adequado de eficiência em suas operações.

Entretanto, a realidade enfrentada pelas empresas americanas é bastante diferente da encontrada no Panamá. De fato, as empresas americanas atuam em áreas com melhores condições socioeconômicas, maior desenvolvimento de renda e menores índices de violência, portanto a regulação do setor panamenho estaria realizando um cálculo muito simplificado frente à complexidade de atuação de suas distribuidoras.

A partir desta argumentação, o regulador passou a reconhecer um percentual adicional ao valor reconhecido pelo modelo, referente à existência de áreas de restrição à operação, denominadas “*zonas rojas*”. Estas zonas são definidas segundo diversos critérios, como tendência ao furto de energia e ao vandalismo, alta periculosidade, impedimento de acesso às equipes de campo, necessidade de apoio policial para realizar inspeções na rede, nível de delinquência, entre outros

indicadores de segurança pública. Para obter o reconhecimento extraordinário do regulador, as distribuidoras precisam comprovar as restrições à operação nestas zonas, por meio de mapeamento da rede, medições detalhadas das perdas, levantamento georreferenciado de ocorrências criminais e comprovações de custos extras de combate às perdas em função da insegurança.

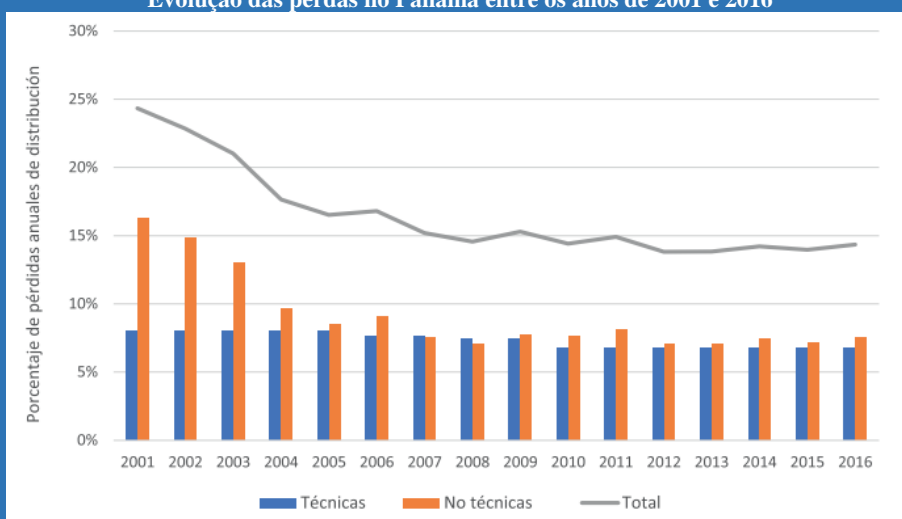
Independente das discussões iniciais para adequação deste mecanismo na regulação panamenha, é possível destacar o aspecto inovador da medida, que acabou por incentivar as distribuidoras a aumentar os investimentos em tecnologias de medição da rede e por estabelecer um maior diálogo entre regulador e empresas reguladas, para a maior compreensão do contexto em que ocorrem as perdas. É indiscutível que a questão da violência afeta significativamente a prestação de serviços público em determinadas localidades e, dada a complexidade atrelada a este fenômeno, as soluções regulatórias para este problema dificilmente serão equacionadas por abordagens tradicionais, sendo fundamental a busca por inovações, como demonstra o caso panamenho.

O tema da violência também é bastante presente em El Salvador, país que frequentemente figura no topo dos países mais violentos do mundo. Mesmo com o crescimento das perdas nos últimos anos, os índices de furto de energia em El Salvador são relativamente baixos, o que acarreta em uma regulação de PNT ainda incipiente. Apesar das condições socioeconômicas desfavoráveis, verificou-se um consenso no país quanto à cultura de não furtar energia. Alguns fatores podem justificar isto, como as políticas de subsídios na tarifa dos consumidores, a reduzida dimensão da rede de distribuição de energia elétrica, a rígida fiscalização e a forte política de penalização aos fraudadores, aliada a uma atuação célere do Judiciário no que diz respeito ao andamento dos processos e à punição aos infratores.

Quadro Informativo 4: Benchmarking Internacional na Regulação de Perdas do Panamá

A evolução das perdas no Panamá tem seguindo uma tendência de queda, causada, principalmente, pela redução significativa das perdas não técnicas. No entanto, a partir de 2004, a redução das perdas não técnicas parece ter se estabilizado, revelando uma certa saturação da efetividade do seu combate. Esta incapacidade de maior gestão das perdas pelas distribuidoras pode ser explicada pelo fato de os seus determinantes, no Panamá, estarem bastante atrelados a questões relacionadas à violência, ao crescimento de áreas informais e à sub-normalidade. Há exemplos de casos de furto de energia em regiões de maior poder aquisitivo, destacadamente realizados por consumidores de grande porte, como estabelecimentos comerciais, entretanto os principais desafios, de fato, estão associados às áreas de restrição à operação das distribuidoras por conta da violência.

Evolução das perdas no Panamá entre os anos de 2001 e 2016



Fonte: IRENA (2018)

No intuito de estimular o pagamento das faturas de energia, políticas de subsídio à tarifa foram adotadas para usuários com consumo inferior a 300 kWh. Além disso, mediante a comprovação da ocorrência de fraude no consumo de energia, a distribuidora é autorizada a cobrar do usuário ilegal o montante de energia furtada pelo período estimado da ilegalidade. Caso não seja possível comprovar o período da ilegalidade, permite-se a cobrança considerando um período de até seis meses (ASEP, 2018).

No âmbito regulatório, repassar o custo total destas perdas para a tarifa cobrada do usuário final poderia gerar desincentivos à operação eficiente por parte das distribuidoras. Para lidar com esta problemática, a partir da reforma do setor, em 1997, são definidos valores de perdas máximas permitidas para compor a tarifa de energia cobrada dos usuários finais. No primeiro momento, a regulação estabeleceu o reconhecimento das perdas reais das empresas e determinou uma redução gradual dos valores até alcançar um nível de perdas consideradas eficientes.

As perdas eficientes correspondem às perdas estabelecidas por meio de equações de eficiência que considerem o comportamento estatísticos de um grupo de empresas comparáveis de prestígio internacional. Neste sentido, a regulação das perdas no Panamá considera uma metodologia baseada em *benchmarking*, a qual utiliza uma equação com dados da FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), referentes a distribuidoras norte americanas, para comparação e definição dos valores eficientes (NAVARRO, 2008).

O banco de dados da FERC contém informações sobre 323 empresas de distribuição de energia elétrica dos Estados Unidos. Deste total, o processo de seleção das empresas comparáveis ao cenário do Panamá, realizado pela ASEP, inicia descartando aquelas que não apresentam informação completa ou consistente das variáveis relevantes para o estudo. Posteriormente, a filtragem das empresas deve obedecer a critérios de eficiência na operação e similaridade com as empresas panamenhas. Neste sentido, é necessário definir um valor limite de eficiência, abaixo do qual a empresa não pode integrar a lista de comparação. Para isso, foi realizada uma análise de eficiência das empresas, aplicando uma metodologia de análise de fronteiras de eficiência, explicada em maiores detalhes no Anexo II do documento da ASEP (2007).

Após a aplicação dos filtros de seleção, as empresas comparáveis são apresentadas pela ASEP em resolução própria. As distribuidoras panamenhas podem contestar a amostra final e apresentar justificativas para remoção ou inclusão de outras empresas comparáveis. Consequentemente, a ASEP aceita ou não as alegações das distribuidoras, modificando, se necessário, a resolução. A amostra final de empresas comparadoras para o ciclo tarifário 2018-2022 é apresentada na *Resolución* n° 12.745/2018, após modificação da *Resolución* n° 12.688/2018 e contempla 68 empresas.

2 A REGULAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL

Os estudos internacionais foram importantes para proporcionar uma visão ampla da problemática das perdas e analisar as diferentes formas de tratamento regulatório aplicadas ao redor do mundo. Neste segundo capítulo, o foco é uma análise específica e detalhada para o caso brasileiro. Neste sentido, é apresentada a evolução histórica da regulação empregada no Brasil a respeito das PNT no setor de distribuição de energia elétrica. Para isso, recorreu-se à análise das diretrizes regulatórias brasileiras acerca do tratamento das perdas de energia, referentes aos primeiros quatro processos de revisão tarifária implementados e concluídos no setor de distribuição. Anteriormente a isso, é apresentada uma contextualização de como as PNT são inseridas na formação da tarifa de energia elétrica do país.

2.1 PERDAS NÃO TÉCNICAS NA TARIFA DE ENERGIA BRASILEIRA

No Brasil, a regulação do setor de distribuição de energia elétrica é atribuída à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹². Para aplicar a regulação, desde a promulgação da Lei das Concessões, em 1995, utiliza-se um modelo de regulação econômica do tipo *Price Cap*¹³. Trata-se de um modelo de incentivo a partir do qual se estabelece um preço teto fixo e os custos são gerenciados pelas empresas durante o período compreendido entre os processos de revisão tarifária. Neste modelo, os ganhos de eficiência são capturados e gradativamente repassados para a tarifa de

¹² A ANEEL foi criada em 1996 como uma autarquia federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

¹³ O *Price Cap* é um modelo de regulação bastante difundido no mundo, no qual a empresa tem a sua tarifa estabelecida em um valor teto. Este valor teto representa a produção eficiente da companhia e é reajustado periodicamente para deduzir os ganhos de produtividade e eficiência, de forma a simular um mercado concorrencial. Assim, este modelo provê fortes incentivos à melhoria operacional e em direção à modicidade tarifária.

energia elétrica. Desta forma, o regime regulatório do setor de distribuição atua na redução das tarifas de energia na mesma proporção dos ganhos de produtividade das concessionárias, quando verificados.

Como instrumentos deste modelo, os processos de revisão tarifária permitem a agência reguladora acompanhar o funcionamento do setor e revisitar a eficácia dos mecanismos estabelecidos em cada momento. Com isso, os processos tarifários ocorrem periodicamente para a realização dos ajustes necessários no estabelecimento das tarifas de energia das distribuidoras. Para isso, a ANEEL conta com três processos de alteração tarifária: a Revisão Tarifária Periódica (RTP), o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

A RTP tem como objetivo calcular o reposicionamento da tarifa após redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos, a chamada Parcela B. O segundo processo, a RTA, objetiva assegurar a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão estabelecido na última revisão. Por fim, a RTE tem o objetivo de atender a casos especiais de justificado desequilíbrio econômico-financeiro da concessão (ANEEL, 2008b e 2016).

Em média, os processos de revisão tarifária periódica são realizados a cada quatro anos, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as distribuidoras e o poder concedente. Até o ano de 2014, a delimitação temporal entre esses períodos de revisão era entendida conceitualmente como um ciclo regulatório, pois as regras eram uniformemente implementadas com uma metodologia fechada para aquele intervalo temporal. Posteriormente, este conceito foi alterado, em virtude dos diferentes intervalos de duração do ciclo tarifário entre as concessionárias. A partir de então, as metodologias deixaram de ser revistas conjuntamente e passaram a seguir o prazo previsto nos procedimentos tarifários.

Nos processos tarifários, o estabelecimento das tarifas compreende duas etapas. Primeiro, é realizado o cálculo da Receita Requerida¹⁴, isto é, define-se a receita necessária para que a distribuidora de energia elétrica mantenha o equilíbrio econômico-financeiro. Na segunda etapa, é realizada a abertura tarifária, na qual são repartidos os custos da rede entre os diferentes participantes do Mercado de Referência¹⁵, de modo a produzir a receita esperada.

No intuito de normatizar e consolidar a regulamentação acerca dos processos tarifários, foi instituída pela ANEEL a Resolução Normativa nº 435/2011, a qual define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹⁶. No PRORET, é possível encontrar os procedimentos gerais para o cálculo da Receita Requerida das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Em resumo, a composição da receita é dada pela soma das Parcelas A e B.

A Parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis e, devido a este motivo, são repassados diretamente para as tarifas de energia (*pass-through*). Para as concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não tiveram suas concessões prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/2015, ou que não assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016, ao compor estes custos, são contabilizados os custos com aquisição da

¹⁴ A Receita Requerida reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

¹⁵ O Mercado de Referência é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no Período de Referência (definido como o período de 12 meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica) a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

¹⁶ PRORET é um conjunto de documentos de caráter normativo, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. São atualizados periodicamente e disponibilizados em: < <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>.

energia, conexão e uso do sistema de transmissão ou distribuição, além dos encargos setoriais¹⁷. A equação 2.1 expressa a composição da Parcela A.

$$VPA = CE + CT + ES \quad 2.1$$

Onde:

- *VPA*: Valor da Parcela A;
- *CE*: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
- *CT*: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição;
- e
- *ES*: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

Já a Parcela B representa os custos gerenciáveis pela distribuidora. Estes custos são revistos e repassados à tarifa segundo as diretrizes contidas na legislação, no contrato de concessão e em regulamentos que estabelecem padrões de eficiência. Para isso, os contratos de concessão das distribuidoras autorizam a ANEEL a estabelecer as tarifas cobradas pela prestação do serviço, dentre outras obrigações das distribuidoras. Para as concessionárias de distribuição, a fórmula referente ao cálculo da Parcela B está expressa na equação 2.2 (ANEEL,2017b):

$$VPB = (CAOM + CAA) * (1 - P_m - MIQ) - OR \quad 2.2$$

Onde:

- *VPB*: Valor da Parcela B;
- *CAOM*: Custo de administração, operação e manutenção;
- *CAA*: Custo anual dos ativos;

¹⁷ Tratam-se de encargos previstos em legislação específica, tais como: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Encargo de Serviços do Sistema (ESS); Encargo de Energia de Reserva (EER); Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e; Programa de Eficiência Energética (PEE).

- P_m : Fator de ajuste de mercado¹⁸;
- MIQ : Mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade¹⁹; e
- OR : Outras receitas.

Nos reajustes tarifários, a Parcela B é corrigida por uma taxa de inflação menos um Fator X. De acordo com o PRORET, este índice é composto por três componentes, P_D , Q e T, e tem como objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. O primeiro componente, P_D , mensura os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica. Já o componente Q avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada concessionária aos seus consumidores. Por fim, o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária até que alcance a eficiência. Sua formulação é dada pela equação 2.3.

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad 2.3$$

Onde:

- P_d : Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- Q : Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e
- T : Trajetória de custos operacionais.

Já para as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinaram o termo

¹⁸ Para o cálculo do fator de ajuste de mercado, será considerada a mesma metodologia de cálculo do componente P_d do Fator X.

¹⁹ Para o cálculo do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade, será considerada a mesma metodologia de cálculo do componente Q do Fator X.

aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016, a composição da Parcela A e da Parcela B foi alterada, conforme apresentado abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad 2.4$$

Onde:

- *VPA*: Valor da Parcela A;
- *CE*: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
- *CT*: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição;
- *ES*: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e
- *RI*: Receitas irrecuperáveis.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - Pm - MIQ) - OR - UD - ER \quad 2.5$$

Onde:

- *CAOM*: Custo de administração, operação e manutenção;
- *CAA*: Custo anual dos ativos;
- *Pm*: Fator de ajuste de mercado;
- *MIQ*: Mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade;
- *OR*: Outras receitas;
- *UD*: Receita obtida com ultrapassagem de demanda; e
- *ER*: Receita obtida com excedente reativo.

Uma vez alterada a alocação dos componentes nos processos de reajuste tarifário, a Parcela B é corrigida pelo fator de ajuste de sua recomposição, que equivale à taxa de inflação descontado o Fator X, além da dedução dos valores de

OR, UD e ED apurados no período de referência, atualizados conforme os submódulos 2.1A e 2.7A do PRORET.

Compreendido o método de formação e ajuste tarifário, nota-se que a composição do valor final da tarifa de energia elétrica constitui-se através de um processo complexo, no qual são inseridos diversos elementos para amparar os objetivos da regulação do setor. Ou seja, embora sejam considerados os custos reais de alguns componentes, são estabelecidos limites regulatórios, com a finalidade de estimular uma atuação mais eficiente das distribuidoras, de modo a evitar o repasse aos consumidores finais de custos ineficientes.

Portanto, fica claro que a eficiência das distribuidoras é definida com base em diversos fatores, dentre os quais o nível de PNT da energia fornecida também faz parte. Para o entendimento do efeito das perdas na determinação da Receita Requerida, destaca-se que, no cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e de geração própria, realizado na revisão e nos reajustes tarifários, são considerados os valores regulatórios de perdas de energia elétrica.

Neste sentido, a regulação do setor atua mediante a definição do nível máximo de perdas a ser admitida na prestação do serviço de cada distribuidora, com o intuito de calcular as quantidades de energia a serem consideradas nos processos tarifários. Conforme será abordado mais adiante, a definição deste nível máximo pode ser realizada por meio da fixação de um valor único para todo o período tarifário ou por meio da definição de uma curva decrescente, a qual descreve uma “trajetória” eficiente para a concessionária (ANEEL, 2008a).

No âmbito econômico, este nível de perdas a ser admitido é compreendido como o valor regulatório das perdas a ser considerado no cálculo do montante de energia para compor a Parcela A das distribuidoras. Com isso, as perdas são valoradas ao preço de compra da energia elétrica, representando um incentivo ao atendimento de seus limites, em virtude da possibilidade de a concessionária reter

o valor da diferença entre o custo de aquisição de energia real e regulatório, durante a vigência do período tarifário.

Adicionalmente, a análise econômica deve considerar, não só os efeitos sobre o custo de aquisição de energia, como também os impactos nos custos operacionais e nos ganhos de produtividade da Parcela B. Afinal, além da redução nos custos de compra de energia, o tratamento das perdas afeta a alocação dos recursos necessários no combate ao desperdício de energia e os possíveis retornos financeiros, como o aumento do faturamento.

A partir dos novos padrões de eficiência exigidos às concessionárias, as tarifas são reposicionadas para, assim, redefinir o nível eficiente dos custos operacionais e remunerar os investimentos. Desta forma, o modelo regulatório deve garantir um equilíbrio econômico capaz de proporcionar condições suficientes para que as distribuidoras alcancem um nível aceitável de perdas.

2.2 EVOLUÇÃO DO TRATAMENTO REGULATÓRIO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL

Atualmente, está em curso o quinto período de revisão tarifária das distribuidoras. O primeiro período durou de 2003 a 2006, o segundo de 2007 a 2010, o terceiro de 2011 a 2014 e o quarto de 2015 a 2018. No primeiro período, dado que ainda não existia uma metodologia para definir os níveis regulatórios de perdas, o referencial de PNT utilizado baseou-se na média histórica da própria concessionária, assegurando uma cobertura tarifária para o período, limitada aos seus patamares históricos. Portanto, somente a partir do segundo período de revisão tarifária que foi criada e aplicada uma metodologia mais sofisticada para delinear o tratamento desta questão.

Devido à assimetria de informações intrínseca ao mercado, o regulador necessita de estratégias para assegurar que os serviços realizados pela

concessionária regulada maximizem o benefício social de tal atividade econômica. Desta forma, surge a proposta de usar métodos comparativos como uma das formas de aumentar a eficiência geral do sistema regulado. O objetivo das estratégias de comparação é melhorar o desempenho do sistema por meio da verificação e do estabelecimento das práticas e dos desempenhos entre os agentes, a partir de determinadas características equiparáveis (CYRILLO, 2011).

Neste contexto, em 2008, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, criando uma metodologia específica para o tratamento das perdas. Nesta medida, foi implementado o modelo *Yardstick Competition*, proposto por Shleifer (1985), caracterizado pelo emprego do custo de uma empresa semelhante na determinação da meta de custo que será utilizada pela empresa examinada. Este “custo referência” pode ser tanto a média dos custos de um grupo de empresas com características parecidas, quanto o custo de menor valor.

O modelo *Yardstick Competition* é uma forma de regulação por incentivos, também conhecida como regulação por comparação ou competição por padrões. Ela é adotada em casos de monopólio natural²⁰, com o objetivo de introduzir estímulos à redução de custos entre as empresas, diminuindo o risco moral e a seleção adversa. Além disso, este modelo reduz a assimetria de informações e estimula uma maior eficiência econômica (ANEEL, 2008a).

No entanto, a aplicação deste modelo exige algumas adaptações para garantir a adequada definição dos níveis eficientes a serem exigidos. Afinal, a diversidade de desafios intrínsecos às diferentes áreas de concessão no país impõe ponderações sobre as comparações de eficiência entre as distribuidoras. Neste sentido, primeiramente, é preciso avaliar se as empresas atuam em ambientes

²⁰ Entende-se a situação de monopólio natural como aquela na qual uma empresa não pode operar a um nível eficiente de produção sem perder dinheiro, uma vez que os custos fixos são muito elevados e os custos marginais muito baixos (VARIAN, 2006).

homogêneos, ou seja, se todas as concessionárias são diretamente comparáveis. Caso contrário, será necessário identificar as empresas que possam servir de referência para as demais.

No intuito de minimizar análises arbitrárias para identificar estas empresas de referência, a regulação brasileira estabelece estratégias de avaliação por *benchmarking*, elaboradas para cada caso, em composição ao modelo *Yardstick Competition*. No método de *Benchmark*, o desempenho do melhor agente se torna referência para os demais, enquanto que, no *Yardstick Competition*, é definido um valor de referência para cada empresa, baseado na verificação dos melhores desempenhos dentre as outras companhias (CYRILLO, 2011).

Na análise de *benchmarking* do segundo ciclo de revisão tarifária, as concessionárias foram comparadas entre si através de critérios de similaridade. Para tal, a ANEEL utilizou o chamado índice de complexidade de combate às perdas não técnicas. Este índice era calculado por um modelo econométrico que sintetizava o conjunto de informações e de variáveis socioeconômicas das áreas de concessão que poderiam estar contribuindo direta ou indiretamente às PNT, sendo denominado modelo de complexidade socioeconômica. Diante do resultado obtido pelo modelo de complexidade, a meta estabelecida pelo modelo de *benchmarking* era comparada com o histórico da própria empresa, adotando-se o menor valor (ANEEL, 2008a).

Além do modelo de *benchmarking*, o segundo ciclo tarifário introduziu os conceitos de pontos de partida e de velocidade de redução de perdas. A combinação destes conceitos resulta na determinação de uma trajetória de perdas regulatórias estipulada para cada ano do ciclo tarifário. Esta trajetória reflete as expectativas do regulador a respeito da redução de perdas de cada empresa, desde um ponto de partida predefinido, até a meta imposta para o final do período regulatório.

De maneira geral, a metodologia de regulação de PNT busca estabelecer uma trajetória factível de redução de perdas para as distribuidoras. Com este objetivo, uma parcela das PNT é reconhecida pelo regulador para cada distribuidora e repassada para as suas tarifas de eletricidade, sendo que os custos relacionados à parcela não reconhecida são arcados pela própria concessionária.

Neste âmbito, pode-se dizer que esta metodologia tinha como objetivo a atuação em quatro frentes principais: (i) especificação de um modelo de comparação que possibilitasse avaliar o desempenho das empresas de acordo com o contexto enfrentado por cada uma; (ii) atribuição de metas condizentes com a complexidade de combate às perdas intrínseca às áreas de concessão; (iii) estabelecimento de ponto de partida de acordo com o tamanho, o histórico e a saturação no combate a perdas; e (iv) estabelecimento de limites de velocidade de redução mediante o porte da empresa.

Com base nestas quatro frentes, o Quadro 2.1 sintetiza os avanços implementados em cada processo tarifário. Em sequência, serão analisadas as alterações de cada frente. Em uma visão geral da evolução da metodologia, destacam-se os avanços consideráveis observados ao longo dos ciclos de revisão tarifária, que passaram a adotar critérios mais específicos para melhor segregar e coordenar o processo de minimização das PNT.

Quadro 2.1: Principais características dos Ciclos de Revisão Tarifária

<i>Período de Revisão Tarifária</i>	1ºRTP (2003 a 2006)	2ºRTP (2007 a 2010)	3ºRTP (2011 a 2014)	4ºRTP (2015 a 2018)
<i>Nota Técnica ANEEL</i>	NT nº 030 de 2003	NT nº342 de 2008	NT nº298 de 2011	NT nº106 de 2015
<i>Modelo</i>	Análise de Dados Históricos	- Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - 1 modelo com 5 variáveis	- Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - 3 modelos com 5 variáveis cada	- <i>Modelo de Complexidade</i> - <i>Painel com efeitos aleatórios</i> - <i>Benchmarking</i> - 2 modelos com 5 variáveis cada e 1 com 4 variáveis
<i>Metas</i>	Média Histórica da concessionária	Média ponderada entre o <i>benchmark</i> e o histórico da empresa	Média entre as metas dos 3 modelos (C, G e K)	Média entre as metas dos 3 modelos (C, G e K)
<i>Pontos de Partida</i>	Média Histórica (Perda Total)	Mínimo histórico do ciclo anterior	Com algumas exceções, calcula-se o mínimo entre meta do ciclo anterior e mínimo dos 4 anos anteriores	Regra considerando porte da empresa
<i>Velocidade de Redução</i>	X	Trajetória linear decrescente ou fixa, sem limitador de redução	Criação de 5 <i>clusters</i> com trajetórias diferentes	Regras específicas de acordo com o tamanho das empresas

Fonte: Elaboração Própria.

2.2.1 Modelo de complexidade

Em termos do modelo adotado para comparar as empresas, nota-se que a essência metodológica desenvolvida no segundo ciclo de revisão tarifária é preservada ao longo dos demais períodos de revisão. Em outras palavras, a metodologia vigente nos processos tarifários da ANEEL segue com a proposta de utilizar um modelo de *benchmarking* baseado no modelo de complexidade das variáveis socioeconômicas, para ponderar as comparações entre as áreas de concessão. Entretanto, no terceiro ciclo de revisão tarifária, foram realizadas evoluções consideráveis na metodologia, com a utilização de três modelos econométricos (denominados C, G e K) como forma de aprimorar a captura das diferenças socioeconômicas entre as áreas de concessão no índice de complexidade.

A utilização dos modelos C, G e K manteve-se no quarto período de revisão, entretanto foram realizadas alterações nas variáveis selecionadas.

Para explicar a lógica de desenvolvimento do modelo de complexidade, as PNT podem ser pensadas de modo simplificado como sendo uma função de duas variáveis: aspectos gerenciáveis pela distribuidora e aspectos não gerenciáveis. A partir deste último ponto, o estudo do contexto das áreas de concessão se desenvolve, tendo como principal objetivo investigar quais são os fatores não gerenciáveis enfrentados pelas distribuidoras. A equação 2.6 refere-se a este modelo teórico, que visa explicar as PNT (ANEEL, 2015):

$$PNT_i = C_i + X_i\beta + IG_i \quad 2.6$$

Onde:

- C_i : Variáveis específicas da empresa i que influenciam no seu nível de perdas não técnicas não consideradas (e não observáveis) nos demais termos;
- $X_i\beta$: Característica socioeconômica da área de concessão; e
- IG_i : Parcela das perdas não técnicas da empresa i devido à ineficiência gerencial.

Ainda que o modelo teórico apresentado contenha as variáveis C_i e IG_i , que denotam à ineficiência das empresas, a adaptação proposta pela ANEEL para gerar o modelo de complexidade é estimada através da regressão (por mínimos quadrados ordinários) somente dos fatores socioeconômicos (vetor X_i) contra as $PNT_{i,t}$. Hoje, a formulação do modelo econométrico é realizada mediante a criação de três modelos diferentes (C, G e K), conforme descrito nas equações 2.7, 2.8 e 2.9:

Modelo C

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mb1Mbr_{i,t} + \beta_5 inad_{i,t} + u \quad 2.7$$

Modelo G

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_2 gini_{i,t} + \beta_3 inad_{i,t} + u \quad 2.8$$

Modelo K

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mbt_{i,t} + \beta_5 vio_{i,t} + u \quad 2.9$$

Onde:

- *vio*: Violência - óbitos por agressão na área *i* e tempo *t* (DATASUS);
- *pob2*: Percentual de pessoas com renda *per capita* inferior a meio salário mínimo na área *i* e tempo *t* (IBGE/IPEA);
- *gint*: na área *i* e tempo *t* (IBGE);
- *sub2*: Precariedade - percentual de pessoas em domicílios subnormais na área *i* e tempo *t* (Censo 2010, IBGE);
- *lixo.u*: Coleta de lixo urbano na área *i* e tempo *t* (IBGE);
- *inad*: Inadimplência do setor de crédito na área *i* e tempo *t* (BACEN);
- *Mbr.Mb1Mbr*: Mercado baixa renda/(Mercado B1 total) na área *i* e tempo *t* (SAMP); e
- *Mbr.Mbt*: Mercado baixa renda/(Mercado BT total) na área *i* e tempo *t* (SAMP).

Esta estimação é realizada mediante a utilização de dados em painel de efeitos aleatórios, com ajustes de erros autocorrelacionados. Vale lembrar que a

ANEEL minimiza a importância do resultado de R^2 , assim como os possíveis erros de variáveis omitidas, que serão detalhados nas seções posteriores²¹.

Antes da construção dos *rankings*, as empresas são segregadas em dois grupos (pequenas e grandes), de acordo com os seguintes critérios:

- i. Grupo 1: empresas com mercado maior que 1.000 GWh/ano e que atendam 500 mil unidades ou possuam 15.000 km de rede; e
- ii. Grupo 2: demais empresas.

A partir dos três modelos propostos (C, G e K) e da utilização da equação 2.10, são construídos três *rankings*, classificando as empresas pelo índice de complexidade de modo ordinal e cardinal, do maior para o menor. Destaca-se que as empresas com maior pontuação são aquelas que se deparam com maior dificuldade no combate às PNT em sua área de concessão.

$$\sum_{i=1}^n X_i^A * \beta_i \quad 2.10$$

Onde:

- X_i^A : Valor da variável i para a empresa A ; e
- β_i : Valor do coeficiente de regressão estimado para a variável i .

Notadamente, um aspecto fundamental para a efetividade deste modelo reside na definição das variáveis socioeconômicas a serem utilizadas. Afinal, caso a escolha das variáveis não seja adequada, poderá haver erros de comparação e,

²¹ “A importância do R^2 nesse contexto é minimizada devido a diversas razões: (a) existência de variáveis não-observadas (como a ineficiência das empresas) faz com que este parâmetro seja naturalmente baixo; (b) uma possível correlação entre as variáveis explicativas e as não observadas poderia elevar os valores de R^2 sem necessariamente “melhorar” a especificação; e (c) problemas tradicionais desse parâmetro enquanto boa medida de ajuste, como o fato do mesmo variar positivamente quando da introdução de uma variável qualquer e não existir, estatisticamente, níveis críticos que possam ser avaliados como adequados.” (ANEEL, 2008).

consequentemente, a possibilidade de definição de metas não eficientes. Por esta razão, a próxima subseção traz um enfoque específico às variáveis do modelo.

2.2.1.1 Conjunto de Variáveis

A fim de analisar a evolução das variáveis utilizadas, os modelos foram comparados, cronologicamente, a partir do segundo período de revisão tarifária²². Inicialmente, o Quadro 2.2 apresenta a relação de variáveis que foram testadas no modelo de regressão, durante a sua concepção no segundo ciclo de revisão tarifária.

²² Não foi considerado o primeiro ciclo, pois a sua metodologia não apresenta um modelo de complexidade, ficando restrita apenas às referências baseadas no histórico de cada empresa.

Quadro 2.2: Resumo das variáveis testadas na concepção do modelo de complexidade da Segunda Revisão Tarifária

Dimensão	Variável	Fonte
Perdas de Energia	Perdas Não Técnicas	Ofício Circular - 157/2007 SRE/ANEEL e SRD/ANEEL
	Perdas Globais	
	Perdas Técnicas – (Cálculo feito pela ANEEL no âmbito das revisões tarifárias)	
Violência	Óbitos por Agressão	SIM/DATASUS
Escolaridade	Taxa de Analfabetismo	PNAD/IBGE e CENSO/IBGE
	Proporção da população acima de 15 anos de idade com até um ano de escolaridade (excluindo analfabetos)	
	1 a 3 anos de escolaridade	
	4 a 7 anos de escolaridade com mais que 7 anos de escolaridade	
Renda	PIB total per capita	IBGE
	PIB Industrial per capita	
	PIB Serviços per capita	
	PIB Comercial per capita PIB Rural per capita	
Desigualdade	Proporção da população que ganha até meio salário mínimo Desemprego	PNAD/IBGE e CENSO/IBGE
Infra-Estrutura	Percentual de Domicílios com Cobertura de Abastecimento de Água	PNAD/IBGE e CENSO/IBGE
	Percentual de Domicílios com Cobertura de Abastecimento de Esgoto Sanitário	
Demográfica	População total	IBGE e SAMPAMP/ ANEEL
	Número de consumidores	
	Densidade demográfica	
Judiciário	Relação entre processos distribuídos e Julgados nos TRF por estado	STF
	Percentual de processos acumulados nos TRF por estado	
	Percentual médio de processos acumulados nos TRF por estado no período 2001–2005	
Empresas	Relação entre mercado de baixa tensão e mercado total	ANEEL
	Relação entre mercado livre e Energia Injetada	
	Tarifa média na baixa tensão	
	Área de concessão	
Informalidade	Razão entre Empregados Formais e Empregados	PNAD/IBGE e CENSO/IBGE
	Razão entre Empregadores e Empregadores mais	
	Trabalhadores por conta própria	
	Percentual de Pessoas que Vivem em Domicílios Subnormais Percentual de Cheques Devolvidos	
Temperatura	Temperatura Média	Weather Underground
	Temperatura Máxima	
Outras	IASC	SNIS, PNAD/IBGE, CENSO/IBGE e ANEEL
	Perdas no setor de Água	
	Percentual de Domicílios que possuem Ar Condicionado	
	Percentual de Domicílios que possuem Ar Condicionado e possuem renda familiar até 1 Salário Mínimo.	

Fonte: ANEEL (2008)

A partir do teste deste primeiro conjunto, foram selecionadas as variáveis para compor o modelo de complexidade. A cada período de revisão tarifária, as variáveis eram reavaliadas, inclusive considerando a inclusão de novas variáveis a este conjunto. No Quadro 2.3, estão organizadas as variáveis que foram selecionadas em cada modelo de cada período de revisão. Além disso, as alterações ocorridas entre os processos de revisão estão destacadas em vermelho.

Quadro 2.3: Evolução da seleção de variáveis para o modelo de complexidade da ANEEL

Dimensão	Variáveis da 2ª RTP	Variáveis da 3ª RTP			Variáveis da 4ª RTP		
		C	G	K	C	G	K
Violência	Óbitos por agressão	Óbitos por agressão			x		Óbitos por agressão
Desigualdade e Renda	% pop. de renda baixa	% chefes de família ≤ 3 S.M.	Gini	% pop. ≤ ½ S.M.	% pop. ≤ ½ S.M.	Gini	% pop. ≤ ½ S.M.
Informalidade	% dom. subnormais	% dom. subnormais			% dom. subnormais		
Infraestrutura	Cob. abast. água	Cobertura de abastecimento água	Coleta de lixo		Coleta de lixo		
Comprometimento de Renda	x	Inadimplência no setor de crédito			Inadimplência no setor de crédito		x
Mercado da Empresa	x	x			Mercado de baixa renda B1	x	Mercado de baixa renda BT

Fonte: Elaboração própria.

A primeira alteração a ser observada é a adoção de três modelos a partir da terceira revisão periódica, conforme já abordado. Esta abertura do modelo trouxe novas variáveis nas dimensões “infraestrutura” e “desigualdade”, além de introduzir uma nova dimensão, “comprometimento de renda”, por meio da variável de “inadimplência no setor de crédito”.

Para a terceira revisão periódica, na dimensão “infraestrutura”, os modelos C e G mantiveram o uso da variável de “cobertura de abastecimento de água”,

enquanto o modelo K passou a adotar a variável “cobertura da coleta de lixo urbano”²³. Na dimensão “desigualdade”, a terceira revisão retirou a variável “percentual de pessoas de baixa renda” e passou a adotar as variáveis “percentual de chefes de família que recebem até três salários mínimos”, “coeficiente de Gini” e “percentual de pessoas com renda até meio salário mínimo”.

As justificativas para estas alterações são detalhadas a seguir, conforme apresentadas em ANEEL (2011b):

- i. Percentual de chefes de família que recebem até três salários mínimos: por conta da grande melhoria na significância estatística;
- ii. Coeficiente de Gini: devido à possibilidade de consumidores comprometerem um percentual maior da renda com energia elétrica ser superior em áreas com maior concentração de renda; e
- iii. Percentual de pessoas com renda até meio salário mínimo: por ser uma referência reajustada com frequência e comumente utilizada em estudos.

No tocante à quarta revisão periódica, apenas a dimensão “informalidade” não apresentou alterações em comparação com a terceira revisão. Na dimensão “violência”, a variável de “óbitos por agressão” foi retirada dos modelos C e G, mas se manteve no modelo K, aparentemente sem justificativa para esta alteração. Para a dimensão “desigualdade”, os modelos G e K se mantiveram inalterados, enquanto o modelo C também passou a utilizar a variável “percentual de pessoas com renda até meio salário mínimo”.

²³ Não foi encontrada justificativa para esta alteração na Nota Técnica correspondente.

Já a dimensão “infraestrutura” passou a selecionar, em todos os modelos, a variável de “cobertura da coleta de lixo urbano”, devido ao subdimensionamento da variável de “cobertura de abastecimento de água” em áreas de concessão predominantemente rural e pela nova variável mostrar significância estatística muito superior. Na dimensão “comprometimento de renda”, os modelos C e G mantiveram-se inalterados, enquanto o modelo K deixou de selecionar alguma variável nesta dimensão²⁴.

Por fim, a quarta revisão periódica incluiu uma nova dimensão para incorporar características específicas do mercado consumidor de cada empresa, o que demonstrou significativa correlação para a melhoria do modelo. Por meio desta nova dimensão, foram incorporadas as variáveis “percentual do mercado de baixa renda em relação ao mercado residencial - B1” e “percentual do mercado de baixa renda em relação ao mercado de baixa tensão - BT”. A descrição dos critérios de seleção destas variáveis será detalhada no Capítulo 5 do livro.

2.2.2 Definição da meta

Conforme mencionado, a definição da meta no primeiro ciclo regulatório se baseou na média histórica da própria empresa e, a partir do segundo ciclo, foi estabelecida uma metodologia de *benchmarking*. Neste sentido, o modelo de complexidade foi desenvolvido para permitir a ponderação dos aspectos socioeconômicos na comparação entre as empresas antes de definir qual o *benchmark* de cada companhia. Desta forma, a análise concederia maior destaque ao desempenho daquelas empresas que possuíssem baixas perdas, mesmo atuando em áreas de elevada complexidade.

²⁴ Além disso, vale mencionar que foi alterada a fonte de informação da dimensão “comprometimento de renda”. Antes, era utilizado o sistema SERASA e, depois, passou-se a utilizar as informações do Banco Central, em função da falta do envio da informação pela fonte anterior.

No intuito de minimizar os erros de medição da complexidade de se combater as PNT, o método de *benchmarking* adotado pela ANEEL considera a utilização da probabilidade de duas empresas serem comparáveis para definir a meta potencial. De fato, esta medida robustece a análise ao considerar a incerteza de o *benchmark* estar realmente em uma área de concessão mais complexa. Ou seja, considera-se a probabilidade de ocorrência de erro estatístico do tipo 1²⁵. Por fim, a meta das PNT é obtida por meio da equação 2.11, a seguir:

$$Meta_{(i,j)} = Prob_{(i,j)} * PNT_{bench} + [1 - Prob_{(i,j)}] * PNT_{(i)} \quad 2.11$$

Onde:

- $Meta_{(i,j)}$: Meta potencial de perdas da empresa i [%], no modelo j ;
- $Prob_{(i,j)}$: Probabilidade do *benchmark* da empresa i estar em uma área de concessão mais complexa, conforme o modelo j ;
- PNT_{bench} : Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *benchmark*;
- $PNT_{(i)}$: Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i ; e
- j : Modelo C, G ou K.

A equação acima demonstra que, quanto maior for a probabilidade ($Prob_{(i,j)}$) do *benchmark* da empresa ser um *benchmark* adequado (estar em uma área mais complexa e ter PNT menores), maior será a parcela de perdas do *benchmark* a compor o potencial da redução. Por outro lado, quanto menor for a probabilidade de comparação, maior será o peso ($1-Prob_{(i,j)}$) da PNT da empresa

²⁵ Este erro consiste em aceitar a hipótese nula do posicionamento do *benchmark* em uma área mais complexa, quando, de fato, o *benchmark* não está em uma área mais complexa e, portanto, não é um *benchmark* adequado.

analisada. Para o cálculo desta probabilidade, comparam-se duas empresas e executa-se o teste de hipótese com uma distribuição normal, para avaliar com que frequência a empresa analisada se posiciona acima e abaixo da empresa *benchmark*.

O resultado da equação ocorre mediante a comparação da empresa em análise com todas as outras pertencentes ao seu grupo e a combinação que apresentar o menor valor será definido como a sua meta. A empresa correspondente à combinação da qual resulta na menor meta é definida como a empresa *benchmark* do grupo. Conseqüentemente, cada modelo poderá chegar em uma empresa *benchmark* diferente e resultar em metas distintas.

Como na segunda revisão periódica havia apenas um modelo, não ocorria esta situação. Assim, a partir do estabelecimento dos modelos C, G e K, a terceira revisão adotou o valor médio entre eles, o que foi mantido para a quarta revisão.

Por fim, ressalta-se que as empresas mais complexas (percentil 90 do *ranking* de complexidade) têm uma probabilidade muito pequena de possuir um *benchmark* e, por isso, demandam análises complementares²⁶. Uma vez que não é possível identificar com segurança o *benchmark*, existem as seguintes possibilidades:

- i. Fazer um ajuste por proximidade geográfica com outras áreas; ou
- ii. Medir o “grau de esforço” para o combate às PNT.

2.2.3 Ponto de partida

Conforme já mencionado, desde o segundo período de revisão tarifária, o resultado final para a meta da empresa corresponde ao ponto final de uma trajetória

²⁶ No caso de uma empresa ser a primeira no *ranking*, ela não possuiria empresas comparáveis e qualquer valor de perda que possuísse seria justificável. Assim, haveria o risco de se justificar, de forma incorreta, que o nível de perdas das empresas situadas no topo do *ranking* é eficiente por falta de comparação.

de perdas regulatórias, que se inicia em um ponto de partida também definido pelo regulador. Com isso, o ponto de partida é um valor referencial, definido com base nas PNT do mercado medido, para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária (ANEEL, 2015).

Ao longo dos processos de revisão, também ocorreram alterações na metodologia de definição deste ponto de partida. A segunda revisão tarifária adotou uma regra inicial simplificada, na qual o ponto de partida era equivalente ao mínimo histórico da empresa, observado no ciclo anterior. Na terceira revisão, foi estabelecido que as empresas não poderiam ter um ponto de partida maior do que a meta estabelecida no ciclo tarifário anterior. Para a quarta revisão, porém, ocorreu uma evolução considerável para este quesito, quando foi instituída uma regra geral considerando o porte das empresas e a possibilidade da tratativa de algumas exceções.

Dito isso, na quarta revisão, foram estabelecidas regras gerais para cada grupo de empresa, conforme descritas pelas equações 2.12 e 2.13:

i. Grupo 1

Máximo [7,5%; Mínimo (Meta 3 Ciclo Medida, Média dos últimos 4 anos)] 2.12

ii. Grupo 2

Máximo [2,5%; Mínimo (Meta 3 Ciclo Medida, Média dos últimos 4 anos)] 2.13

As exceções serão aplicadas diante dos seguintes casos:

- i. Empresas que já vêm praticando níveis baixos de perdas não técnicas:
 - a) Grupo 1: média de perdas não técnicas praticadas sobre o mercado medido nos últimos quatro anos civis abaixo de 7,50%; e

- b) Grupo 2: média de perdas não técnicas praticadas sobre o mercado medido nos últimos quatro anos civis abaixo de 2,50%.
- ii. Empresas com probabilidade baixa de comparação, pertencentes ao percentil 90 de cada grupo: análise caso a caso, considerando a dificuldade de se combater às PNT.
- iii. Empresas com meta superior ao ponto de partida definido no terceiro ciclo e que não se enquadram no item (ii):
 - a) Caso a meta obtida de PNT da empresa no ciclo tarifário anterior seja maior do que a meta estabelecida com a perda mais recente, a meta obtida com a perda mais recente será utilizada como o ponto de partida, sem trajetória de redução;
 - b) Caso a meta obtida de PNT da empresa no ciclo tarifário anterior seja maior do que o ponto de partida, mas menor do que a meta estabelecida com a perda mais recente, a meta obtida com as perdas não técnicas do ciclo anterior será utilizada como o ponto de partida, sem trajetória de redução; e
 - c) Caso a meta obtida de PNT da empresa no ciclo tarifário anterior seja menor do que o ponto de partida, o ponto de partida será definido conforme as equações 2. e 2., mas sem trajetória de redução.

2.2.4 Velocidade de redução

A partir das definições do ponto de partida e da meta, outro conceito introduzido, desde o segundo ciclo de revisão tarifária, é a velocidade de redução. Com este conceito, pode-se concluir que existe uma diferenciação entre o tempo que cada empresa precisa para, do ponto de partida, atingir a meta. Dependendo da velocidade de redução, a trajetória de redução pode ser mais ou menos agressiva para a empresa.

Da mesma forma que os aspectos destacados anteriormente, o tratamento regulatório da velocidade de redução também sofreu alterações ao longo das revisões tarifárias. Na segunda revisão periódica, esta inovação foi apresentada como uma trajetória linear do ponto de partida até a meta, sem qualquer tipo de limitador de redução. Por sua vez, no terceiro ciclo, foi adotada uma metodologia mais complexa, que envolveu a criação de *clusters* que consideraram as características de cada área de concessão, em especial a complexidade socioeconômica, o nível de PNT sobre o mercado de baixa tensão e o porte da empresa.

Assim, foram criadas trajetórias distintas de acordo com tais variáveis, objetivando separar empresas em grau de dificuldade similar no combate às PNT. Estes critérios são apresentados na Tabela 2.1, na qual é possível notar que, em uma situação de complexidade acima de 0,16, as empresas com PNT de até 8,5% não possuiriam trajetória de queda, tendo o ponto de partida igual ao de chegada. Isso também foi válido para as empresas com índice de complexidade inferior a 0,16 e PNT menores de 5%.

Tabela 2.1: Critério para enquadramento nos *clusters* de redução

Nível de complexidade	Perdas não técnicas no mercado de baixa tensão	Porte pelo número de consumidores	Limite de redução (p.p)
Alta (>0,16)	PNT/BT > 20%	-	2,0%
	8,5% < PNT/BT < 20%	Nº Cons. < 1,6M	1,4%
	8,5% < PNT/BT < 20%	Nº Cons. > 1,6M	1,0%
	PNT/BT < 8,5%	-	0,0%
Baixa (<0,16)	PNT/BT > 20%	-	2,5%
	8,5% < PNT/BT < 20%	Nº Cons. < 1,6M	1,7%
	8,5% < PNT/BT < 20%	Nº Cons. > 1,6M	1,4%
	5% < PNT/BT < 8,5%	-	0,6%
	PNT/BT < 5%	-	0,0%

Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2011b)

Posteriormente, devido à demasiada complexidade do método de *clusters*, optou-se por estabelecer critérios mais simples. Com isso, na quarta revisão periódica, a formação dos *clusters* de empresas abandonou os critérios de complexidade socioeconômica e nível de PNT sobre o mercado de baixa tensão, passando a adotar só o critério referente ao porte da concessionária. Assim, as regras de velocidade de redução seguiram os critérios distintos para *cluster* de empresas com portes diferentes (grandes e pequenas), conforme descrito a seguir:

- i. As empresas do Grupo 1 com percentual regulatório (medido) acima de 7,5% e do Grupo 2 com percentual regulatório acima de 11,5% devem obedecer a equação 2,14.

$$\% \text{ Velocidade de redução} = \% \text{ PNT regulatório} / 8 - 15/16 \quad 2.14$$

- ii. As empresas do Grupo 2 com percentual regulatório (medido) de 2,5% até 11,5% devem obedecer a equação 2,15.

$$\% \text{ Velocidade de redução} = 0,5\% \text{ ao ano} \quad 2.15$$

- iii. As empresas dos Grupos 1 e 2 que tenham percentuais regulatórios calculados inferiores a 7,5% e 2,5%, respectivamente, não possuirão trajetória de redução.

Destaca-se que as equações definidas tinham como objetivo que todas as distribuidoras atingissem o limite eficiente previsto para o seu grupo, equivalente a 7,50%, para as concessionárias do Grupo 1, e 2,50%, para as concessionárias do Grupo 2.

3 O IMPACTO DA REGULAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO RESULTADO ECÔNOMICO-FINANCEIRO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

Após a revisão sobre o tratamento das PNT no Brasil, o tema é aprofundado neste terceiro capítulo por meio da análise histórica do impacto econômico-financeiro da política de combate às perdas no setor de distribuição de energia elétrica. Com este propósito, é apresentada uma avaliação do desempenho econômico das concessionárias de distribuição no período de 2009 a 2017, mensurando o impacto da política de perdas, bem como de outros determinantes do resultado das empresas. Em seguida, é apresentada uma avaliação da efetividade da política de fixação das perdas regulatórias desde 2009, no intuito de demonstrar em que medida a regulação efetivamente contribuiu para induzir a uma maior eficiência no combate às perdas.

A primeira avaliação desenvolvida mostra que o setor de distribuição experimentou, ao longo do período de 2009 a 2017, uma significativa deterioração na performance econômica média, passando de uma situação na qual as empresas conseguiam obter resultados, em média, superiores à remuneração regulatória implícita na tarifa, para, em período mais recente, uma situação na qual as empresas obtiveram resultados que estão, em média, muito aquém das metas regulatórias.

Este quadro é agudo nas concessionárias de distribuição estaduais, as quais, com frequência, têm apresentado prejuízo nos últimos anos. Quando as empresas privadas são analisadas isoladamente, o quadro é menos severo, embora a tendência

seja a mesma: uma redução na rentabilidade, que passou de muito boa, no início do período analisado, para fraca, a partir de 2015.

Na segunda avaliação, é possível constatar que a regulação por incentivo para perdas, a despeito de reconhecer, em média, perdas inferiores às realizadas, implicou em um impacto financeiro adverso para as distribuidoras, razoavelmente aderente à capacidade das empresas em reduzir o seu nível. Constata-se, também, um maior poder explicativo quando analisada a perda total ao invés de apenas a PNT, o que mostra ainda a incerteza quanto aos fatores desta redução.

Deste modo, ao longo do presente capítulo, serão abordados, detalhadamente, o desenvolvimento e os resultados destas avaliações.

3.1 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO DAS DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS

A avaliação do desempenho econômico do setor de distribuição, entre os anos de 2009 e 2017, busca verificar em que medida as concessionárias conseguem, ano a ano, atingir ou superar a remuneração regulatória implícita em suas tarifas²⁷. Para esta avaliação, foram construídos dois indicadores de rentabilidade: o Índice de Eficiência Operacional (IEO) e o Índice de Lucratividade (IL). A utilização destes indicadores de rentabilidade se justifica, pois, para a obtenção de lucros

²⁷ A avaliação empregou as metodologias e bases de dados utilizadas no projeto de P&D da ANEEL “Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica”, desenvolvido pelo GESEL em parceria com a CPFL Energia. Os objetivos principais do mencionado projeto foram o desenvolvimento de uma metodologia de classificação do desempenho econômico e financeiro de cada uma das distribuidoras de energia elétrica, ano a ano, e a seleção de indicadores capazes de antecipar o desempenho econômico ou financeiro de uma empresa alguns anos à frente. As fontes de informações utilizadas foram as bases de dados contábeis e não contábeis construídas para o projeto, em sua maioria originadas direta ou indiretamente de informações públicas da ANEEL. Estas bases de dados foram atualizadas e expandidas para o presente texto.

extraordinários²⁸, as distribuidoras precisam auferir uma receita superior ao que foi estimado (algo que pode ocorrer em anos de forte crescimento do mercado) ou serem mais eficientes do que as estimativas do regulador ao calcular a tarifa. Ambos os indicadores comparam os resultados econômicos obtidos pelas empresas com as estimativas projetadas pelo regulador, implícitas na tarifa de distribuição.

O primeiro deles, o IEO, mede a capacidade de uma distribuidora superar, ou não, a remuneração total (capital próprio e dívidas) contemplada na tarifa. De acordo com a equação 3.1, o IEO corresponde à razão entre o resultado operacional (EBIT) da empresa e a rentabilidade regulatória (EBIT Regulatório) implícita na tarifa, no período em questão:

$$IEO = \frac{EBIT \text{ realizado ajustado}}{EBIT \text{ regulatório}} \quad 3.1$$

O numerador da equação é o resultado operacional realizado pela empresa e disponível na Demonstração de Resultados do Exercício (DRE) Regulatória, ajustado para refletir a depreciação regulatória. O denominador refere-se à soma da remuneração do capital investido em ativos elétricos e à remuneração do capital investido em ativos não elétricos. Consequentemente, um resultado de IEO superior a 1 significa que a distribuidora está superando a rentabilidade regulatória.

Em termos simplificados, isto quer dizer que a concessionária possui maior eficiência em termos de custos do que o considerado como adequado pelo regulador ao definir a tarifa de distribuição, o que se traduz em um EBIT real maior do que o regulatório. Por sua vez, um resultado de IEO inferior a 1 significa que a distribuidora está desempenhando abaixo da meta regulatória, provavelmente

²⁸ A estrutura regulatória atual possibilita a obtenção de lucros extraordinários, ou seja, lucros superiores aos compatíveis com o custo de capital e com a base de ativos da concessionária.

devido a uma menor eficiência e, com isso, não consegue remunerar adequadamente o capital aplicado na empresa.

O segundo indicador, o IL, mede a capacidade da empresa gerar resultado para os acionistas, através da comparação entre o lucro antes de impostos sobre a renda (LAIR) realizado, obtido a partir da DRE regulatória, e o LAIR Regulatório. Na equação 3.2, o numerador é o LAIR da DRE Regulatória, ajustado à depreciação regulatória, ou seja, é o EBIT realizado ajustado, deduzido do resultado financeiro verificado. Já o denominador, o LAIR Regulatório, é o EBIT Regulatório subtraído do resultado financeiro regulatório.

$$IL = \frac{\text{LAIR realizado ajustado}}{\text{LAIR Regulatório}} \quad 3.2$$

Destaca-se que a diferença deste indicador (IL) em relação ao indicador anterior (IEO) é a dedução do resultado financeiro tanto do numerador (realizado), como do denominador (regulatório).

De acordo com estas equações, os indicadores IEO e IL foram calculados para o período entre os anos 2009 e 2017, para todas as distribuidoras com ativos regulatórios superiores a R\$ 200 milhões, sendo excluídas da análise as empresas que, até 2018 pertenciam à Eletrobrás Distribuição, atuantes nas Regiões Norte e Nordeste do país. Explica-se, a exclusão das empresas que, até 2017, pertenciam à Eletrobrás Distribuição e atuavam na Região Norte deve-se à importância das entradas de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) em suas DRE regulatórias. Destaca-se que eventuais diferenças no reconhecimento ou na expectativa de reconhecimento tarifário de despesas relativas à CCC frequentemente afetam, de forma substancial, o resultado destas empresas, sem que isto esteja relacionado à regulação tarifária da distribuição.

Assim, dado que o IEO e o IL estão baseados no desempenho econômico verificado nas DRE regulatórias com relação à tarifa de distribuição, os resultados destas empresas aparecem como resultados atípicos (*outliers*), tendo forte peso de despesas relativas à Parcela A, que, nas demais distribuidoras, costumam ser *pass-through*. Por outro lado, as empresas Eletrobrás Distribuição Alagoas e a Eletrobrás Distribuição Piauí apresentaram resultados atípicos em diversos anos, o que também ocasionou a sua retirada da análise²⁹.

A Tabela 3.1 mostra o desempenho anual médio das distribuidoras medido pelo IEO para três categorias:

- i. Empresas estaduais;
- ii. Empresas estaduais e privadas (isto é, todas as empresas analisadas);
- e
- iii. Empresas privadas.

O índice para cada ano é uma média do índice de cada uma das distribuidoras, ponderado pela Base de Remuneração Líquida (BRL) da concessionária naquele ano. Assim, as empresas de maior porte possuem maior peso do que as empresas pequenas.

Tabela 3.1: Índice de Eficiência Operacional, média anual por propriedade de capital, de 2009 a 2017

ANO	ESTADUAIS	PRIVADAS	TODAS
2009	1,79	1,46	1,54
2010	0,49	1,60	1,34
2011	0,80	1,31	1,20
2012	0,13	0,94	0,75
2013	0,04	1,03	0,80
2014	0,03	1,14	0,90
2015	-0,00	0,83	0,66

²⁹ As concessionárias que, até 2018, pertenciam à Eletrobrás Distribuição estiveram em todo o período analisado entre as empresas com pior desempenho econômico do setor. Por isso, sua exclusão tende a melhorar o quadro geral do setor de distribuição.

2016	-0,61	0,69	0,41
2017	0,22	0,81	0,68

Fonte: Elaboração própria

A partir deste resultado, é possível constatar que, de 2009 a 2017, houve uma clara piora do desempenho operacional das distribuidoras de energia elétrica em todos os agrupamentos apresentados. Em outras palavras, ao longo deste período, o resultado operacional auferido pelas distribuidoras tornou-se menor quando comparado com o resultado operacional implícito no cálculo da tarifa pelo regulador.

Embora a piora relativa dos resultados operacionais tenha abrangido todo o setor de distribuição, ela se mostra muito mais acentuada nas empresas estaduais. Em todo o período, à exceção de 2009, as empresas estaduais tiveram resultado operacional menor do que o regulatório, sendo que, a partir de 2012, o processo de degradação do desempenho se acentuou. O ápice desta degradação aconteceu no ano de 2016, quando o resultado operacional das empresas estaduais foi negativo (-0,61).

No caso das empresas privadas, entre 2009 e 2014, o resultado operacional auferido ultrapassou o resultado regulatório em todos os anos, exceto em 2012. A partir de 2015, as empresas privadas não conseguiram mais atingir, na média, o resultado regulatório. No pior ano (2016), o IEO alcançou o valor de 0,69.

A Tabela 3.2 exhibe o IL médio, por tipo de empresa.

Tabela 3.2: Índice de Lucratividade, média anual por propriedade de capital, de 2009 a 2016

ANO	ESTADUAIS	PRIVADAS	TODAS
2009	3,59	2,55	2,79
2010	0,77	2,34	1,98
2011	0,93	1,46	1,34
2012	0,22	0,92	0,75
2013	0,07	1,01	0,79
2014	-0,58	1,22	0,83
2015	-1,20	0,43	0,10
2016	-1,46	0,23	-0,13
2017	-0,23	0,18	0,09

Fonte: Elaboração própria

O IL teve uma evolução semelhante ao IEO, ou seja, uma piora generalizada entre o período de 2009 a 2017. No caso das empresas estaduais, o IL assume valores negativos em 2014, o que significa que, na média ponderada das cinco empresas estaduais, o LAIR passou a apresentar resultado negativo. Por outro lado, as distribuidoras privadas tiveram resultados favoráveis até 2014 ($IL > 1$), com exceção do ano de 2012, sendo que, a partir de 2015, estas empresas passaram a atingir índices de lucratividade médios bastante fracos.

3.1.1 Quantificação e análise dos determinantes do desempenho econômico

O estudo de Brandão *et al.* (2018) dispõe de uma metodologia para explicar o desempenho econômico de cada uma das distribuidoras, ano a ano, uma evolução em relação ao estudo anterior realizado pelos mesmos autores (CASTRO *et al.*, 2018). Assim, as bases de dados e as metodologias foram estendidas em Brandão *et al.* (2018) para explicar a rentabilidade verificada das distribuidoras. O princípio básico adotado foi que, em um dado ano, o desempenho econômico de uma distribuidora é explicado pela diferença entre os componentes de receita e custos

realizados (isto é, verificados na DRE Regulatória) e os valores para estes mesmos componentes usados pelo regulador, de forma explícita ou não, no cálculo das tarifas.

Para a avaliação do desempenho econômico das distribuidoras brasileiras, a metodologia desenvolvida em Brandão *et al.* (2018) foi aperfeiçoada, com a introdução de novos determinantes do resultado das concessionárias e com a revisão da construção das séries regulatórias. Os determinantes do resultado das empresas são:

- i. Mercado: efeito das variações do mercado no resultado da distribuidora no ano;
- ii. Perdas Técnicas: efeito de perdas técnicas realizadas acima ou abaixo das perdas técnicas regulatórias sobre o resultado da distribuidora no ano;
- iii. Perdas Não Técnicas: efeito de perdas não técnicas realizadas acima ou abaixo das perdas não técnicas regulatórias sobre o resultado da distribuidora no ano;
- iv. Outras Receitas: efeito de outras receitas não capturadas para a modicidade tarifária no resultado da distribuidora no ano;
- v. Qualidade (Q): efeito da bonificação ou penalização, por ocasião do reajuste anual ou revisão tarifária, pela melhora ou piora dos indicadores técnicos e comerciais do serviço no resultado da distribuidora no ano. O efeito Qualidade captura o valor em reais que o componente Q do Fator X representa;
- vi. PMSSA: efeito no resultado da distribuidora da variação dos valores contabilizados nas contas “Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Seguros e Aluguéis”, da Parcela B da DRE Regulatória, em relação à referência regulatória para estes custos;

- vii. Outros COR³⁰: efeito no resultado da distribuidora de variações nas contas de “Gastos Diversos, Tributos e Provisões”, subcontas do “Outros” da Parcela B da DRE Regulatória, em relação à referência regulatória definida para estes custos. Estas contas integram a base de cálculo dos custos operacionais regulatórios das concessionárias de distribuição;
- viii. Outros S/COR: corresponde às despesas contabilizadas em subcontas da conta Outros da DRE Regulatória que não têm correspondência na tarifa, a saber “Doações, Contribuições e Subvenções”, “Recuperação de Despesas”, “Outras Despesas Operacionais” e “Outras Receitas Operacionais” (esta líquida de subcontas capturadas no processo tarifário), em relação à referência regulatória definida para estes custos. Tais contas não integram a base de cálculo dos custos operacionais regulatórios das concessionárias de distribuição;
- ix. Depreciação: efeito no resultado da distribuidora, em um determinado ano, da diferença entre a depreciação contábil e a depreciação regulatória;
- x. Diferenças Contábeis: captura o efeito, sobre o resultado da empresa, de variações das receitas que são fruto de decisões contábeis relativas ao reconhecimento da receita, bem como o efeito de despesas contabilizadas como Parcela A, mas que não têm *pass-through* para as tarifas, como, por exemplo, o efeito da sub ou sobrecontratação de energia. Eventuais imprecisões na estimativa

³⁰ COR: Custo Operacional Regulatório.

do efeito mercado e do efeito perdas também são incorporadas no efeito diferenças contábeis; e

- xi. Resultado Financeiro: estima a influência da diferença entre o resultado financeiro contabilizado e o resultado financeiro regulatório sobre o resultado da empresa.

Cada um dos determinantes do desempenho econômico das distribuidoras é calculado a partir de dados da contabilidade regulatória das concessionárias e de dados obtidos a partir dos processos tarifários. Os determinantes do resultado são sempre expressos em percentagem do resultado regulatório, a exceção é o efeito do resultado financeiro, calculado em relação apenas ao LAIR Regulatório.

A título de exemplo, se o efeito mercado para uma distribuidora em certo ano é de 20%, significa dizer que, naquele ano, o crescimento do mercado, tomado isoladamente, teve como consequência um aumento de 20% no resultado da empresa em relação ao resultado regulatório. Se o efeito de mercado for o único diferente de zero, o IEO será de 1,2. O efeito das diversas séries é aditivo, conforme pode ser visto na decomposição demonstrada nas equações 3.3 e 3.4.

$$\text{IEO Ajustado} = \text{EBIT Regulatório (arbitrado em 1)} + \text{Efeito Mercado (\%)} + \text{Efeito Perdas técnicas (\%)} + \text{Efeito Perdas não técnicas (\%)} + \text{Efeito Outras receitas (\%)} + \text{Efeito Q (\%)} + \text{Efeito PMSSA (\%)} + \text{Efeito Outros COR (\%)} \quad 3.3$$

$$\text{IEO (EBIT/EBIT Regulatório)} = \text{IEO Ajustado} + \text{Efeito Outros S/COR (\%)} + \text{Efeito Depreciação (\%)} + \text{Efeito Diferenças Contábeis (\%)} \quad 3.4$$

Logo, a decomposição dos determinantes parte do EBIT Regulatório, arbitrado em 1, e são adicionados sucessivamente os determinantes do resultado, onde, somando todos os determinantes, se tem o próprio IEO. Nota-se que foi realizada uma separação entre os fatores que são de responsabilidade da empresa, por estarem sob sua gestão (efeito Perdas e efeito PMSSA) ou por corresponderem a um risco que, na regulação atual, é claramente atribuído à distribuidora (efeito

Mercado), e, por outro lado, os fatores que possuem um perfil fortemente volátil (efeito Outros S/COR)³¹, puramente contábil (efeito Depreciação) ou que reúnem elementos diversos não mapeados (efeito Diferenças Contábeis). Com isso, somando-se apenas os fatores que estão sob gestão ou que são risco da atividade de distribuição, chega-se ao IEO Ajustado, que é bem menos volátil do que o IEO e tende a capturar melhor a rentabilidade recorrente da empresa.

As equações 3.5 e 3.6 mostram os determinantes do IL, de forma análoga à decomposição feita para o IEO, salvo pela inclusão do efeito resultado financeiro entre os determinantes e o uso do LAIR Regulatório como denominador no cálculo de todos os determinantes.

$$\begin{aligned} \mathbf{IL\ Ajustado} = & \text{LAIR Regulatório (arbitrado em 1) + Efeito Mercado (\%)} + \text{Efeito} \\ & \text{Perdas Técnicas (\%)} + \text{Efeito Perdas Não Técnicas (\%)} + \text{Efeito Outras Receitas} \\ & (\%) + \text{Efeito Q (\%)} + \text{Efeito PMSSA (\%)} + \text{Efeito Outros COR (\%)} + \text{Efeito} \\ & \text{Resultado Financeiro (\%)} \end{aligned} \quad 3.5$$

$$\begin{aligned} \mathbf{IL\ (LAIR/LAIR\ Regulatório)} = & \text{IL Ajustado + Efeito Outros S/COR (\%)} + \\ & \text{Efeito Depreciação (\%)} + \text{Efeito Diferenças Contábeis (\%)} \end{aligned} \quad 3.6$$

Uma vez apresentadas as definições e formulações dos determinantes, destaca-se que esta metodologia explica integralmente os resultados obtidos pelas distribuidoras. Dito isso, na sequência, são expostos e analisados os resultados dos determinantes do IL para as distribuidoras, agrupadas por propriedade do capital: estaduais, privadas e estaduais e privadas. Os valores foram calculados para todas

³¹ A alta volatilidade deste determinante ocorre em função da categoria das despesas incorporadas, a saber Doações, Contribuições e Subvenções, Recuperação de Despesas, Outras Despesas Operacionais e Outras Receitas Operacionais (líquida de subcontas capturadas no processo tarifário). Estas despesas tendem a não apresentar um comportamento padronizado ao longo do tempo, estando sujeitas, por isso, a altas variações.

as distribuidoras de porte médio ou grande, em todos os anos. A Tabela 3.3 mostra os determinantes do IL para as empresas estaduais³².

Tabela 3.3: Determinantes do Índice de Lucratividade para empresas estaduais, em % do LAIR Regulatório

Ano	Mercado	Perdas Técnicas	Perdas Não Técnicas	Outras Receitas	Q	PMSSA	Outros COR	Result. Fin	IL Ajust.	Outros S/ COR	Depr.	Dif Contab	IL
2009	2%	-2%	-3%	13%	0%	-124%	-50%	92%	0,26	276%	72%	-15%	3,59
2010	29%	-1%	-5%	9%	0%	-130%	-35%	70%	0,36	6%	68%	-34%	0,77
2011	20%	3%	-2%	8%	0%	-96%	-35%	27%	0,25	14%	60%	-6%	0,93
2012	11%	-1%	-5%	10%	0%	-171%	-26%	73%	-0,09	-6%	49%	-11%	0,22
2013	40%	-8%	-12%	19%	-0%	-222%	-64%	99%	-0,49	98%	15%	-58%	0,07
2014	-6%	-22%	-11%	15%	1%	-170%	-35%	25%	-1,02	22%	15%	8%	-0,58
2015	-27%	-21%	-23%	19%	1%	-107%	-23%	-50%	-1,30	-11%	30%	-10%	-1,20
2016	-14%	-12%	-29%	16%	0%	-116%	-55%	18%	-0,92	-2%	20%	-71%	-1,46
2017	1%	-17%	-27%	16%	1%	-59%	-49%	2%	-0,33	17%	22%	-28%	-0,23
Média	6%	-9%	-13%	14%	0%	-133%	-41%	40%	-0,36	46%	39%	-25%	0,24

Obs: Valores expressam as médias dos índices e dos determinantes ponderadas pela BRL de cada distribuidora em cada ano.

Fonte: Elaboração própria

Com base nestes resultados, é possível perceber que o IL Ajustado é menos volátil do que o IL, em decorrência da exclusão dos determinantes mais voláteis do resultado, que são as contas incluídas nos efeitos Outros S/COR e Diferenças Contábeis. Além disso, vale comentar que os resultados sugerem que as distribuidoras estaduais apresentam desempenho (ajustado) fraco desde o início da série, piorando a partir de 2012, quando o IL Ajustado cai abaixo de zero.

De fato, observa-se que as empresas estaduais sempre apresentaram um resultado diminuído em função de perdas acima das reconhecidas na tarifa, e que

³² Para auxiliar na leitura e interpretação da tabela, utiliza-se o seguinte exemplo: na primeira linha, nota-se que, em 2009, a variação do mercado, isoladamente, aumentou o resultado real das empresas em 2% do LAIR Regulatório. Isso quer dizer que, se o efeito mercado fosse o único diferente de zero, o IL teria sido de 1,02 (LAIR real igual a 102% do LAIR Regulatório). Consequentemente, somando os Efeitos Mercado, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Outras Receitas, Qualidade, PMSSA, Outros COR e Resultado Financeiro, obtém-se um IL Ajustado de 0,26, em 2009. Isso significa que as distribuidoras estaduais teriam, considerando apenas os fatores que estão sob gestão direta das empresas ou que correspondem a riscos que estão claramente atribuídos a elas, um lucro antes de impostos sobre a renda de 26% do LAIR Regulatório. Acrescentando os efeitos Outros S/COR, Depreciação e Diferenças Contábeis, chegamos a um IL de 3,59, ou seja, as distribuidoras, em 2009, tiveram um LAIR em suas DRE que foi mais do que três vezes e meia o LAIR Regulatório.

seus custos operacionais (PMSSA) ultrapassaram, em muito, as referências regulatórias. Na verdade, computando apenas os fatores que estão sob gestão mais próxima das distribuidoras (perdas e PMSSA), as concessionárias estaduais teriam, em média, prejuízo em todos os anos da série, o que caracteriza uma situação problemática.

Por sua vez, o efeito Mercado contribuiu negativamente para o resultado nos anos de crise econômica (2014 a 2016) e positivamente nos demais anos. Do lado positivo, o efeito Resultado Financeiro frequentemente contribuiu para aumentar o resultado³³ e o efeito Outras Receitas contribuiu positivamente com 14% do resultado, em média. O impacto das perdas no resultado das distribuidoras estaduais, por sua vez, foi menos pronunciado nos primeiros anos do período analisado.

Adicionalmente, destaca-se o ano de 2009, quando ocorreu grande discrepância entre o IL Ajustado e o IL. Os principais determinantes da diferença são o efeito Outros S/COR de 276%, fruto principalmente da contabilização do ganho de uma ação judicial de grande valor da distribuidora CEEE contra a União, e o efeito Depreciação (72%), pois, à época, os laudos de avaliação não eram considerados nos demonstrativos financeiros. Estes refletiam a depreciação de ativos em valores históricos, inflando o resultado com relação à referência regulatória, que sempre considera uma despesa de depreciação calculada com base no valor dos ativos corrigido monetariamente.

A Tabela 3.4 traz os determinantes do IL para as empresas privadas. Percebe-se que as perdas (somando perdas técnicas e não técnicas) quase sempre contribuem para que o resultado efetivo fique abaixo do considerado pela regulação

³³ Em uma análise mais aprofundada das DRE regulatórias, observa-se que, nos primeiros anos, as distribuidoras estaduais tinham dívida líquida muito baixa (em alguns casos o caixa era maior do que a dívida) e, nos últimos anos, elas pareciam encontrar dificuldade para captar novas dívidas no mercado, o que explica um resultado financeiro contribuindo positivamente para o IL.

no cálculo da tarifa, embora com intensidade menor do que nas empresas estaduais. Nota-se que as perdas impactaram negativamente o resultado nos anos recentes, de forma mais intensa do que no início do período analisado. Assim, o impacto médio sobre o resultado foi de -7% do LAIR Regulatório entre 2009 e 2013, passando a -18% do LAIR Regulatório entre 2014 e 2017.

Por outro lado, as empresas privadas frequentemente batem os custos operacionais e de aluguel estabelecidos pelo regulador, destacando que o efeito PMSSA contribuiu positivamente para o resultado em 1% do resultado regulatório, em média. Finalmente, o efeito resultado financeiro jogou, fortemente, a favor nos primeiros anos (o setor estava pouco alavancado) e negativamente nos últimos anos, sobretudo a partir de 2015 (maior alavancagem e juros nominais maiores).

Tabela 3.4: Determinantes do Índice de Lucratividade empresas privadas, em % do LAIR Regulatório

Ano	Mercado	Perdas Técnicas	Perdas Não Técnicas	Outras Receitas	Q	PMSSA	Outros COR	Result. Fin	IL Ajust.	Outros S/ COR	Depr.	Dif Contab	IL
2009	12%	-6%	3%	11%	0%	13%	-3%	68%	1,98	8%	33%	14%	2,55
2010	24%	-6%	2%	10%	0%	6%	0%	32%	1,68	12%	31%	22%	2,33
2011	15%	-5%	2%	8%	0%	6%	-3%	-3%	1,20	16%	11%	-5%	1,42
2012	18%	-6%	-5%	9%	0%	-3%	-31%	3%	0,84	-5%	17%	-9%	0,87
2013	26%	-9%	-4%	10%	1%	-7%	-14%	-1%	1,01	5%	8%	-14%	0,99
2014	13%	-11%	-6%	10%	1%	1%	5%	-3%	1,10	-1%	8%	2%	1,19
2015	-9%	-16%	-5%	10%	0%	2%	-26%	-26%	0,30	-6%	16%	4%	0,45
2016	-11%	-10%	-9%	12%	0%	-9%	-22%	-24%	0,28	-4%	11%	-13%	0,22
2017	-4%	-5%	-10%	12%	0%	-2%	-21%	-51%	0,20	2%	7%	-10%	0,18
Média	9%	-8%	-4%	10%	0%	1%	-13%	-0%	0,95	3%	16%	-1%	1,13

Obs: Valores expressam as médias dos índices e dos determinantes ponderadas pela BRL de cada distribuidora em cada ano.

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 3.5 exhibe os determinantes do IL para todas as distribuidoras analisadas, isto é, para as empresas estaduais e privadas, conjuntamente. Observa-se que, na média ponderada pelos ativos de cada empresa, os resultados do setor são prejudicados, tanto com perdas acima das reconhecidas, como com custos operacionais maiores do que a referência estabelecida pelo regulador (PMSSA e Outros COR). Por outro lado, a depreciação sempre infla os resultados, haja vista

que, como mencionado, a depreciação contábil tende a ser sistematicamente menor do que a regulatória. O resultado é uma lucratividade cadente, que se tornou muito baixa a partir de 2015.

Tabela 3.5: Determinantes do Índice de Lucratividade empresas estaduais e privadas, em % do LAIR Regulatório

Ano	Mercado	Perdas Técnicas	Perdas Não Técnicas	Outras Receitas	Q	PMSSA	Outros COR	Result. Fin	IL Ajust.	Outros S/ COR	Depr.	Dif Contab	IL
2009	9%	-5%	2%	11%	0%	-19%	-13%	74%	1,59	69%	42%	8%	2,79
2010	25%	-5%	0%	10%	0%	-25%	-8%	41%	1,38	10%	39%	9%	1,97
2011	16%	-3%	1%	8%	0%	-17%	-10%	4%	0,99	15%	22%	-5%	1,31
2012	16%	-5%	-5%	9%	0%	-43%	-30%	19%	0,62	-5%	25%	-10%	0,72
2013	29%	-9%	-6%	12%	0%	-57%	-26%	22%	0,66	27%	9%	-25%	0,78
2014	9%	-13%	-8%	11%	1%	-36%	-4%	3%	0,64	4%	9%	4%	0,81
2015	-13%	-17%	-8%	12%	0%	-20%	-26%	-31%	-0,03	-7%	19%	2%	0,11
2016	-11%	-10%	-13%	13%	0%	-32%	-29%	-15%	0,03	-4%	13%	-26%	-0,14
2017	-3%	-8%	-14%	13%	0%	-14%	-27%	-39%	0,08	5%	11%	-14%	0,09
Média	9%	-8%	-6%	11%	0%	-29%	-19%	9%	0,66	13%	21%	-6%	0,94

Obs: Valores expressam as médias dos índices e dos determinantes ponderadas pela BRL de cada distribuidora em cada ano.

Fonte: Elaboração própria

3.1.2 Risco associado ao desempenho econômico

Os valores médios dos indicadores de desempenho econômico das distribuidoras de energia elétrica e de seus determinantes permitem desenhar uma parte importante do quadro econômico do setor de distribuição. Outro aspecto relevante para completar o quadro é a captura do grau de risco ao qual o desempenho econômico das empresas está sujeito. Um modo simples e intuitivo para medir este risco é verificar a frequência com a qual as empresas estudadas operaram com prejuízo.

A Tabela 3.6 mostra a proporção das empresas que operaram com prejuízo, em cada ano, entre 2010 e 2017. Isto é observado por meio da percentagem das concessionárias que apresentaram IL negativo, em cada ano, em relação ao total de empresas do grupo. Destaca-se que, em qualquer agrupamento, a análise dos dados mostra que sempre há empresas apresentando resultado, antes de impostos, negativo. Por exemplo, nos últimos três anos, mais de 20% das empresas privadas apresentaram prejuízo (cinco a oito empresas, em um universo de 22 ou 23

empresas, de acordo com o ano)³⁴. No mesmo período, pelo menos 60% das empresas estaduais apresentaram prejuízos (três a cinco, em um universo de cinco empresas).

Tabela 3.6: Distribuidoras com Índice de Lucratividade negativo (em % do total), de 2010 a 2017

Ano	Estaduais*	Estaduais e Privadas**	Privadas***
2010	40%	11%	5%
2011	40%	11%	5%
2012	60%	26%	18%
2013	20%	19%	18%
2014	60%	26%	18%
2015	80%	33%	23%
2016	100%	41%	27%
2017	60%	39%	35%
Média	58%	26%	19%

* 5 empresas

** 27 ou 28 empresas

*** 22 ou 23 empresas

Fonte: Elaboração própria.

3.2 ANÁLISE DA POLÍTICA DE PERDAS FRENTE AO RESULTADO ECÔNOMICO-FINANCEIRO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

O estabelecimento de um nível de perdas reconhecidas nas tarifas é realizado em um contexto de regulação por incentivo. Neste sentido, esta seção apresenta uma avaliação realizada por meio de métodos quantitativos, com a finalidade de mostrar em que medida a regulação por incentivo relativa a perdas

³⁴ A diferença no número de empresas é fruto da mudança na classificação da CELG, que até 2016, foi classificada como empresa federal e, por isso, foi excluída do grupo de empresas analisadas. Porém, devido a sua privatização, em 2017, a concessionária passou a ser incluída na análise como empresa privada.

tem sido efetiva em estimular as empresas a atingirem o objetivo do regulador, isto é, a obtenção de um nível de perdas adequado. O estudo abrange os anos entre 2009 e 2017 e envolve o levantamento de dados de 27 distribuidoras de maior porte.

No decorrer do período analisado, verificou-se uma evolução nas metodologias utilizadas pela ANEEL para estabelecer as perdas regulatórias, o que será considerado na análise. Vale notar que uma restrição para o estudo foi a necessidade de avaliar uma política sem que exista qualquer grupo de controle. Ou seja, não existe um grupo de empresas que não foi sujeito a metas de perdas para que se possa comparar o seu desempenho com outro grupo de concessionárias sujeito às metas.

Outro ponto de atenção para a realização da avaliação está relacionado à estruturação da série de dados disponíveis sobre perdas. Primeiro, é fundamental realizar a distinção entre os conceitos de ano calendário (janeiro a dezembro) e ano tarifário (contado a cada doze meses seguintes a uma revisão/reajuste). A partir desta distinção, os dados precisaram ser ajustados para contornar esta diferença. Com isso, o primeiro ajuste efetuado foi analisar os dados em anos tarifários, ou seja, quando o estudo trata de perda regulatória para o ano “T”, refere-se à perda regulatória estabelecida no processo tarifário da empresa, no ano “T”.

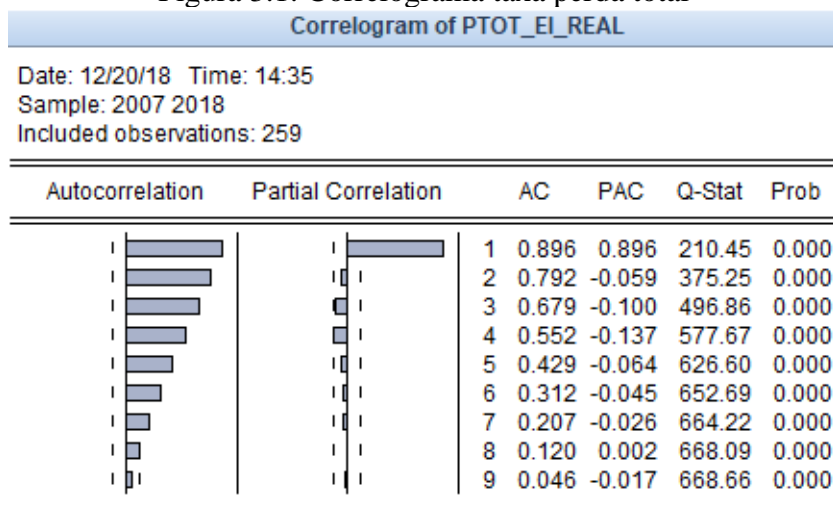
Por outro lado, as perdas realizadas no ano “T” dizem respeito ao desempenho entre a data do processo tarifário do ano “T” e a data do processo tarifário do ano “T+1”. Por isso, se fez necessário trabalhar com ano tarifário e não com ano calendário, de modo a evitar o efeito contemporâneo. Ou seja, como o ano calendário nunca coincide com o ano tarifário, as perdas realizadas em ano calendário explicariam, ao menos em parte, as perdas regulatórias do mesmo ano, introduzindo a uma confusão indesejável.

Um segundo ajuste necessário na série de dados deriva do fato de as informações disponíveis para perdas regulatórias e realizadas estarem em taxas, seja

em relação ao mercado de baixa tensão, seja em relação à energia injetada. Por isso, a avaliação dos dados precisou considerar o comportamento autorregressivo das perdas em taxa. Logo, a perda realizada em “T” está correlacionada àquela realizada em “T-1”, pois o conhecimento da perda realizada em “T-1” afeta a expectativa para as perdas em “T”.

Este efeito autorregressivo pode ser observado na Figura 3.1, na qual consta um correlograma da série de perdas realizadas, em taxa, frente a ela mesma e com defasagem de um a nove anos. Nota-se uma expressiva correlação entre os dados de perdas de um ano com os dados dos anos anteriores.

Figura 3.1: Correlograma taxa perda total



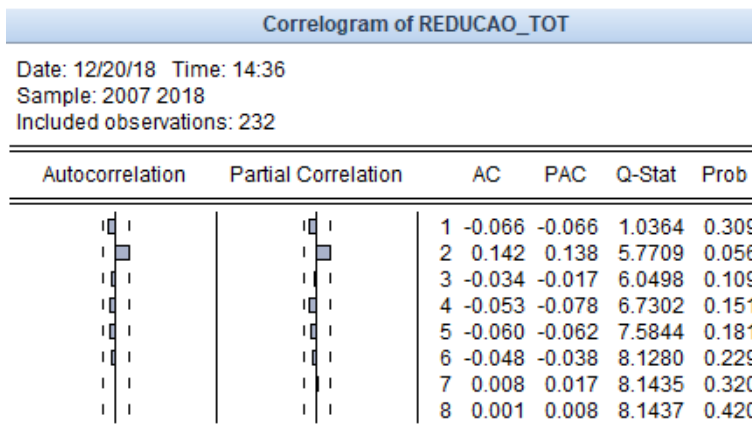
Fonte: Elaboração própria.

Como não há razão aparente para acreditar que a redução de perdas em “T” é explicada pela redução de perdas em “T-1”, foi necessário depurar o efeito autorregressivo. Para isso, ao invés de trabalhar diretamente com as séries de perda realizada e regulatória, optou-se por expressar os dados em termos de sua redução. Assim, criou-se uma série que expressa o quanto a perda regulatória estabelecida

para um ano implica em termos de esforço de redução de perdas por parte da empresa com relação àquelas observadas nos doze meses anteriores.

Matematicamente, esta série é obtida pela diferença entre a perda realizada em “T-1” e a perda regulatória estabelecida na revisão ou reajuste para o ano “T”, ambas em taxa. Em segundo lugar, ao invés de empregar na regressão a série de perdas realizadas, utilizou-se uma série de redução efetiva de perdas, correspondente à diferença entre as perdas realizadas em “T-1” e “T”). Ao adotar esta abordagem, não se verifica o efeito autorregressivo para a variável dependente, como pode ser visto na Figura 3.2, evidenciando a sua eliminação.

Figura 3.2: Correlograma redução de perda total



Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, um possível fator que explica a redução ou o aumento de perdas está relacionado ao desempenho econômico de cada área de concessão. Deste modo, para ajustar os dados, também foi necessário considerar o efeito do desempenho da economia sobre o desempenho da empresa, mediante a utilização do crescimento percentual do mercado de baixa tensão ou da energia injetada (mercado verificado em MWh).

A Figura 3.3 mostra o resultado da regressão utilizando os dados para a redução de perdas totais, isto é, sem separar perdas técnicas e não técnicas. É possível observar que, para cada ponto percentual a mais em termos de expectativa de redução de perdas, calculada a partir da comparação das perdas regulatórias com as realizadas nos doze meses anteriores à última revisão ou reajuste tarifário, há uma redução de 0,25 p.p. na redução de perdas realizadas em relação às perdas dos doze meses anteriores. A baixa elasticidade de 0,25 p.p. da redução efetiva de perdas para uma expectativa de redução de 1 p.p. indica que, embora as perdas realizadas se movam na direção da expectativa do regulador, a magnitude do movimento é muito menor do que o esperado. Destaca-se que, tanto o coeficiente da meta, quanto do crescimento do mercado são significativos estatisticamente e, na figura abaixo, as perdas totais estão demonstradas como porcentagem da energia injetada.

Figura 3.3: Painel EF perda total – meta de redução e mercado³⁵

Dependent Variable: REDUCAO_TOT
Method: Panel Least Squares
Date: 12/20/18 Time: 15:32
Sample (adjusted): 2009 2017
Periods included: 9
Cross-sections included: 27
Total panel (unbalanced) observations: 232

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
META_DE_REDUCAO_TOT	0.245369	0.048770	5.031129	0.0000
CRESCI_EI	0.093901	0.020013	4.691950	0.0000
C	-0.004374	0.001043	-4.192033	0.0000

Effects Specification

Cross-section fixed (dummy variables)			
R-squared	0.278750	Mean dependent var	0.001006
Adjusted R-squared	0.179267	S.D. dependent var	0.012426
S.E. of regression	0.011257	Akaike info criterion	-6.019147
Sum squared resid	0.025725	Schwarz criterion	-5.588305
Log likelihood	727.2211	Hannan-Quinn criter.	-5.845393
F-statistic	2.801990	Durbin-Watson stat	2.020884
Prob(F-statistic)	0.000016		

Fonte: Elaboração própria.

³⁵ Onde:

- Redução_Tot é a redução efetiva de perdas totais;
- Meta_de_Redução_Tot é a redução esperada para as perdas totais em relação aos valores observados nos doze meses anteriores à revisão tarifária ou reajuste; e
- Cresci_EI é o crescimento percentual da energia injetada.

Como a metodologia para o estabelecimento das perdas regulatórias vem sendo atualizada ao longo dos sucessivos processos tarifários, um teste possível é avaliar a sensibilidade do coeficiente de metas em cada um dos ciclos de revisões tarifárias. Neste sentido, a Figura 3.4 mostra o resultado da regressão, incluindo a sensibilidade ao último período tarifário da análise. Nota-se que, com 5% de confiança, o efeito para o segundo ciclo de revisões tarifárias foi zero, já que o seu valor de 0,0591. Já para o terceiro e quarto ciclo de revisões tarifárias, o efeito do aumento em 1 p.p., respectivamente, corresponde a 0,24 p.p. e 0,44 p.p., considerando zero no segundo ciclo. Com 10% de confiança, os efeitos para o segundo, terceiro e quarto ciclos seriam 0,09 p.p., 0,34 p.p. e 0,54 p.p.

Figura 3.4: Painel EF perda total – meta de redução, mercado e ciclo

Dependent Variable: REDUCAO_TOT
Method: Panel Least Squares
Date: 12/20/18 Time: 15:55
Sample (adjusted): 2009 2017
Periods included: 9
Cross-sections included: 27
Total panel (unbalanced) observations: 232

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
META_DE_REDUCAO_TOT	0.098482	0.051878	1.898351	0.0591
META_DE_REDUCAO_TOT*C3	0.245435	0.061252	4.006961	0.0001
META_DE_REDUCAO_TOT*C4	0.442835	0.086538	5.117258	0.0000
C3	-0.001212	0.001772	-0.683904	0.4948
C4	0.002466	0.002835	0.869888	0.3854
CRESCI_EI	0.110193	0.020213	5.451498	0.0000
C	-0.005390	0.001393	-3.869469	0.0001

Effects Specification

Cross-section fixed (dummy variables)			
R-squared	0.412845	Mean dependent var	0.001006
Adjusted R-squared	0.318428	S.D. dependent var	0.012426
S.E. of regression	0.010259	Akaike info criterion	-6.190362
Sum squared resid	0.020942	Schwarz criterion	-5.700094
Log likelihood	751.0820	Hannan-Quinn criter.	-5.992642
F-statistic	4.372582	Durbin-Watson stat	2.162762
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 3.4, as variáveis “C3” e “C4” são variáveis *dummies*, que identificam o terceiro e o quarto ciclos de revisões tarifárias, respectivamente. Por

sua vez, as variáveis de iteração “Meta_de_Redução_Tot*C3” e “Meta_de_Redução_Tot*C4” alteram o efeito da meta quando as *dummies* valem 1.

Desta forma, conclui-se que é significativa a sensibilidade do efeito da meta de redução de perdas ao ciclo tarifário. No entanto, a avaliação realizada não permite demonstrar, a partir do modelo apresentado, qual a causa desta sensibilidade. Não se pode afirmar, por exemplo, que a maior sensibilidade das empresas ao responder a metas de redução de perdas é resultado das diferentes metodologias aplicadas na definição das perdas regulatórias. Apenas é possível constatar que, de acordo com a regressão, as empresas se comportaram de forma mais coerente com as metas definidas no terceiro e no quarto ciclos do que no segundo, vale lembrar que isso não quer dizer que as distribuidoras estão reduzindo ou aumentando das perdas, mas sim que o nível de perda real das distribuidoras está apresentando um comportamento semelhante ao adotado pelo regulador na definição da meta. Pode-se perceber que ainda existe um distanciamento para o atingimento total das metas impostas pelo regulador da ordem de 50% do resultado esperado.

A mesma metodologia foi aplicada apenas às perdas não técnicas (e não mais às perdas totais), definidas como a redução esperada das PNT regulatórias, como percentagem do mercado de baixa tensão, em comparação às PNT calculadas na mesma base, para os doze meses anteriores ao último reajuste ou revisão tarifária. As conclusões encontradas são similares, porém o poder explicativo da regressão é menor. O R^2 da regressão de redução das perdas totais considerando os ciclos tarifários é, como já visto, de 0,41, enquanto o R^2 da regressão análoga para a redução de PNT é de apenas 0,29.

Também se verificou que o resultado obtido pelas empresas apresentou um mesmo comportamento da meta definida. A Figura 3.5 apresenta o resultado da

regressão, utilizando os dados de redução de PNT, em taxa, sobre o mercado de baixa tensão. O efeito para a meta do segundo ciclo de revisões tarifárias agora passou a ser significativo em 5%, quando antes era apenas a 10%. O resultado mostra que, com 5% de confiança, para cada 1 p.p. na meta de redução de PNT, a diminuição será de 0,14 p.p., 0,25 p.p. e 0,53 p.p., respectivamente, para o segundo, terceiro e quarto ciclos de revisões tarifárias. Isso significa que para as perdas não técnicas, os valores reais atingidos pelas distribuidoras seguiram a mesma tendência da meta estabelecida pelo regulador, embora as perdas reais tenham atingido sempre variações inferiores às da meta (sempre bem menor do que 1 p.p.).

Figura 3.5: Painel EF perda não técnica – meta, mercado e ciclo³⁶

Dependent Variable: REDUCAO_NT_BT
Method: Panel Least Squares
Date: 12/20/18 Time: 16:43
Sample (adjusted): 2009 2017
Periods included: 9
Cross-sections included: 27
Total panel (unbalanced) observations: 233

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
META_DE_REDUCAO_NT_BT	0.144528	0.061800	2.338652	0.0203
META_DE_REDUCAO_NT_BT*C3	0.211640	0.063331	3.341805	0.0010
META_DE_REDUCAO_NT_BT*C4	0.391447	0.106743	3.667186	0.0003
CRESCI_BT	0.174300	0.048074	3.625664	0.0004
C3	-0.002704	0.003791	-0.713459	0.4764
C4	0.005210	0.006289	0.828431	0.4084
C	-0.009165	0.003725	-2.460454	0.0147

Effects Specification

Cross-section fixed (dummy variables)			
R-squared	0.294329	Mean dependent var	0.002417
Adjusted R-squared	0.181422	S.D. dependent var	0.025997
S.E. of regression	0.023521	Akaike info criterion	-4.531287
Sum squared resid	0.110650	Schwarz criterion	-4.042513
Log likelihood	560.8949	Hannan-Quinn criter.	-4.334191
F-statistic	2.606817	Durbin-Watson stat	2.129943
Prob(F-statistic)	0.000028		

Fonte: Elaboração própria.

³⁶ Onde:

- Redução_NT_BT é a redução efetiva de perdas não técnicas, em % do mercado de baixa tensão ;
- Meta_de_Redução_NT_BT é a meta de redução de perdas não técnicas, em % do mercado de baixa tensão; e
- Cresci_BT é o crescimento % do mercado de baixa tensão.

Portanto, a avaliação apresentada nesta seção demonstra que a regulação por incentivo para perdas tem estabelecido metas regulatórias, estatisticamente significantes associadas às reduções das perdas das distribuidoras, em relação ao observado no período imediatamente anterior.

Contudo, em primeiro lugar, é preciso destacar que o modelo não está previsto em nível de perdas e sim em reduções esperadas ou verificadas de perdas. Portanto, a avaliação verifica se o comportamento das perdas foi na direção e no ritmo esperado pelo regulador para a metodologia e não se a empresa atingiu ou não as perdas regulatórias. Deste modo, uma empresa pode ter reduzido as perdas e, ainda assim, suas perdas podem ter permanecido acima (ou abaixo) da meta regulatória. O modelo mede se as empresas estão reagindo à sinalização do regulador para redução de perdas e não se as distribuidoras são, de fato, capazes de atingir as metas que lhes são impostas. Aliás, como pode ser visto na Tabela 3.5, acima, foi verificado que o nível de perdas realizadas nos últimos anos do período analisado tem sido consistentemente maior do que as metas, o que implicou em prejuízo para as distribuidoras.

Assim, mesmo existindo um comportamento de redução dos índices de perdas, como ele ocorre a um ritmo inferior à expectativa do regulador, o objetivo da metodologia não está sendo atingido, o que tende a causar um impacto financeiro significativo para as empresas. A distância entre a expectativa do regulador e a realidade pode ser explicada em virtude da grande influência do resultado das perdas observadas em ciclos anteriores na metodologia atual e também na utilização de dados de outras distribuidoras para a determinação das metas regulatória. Deste modo, por mais que a comparação com outras concessionárias seja parte da metodologia, sua participação pode estar sendo mais significativa do que o ideal.

4 AVALIAÇÃO DA EFETIVIDADE REGULATÓRIA DA POLÍTICA DE PERDAS EM CADA REVISÃO TARIFÁRIA

Neste capítulo, o objetivo central é apresentar uma métrica capaz de avaliar a efetividade do regulador no tratamento do tema das perdas, de acordo com os resultados obtidos ao final de cada ciclo de revisão tarifária. Para esta avaliação, foi construída uma estrutura metodológica composta por um conjunto de etapas que permitiram mensurar e ranquear o desempenho dos períodos tarifários da ANEEL, a partir da 2ª Revisão Tarifária Periódica. Com isso, foi possível realizar uma análise histórica crítica para nortear a proposição de inovações, com base em uma métrica de avaliação clara, isenta e pré-estabelecida.

Devido à complexidade da avaliação, oriunda da subjetividade dos conceitos envolvidos, recorreu-se aos métodos de análise multicritério. Dentro desta área de conhecimento, identificou-se o modelo TODIM como sendo apropriado para lidar com tal desafio, em função de sua vocação para tratar problemas de ranqueamento com critérios qualitativos e quantitativos e sua simplicidade. Após a seleção do método multicritério, foram definidos os critérios/indicadores e seus respectivos pesos, através da aplicação de rodadas de discussões e da coleta de dados primários com especialistas do setor, por meio de questionários. Essas etapas são descritas detalhadamente neste capítulo, assim como a discussão dos resultados obtidos mediante a sua aplicação sobre a evolução da regulação de perdas no Brasil.

4.1 POR QUE AVALIAR OS CICLOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA?

O processo de avaliação de uma política pública não é um exercício trivial, pois não há uma métrica única e objetiva que seja capaz de medir sua eficácia. Desta forma, uma determinada situação pode ser avaliada segundo perspectivas e métricas diferentes. O Setor Elétrico Brasileiro não foge desta regra, apresentando uma série de políticas e medidas de difícil mensuração de sua efetividade em promover o bem-estar à sociedade. Dentre estas políticas, encontram-se aquelas direcionadas à regulação de perdas não técnicas implementadas pela ANEEL.

De maneira geral, a metodologia de regulação das PNT busca estabelecer, para cada distribuidora, uma trajetória factível de redução deste indicador. Entretanto, a metodologia atual possui problemas estruturais que podem estar reduzindo a sua efetividade. Conforme identificado no capítulo anterior, existe uma elevada média de distribuidoras que não conseguem atingir as metas regulatórias de PNT, fato que acarreta em altos prejuízos financeiros para as concessionárias do setor. Portanto, a efetividade da regulação no incentivo à redução de PNT é um tema caro às distribuidoras, questionando-se a sua efetividade em incentivar a redução de perdas e em promover a melhoria na prestação do serviço.

Frente aos problemas citados, percebe-se a necessidade de avaliar as metodologias empregadas até o momento na regulação de PNT, identificando os elementos potencialmente frágeis, os quais, portanto, exigem um aprimoramento específico. Neste sentido, o processo de avaliação pode estar fundamentado em fatores, como:

- i. A ponderação de interesses distintos dos agentes em diferentes escalas de tempo;
- ii. A capacidade da regulação de tratar situações concretas adversas, como no caso de contextos econômicos diferentes do esperado;

- iii. O grau de indução à eficiência de combate às perdas devido à influência da regulação no comportamento das distribuidoras; e
- iv. A capacidade da regulação de capturar adequadamente as especificidades das áreas de concessão.

Além das dificuldades encontradas na identificação das melhores métricas a serem utilizadas para este fim, a própria diversidade de pontos de vista e a ponderação de fatores potencialmente aplicáveis nas avaliações podem acarretar problemas, como a dificuldade de comparabilidade entre os elementos selecionados. Outro aspecto diz respeito à natureza dos indicadores, os quais, em muitos casos, demonstram resistência à quantificação, inexistência de dados consistentes ou dificuldades de cálculo matemático.

Tendo em vista a diversidade dos pontos de vistas e as dificuldades quanto a seleção e o ranqueamento das melhores metodologias das revisões tarifárias, a aplicação de métodos de análise multicritério torna-se recomendável.

4.2 OS MÉTODOS DE ANÁLISES MULTICRITÉRIO

Segundo Gomes (2009), a necessidade de respostas que abarcassem diversas dimensões para processos decisórios deu início a um novo campo teórico, a Teoria da Decisão (DM – *Decision Making*). Os problemas de decisão são por natureza complexos, pois são envoltos de incertezas, conflitos de valores e de interesses, assimetrias de poder, múltiplos critérios de avaliação e grande volume de dados e informações, os quais, por sua vez, podem se encontrar incompletos.

Para lidar com essas dificuldades, foi desenvolvida uma série de metodologias de Apoio à Decisão (MCDA – *Multiple Criteria Decision Aid*) e de Tomada de Decisão (MCDM – *Multiple Criteria Decision Making*). Em geral, os métodos de MCDA e MCDM são aplicados em casos que envolvam problemas de seleção, ranqueamento, classificação e decisão.

Desde o seu surgimento, na década de 1960, as análises multicritério têm como objetivo auxiliar o processo de tomada de decisão, considerando aspectos relevantes e necessários. A análise de um conjunto de critérios permite uma melhor compreensão e contextualização da problemática como um todo, incluindo o maior número possível de informações e de contradições existentes, tanto no âmbito quantitativo, quanto qualitativo. Desta forma, busca-se alcançar a escolha mais desejável possível para a situação em questão, através da escolha de uma alternativa frente às demais ou através do ordenamento das melhores alternativas.

Os problemas de decisão podem ser caracterizados pela presença de um número finito de alternativas e critérios de julgamento. Pode-se denotar um problema de DM por meio da representação matemática de matrizes. Desta forma, uma matriz de decisão “ $V:\{V_k(a)\}$ ” é construída refletindo o ponto de vista da DM, onde o elemento “ $V_k(a)$ ” corresponde à avaliação da alternativa “ a ” com respeito ao critério “ k ”. As alternativas são, assim por diante, ordenadas de acordo com os critérios e seus respectivos pesos. A partir desta estruturação, são aplicados métodos multicritérios para o processamento das informações, de modo a otimizar a escolha entre as alternativas com base nos critérios estabelecidos e suas ponderações relativas.

Atualmente, existe uma ampla e diversa gama de métodos multicritérios. Estes podem ser segregados, segundo as diferentes abordagens existentes, em: (i) critério único de síntese, no qual os critérios passam a ser agregados em um único critério síntese; (ii) subordinação de síntese, para o qual se utiliza uma relação binária, considerando a possibilidade de dominância de uma alternativa sobre a outra; e (iii) julgamento local interativo, por meio do qual as preferências não estão pré-definidas, possibilitando a intervenção no procedimento e na ordem das etapas de cálculo, de maneira a considerar a discussão e a participação dos tomadores de decisão na proposta de solução (GOMES, 2009).

Gomes e Rangel (2009) também categorizam esses métodos entre os desenvolvidos pela Escola Francesa ou Europeia e os de origem na Escola Americana. Os métodos da Escola Francesa tratam da noção de relação de superação e adotam uma modelagem mais flexível, partindo de um referencial construtivista. Enquanto isso, os métodos da Escola Americana são fundamentados no paradigma racionalista, na noção de agregação de informações e na Teoria da Utilidade. Outros métodos apresentam, ainda, as técnicas de ambas as escolas e são conhecidos como métodos Híbridos.

Dentre os métodos da Escola Americana, citam-se: *Multi-Attribute Utility Theory* (MAUT), *Analytic Network Process* (ANP), *Measuring Attractiveness by Categorical based Evaluation Technique* (MACBETH), *Simple Multi-Attribute Rating Technique using Exploiting Rankings* (SMARTER), *Simple Multi-Attribute Rating Technique using Swings* (SMARTS) e o *Analytic Hierarchy Process* (AHP). Na Escola Europeia, destacam-se os métodos: *Elimination Et Choix Traduisant la Réalité* (ELECTRE) e *Preference Ranking Organization Method for Enrichment of Evaluations* (PROMETHÉE). No que diz respeito aos métodos Híbridos, menciona-se o uso frequente do método de Tomada de Decisão Interativa Multicritério (TODIM).

4.3 MÉTRICA DE AVALIAÇÃO PARA A REGULAÇÃO DE PERDAS

O desenvolvimento de uma métrica de avaliação permite comparar diferentes processos, a partir de uma mesma dimensão de referência. Assim, a definição de uma métrica passa a ser uma estratégia para mensurar e acompanhar os resultados de determinado processo, além de valorar seu desempenho frente a outras opções comparáveis. A métrica deve ser estruturada de forma simples, clara e objetiva para fornecer respostas que possibilitem a identificação de

inconsistências e pontos frágeis do processo, de modo a auxiliar na compreensão de como ajustar os processos para atingirem seus objetivos.

A revisão bibliográfica a respeito dos métodos multicritério serviu como embasamento teórico para a construção da métrica a ser utilizada na avaliação da efetividade de cada ciclo regulatório de perdas. Dito isso, a escolha da análise multicritério, como a ferramenta de cálculo da medida de efetividade da regulação, consiste na primeira etapa para o desenvolvimento desta métrica. Ao total, foram definidas quatro etapas, classificadas da seguinte forma:

- i. Escolha do método multicritério a ser utilizado;
- ii. Definição dos critérios de avaliação, com base nos objetivos gerais da regulação;
- iii. Relação dos critérios com os indicadores capazes de quantificá-los;
- e
- iv. Definição dos pesos associados a cada critério/indicador.

A partir destas etapas, a aplicação dos cálculos estabelecidos na análise multicritério resulta em uma “pontuação” relativa ao conjunto de regras impostas a cada revisão tarifária. Sendo assim, antes de apresentar os resultados da aplicação desta métrica, a sequência do texto descreve a sistemática para a elaboração das quatro etapas mencionadas.

4.3.1 A Escolha do método multicritério

Inicialmente, destaca-se que a própria subjetividade do tema tratado – avaliação da efetividade da regulação de PNT – já torna por si só o problema complexo e de difícil resolução, principalmente devido à forte tendência de ocorrência de pontos de vistas conflitantes, oriundos de posições políticas e interesses particulares. No entanto, conforme demonstrado na revisão bibliográfica, os métodos de análise multicritério são desenvolvidos exatamente com a proposta

de solucionar tais especificidades e incertezas. Para isso, estes métodos são eficazes em transformar *inputs* conflituosos em *outputs* equilibrados e capazes de gerar soluções, o que demandaria um tempo significativamente elevado, caso fossem adotadas práticas de negociação entre as partes.

Diante deste cenário, optou-se por um método de Tomada de Decisão Multicritério (MCDM) que pudesse solucionar problemas de ranqueamento de forma simples e eficiente, considerando a presença de indicadores quantitativos e qualitativos.

De forma geral, o método TODIM demonstra capacidade em alinhar, facilmente, as expectativas e estruturas de preferências dos atores envolvidos, oferecendo suporte aos profissionais na tomada de decisões, ao tornar o processo de escolha rápido e preciso (GOMES; LIMA, 1992; GOMES; RANGEL, 2009; ZINDANIA *et al.*, 2017). Além disso, é um método decisório que utiliza a preferência dos decisores e se encontra fundamentado na Teoria dos Prospectos (OPT – *Prospect Theory*)³⁷, assim como no modelo de diferença para a análise de decisões multicritério discreta (GOMES; LIMA, 1992).

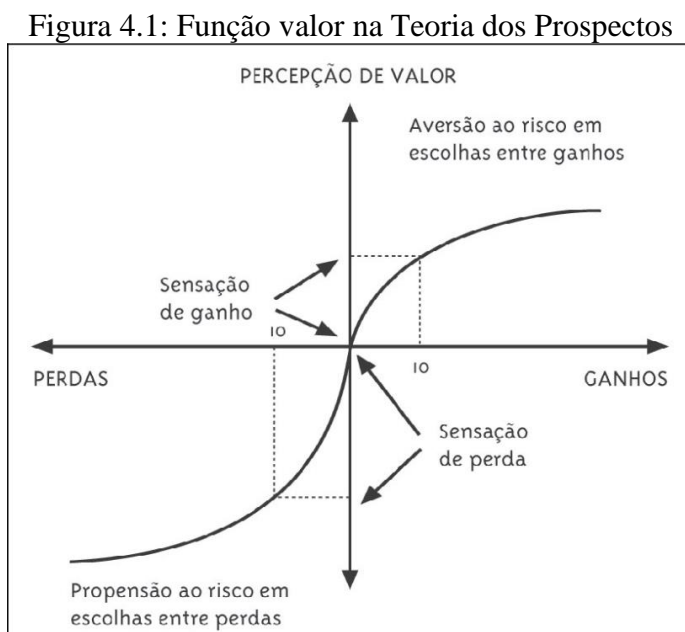
Desenvolvida por Daniel Kahneman durante a década de 1970, a Teoria dos Prospectos introduziu um novo paradigma aos problemas de tomada de decisão, frente à percepção normativa da Teoria Clássica de Maximização da Utilidade. Debruçando-se na busca pela compreensão do processo mental que envolve a maneira como os indivíduos tomam decisão frente ao risco, a Teoria dos Prospectos oferece um modelo descritivo mais amplo, abrangendo maiores complexidades.

Segundo a Teoria dos Prospectos, as decisões dos seres humanos são realizadas com base em expectativas de perdas e ganhos esperáveis em relação a determinado ponto de referência (*status quo*). Diversos estudos apontam que os

³⁷ OPT é a sigla usada para *The Original Prospect Theory*, a fim de diferenciá-la de sua versão acumulativa, designada como CPT.

indivíduos apresentam um comportamento de propensão ao risco, quando se encontram frente a riscos, e, por outro lado, manifestam comportamentos de aversão ao risco quando diante de ganhos. Ou seja, em situações frente ao risco, as pessoas descrevem um padrão de preferência que não pode ser capturado pela Teoria da Utilidade Esperada.

Posto isto, dois domínios podem ser identificados, um de ganhos e outro de perdas, como observado no gráfico da função valor da Teoria dos Prospectos na Figura 4.1. A função em formato de “S” exibe uma curva côncava que representa os ganhos e uma curva convexa para as perdas. Em geral, os métodos fundamentados na OPT apresentam maior capacidade prospectiva, haja vista que consideram a existência de um “comportamento de risco” na tomada de decisões complexas. Este é o caso do método TODIM, desenvolvido no início da década de 1990, com a proposta de modelar o julgamento humano a partir do uso de modelos de ranqueamento (GOMES; LIMA, 1992).



Fonte: Gomes e Lima (1992).

Além da Teoria dos Prospectos, o método TODIM apresenta bases teóricas da Escola Europeia e Norte-Americana, agregando elementos da Teoria da Utilidade Multiatributo dos Métodos AHP e ELECTRE. O TODIM é um método não compensatório³⁸, caracterizado pela aplicação de uma função de diferença aditiva³⁹, similar a uma função de valor multiatributo⁴⁰, que fornecerá uma ordenação global das alternativas através das preferências explicitadas por um decisor ou grupo de decisores - elementos cruciais neste método decisório. Desta forma, os decisores participam diretamente do processo decisório, declarando os valores de sua preferência quanto aos critérios.

De forma geral, as etapas de desenvolvimento do método TODIM iniciam-se com a determinação dos pesos dos critérios, através da construção de uma matriz de comparação por pares de critérios, preservando-se a transitividade. Considere, por exemplo, um conjunto de “ n ” alternativas, as quais se deseja ordenar na presença de m critérios, onde um deles é denominado como referência. Os valores de cada uma das colunas da matriz corrigida são somados, depois os recíprocos destas somas são calculados e divididos pelas somas dos recíprocos. Após a definição dos pesos, estima-se, para cada um dos critérios, a contribuição de uma alternativa i para o objetivo associado ao respectivo critério c (RANGEL *et al.*, 2013). Em seguida, é elaborada a matriz de avaliação e, após sua normalização, obtêm-se a matriz de desejabilidades parciais. Complementarmente, são calculadas as matrizes de dominâncias parcial e final para, enfim, se alcançar os valores globais de cada alternativa.

³⁸ Métodos não compensatórios são aqueles nos quais as vantagens de determinado atributo ou critério não podem ser substituídas pelas desvantagens de outro critério.

³⁹ A função de diferença aditiva apresenta os valores de dominância de cada alternativa sobre cada uma das demais alternativas.

⁴⁰ A função multiatributo é uma determinada função que relaciona critérios considerados na tomada de decisão.

A função valor multiatributo do TODIM é construída em partes, de maneira a representar os ganhos e perdas observados na função valor da Teoria dos Prospectos, conforme descrito no gráfico da Figura 4.1. Desta forma, as equações 4.1 e 4.2, extraídas de Gomes *et al.* (2009), trazem a expressão da função valor do método TODIM, na qual (a) descreve ganhos, (b) indiferença e (c) perdas.

$$\delta(A_i, A_j) = \sum_{c=1}^m \phi_c(A_i, A_j), \forall (i, j) \quad 4.1$$

$$\sum_{c=1}^m \phi_c(A_i, A_j) = \begin{cases} \sqrt{\frac{w_{rc}(P_{ic} - P_{jc})}{\sum_{c=1}^m w_{rc}}} & \text{se } (P_{ic} - P_{jc}) > 0, \text{ (a)} \\ 0 & \text{se } (P_{ic} - P_{jc}) = 0, \text{ (b)} \\ \frac{-1}{\theta} \sqrt{\frac{(\sum_{c=1}^m w_{rc})(P_{jc} - P_{ic})}{w_{rc}}} & \text{se } (P_{ic} - P_{jc}) < 0, \text{ (c)} \end{cases} \quad 4.2$$

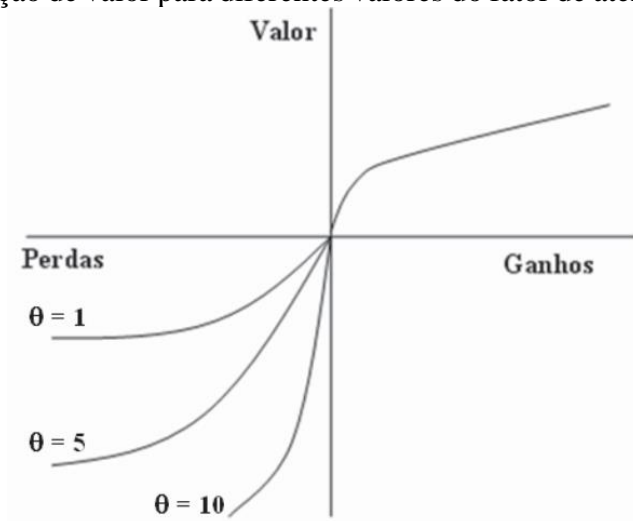
Onde:

- $\delta(A_i, A_j)$ é a medida de dominância da alternativa A_i sobre A_j ;
- $\phi(A_i, A_j)$ mede o valor da alternativa A_i quando comparada frente à alternativa A_j , de acordo com o critério c ;
- W_{rc} é equivalente a w_c dividido por w_r , onde r é o critério de referências;
- P_{ic} e P_{jc} são as performances das alternativas A_i e A_j em relação a c ; e
- θ é o fator de atenuação de perdas.

Segundo Rangel *et al.* (2013), o fator de atenuação “ θ ” possibilita a obtenção de diferentes formas da função de valor da teoria dos prospectos no terceiro quadrante, como pode ser observado na Figura 4.2. Este fator representa o quanto

o decisor está disposto a considerar nas avaliações entre duas alternativas do processo decisório em que ocorre perda.

Figura 4.2: Função de valor para diferentes valores do fator de atenuação das perdas



Fonte: Rangel *et al.* (2013).

De acordo com Gomes *et al.* (2009), a expressão da equação 4.2 pode ser simplificada na equação 4.3, a qual, por sua vez, é utilizada para calcular o valor global de uma alternativa “*i*” através dos valores encontrados na matriz de dominância. São estes valores globais que permitirão a ordenação das alternativas existentes.

$$\frac{\sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j) - \min \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j)}{\max \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j) - \min \sum_{j=1}^n \delta(A_i, A_j)} \quad 4.3$$

A principal motivação para a construção do método TODIM foi a criação de uma ferramenta de análise relativamente simples, que lançasse mão de conceitos básicos de álgebra linear. A primeira aplicação utilizando este método foi desenvolvida por Gomes e Lima (1992), que buscavam avaliar a construção de uma

estrada ligando a cidade de Paraty a Cunha, com um trecho inserido em um parque nacional protegido pelo IBAMA. O estudo propôs que três especialistas, com distintos pontos de vista sobre o fenômeno, fizessem um ranqueamento das alternativas levantadas. Os resultados encontrados comprovaram a eficácia da aplicação da metodologia na construção de estruturas de preferência, contribuindo para a racionalidade do processo de escolha.

Outro exemplo de aplicação refere-se à problemática acerca da busca por um valor de referência para os aluguéis cobrados por propriedades residenciais no município de Volta Redonda (RJ). Nesta pesquisa, Gomes e Rangel (2009) ordenaram as propriedades de acordo com suas características, formando um *ranking* com todas as residências analisadas, juntamente com faixas de valor de aluguel. Na maior parte dos casos, os critérios utilizados para fazer a avaliação das alternativas eram conflitantes, no entanto o método TODIM ainda se mostrou capaz de atender de maneira fácil e eficaz as expectativas dos especialistas do setor, ao refletir em seus resultados as preferências dos agentes decisores. Desta forma, a resolução de conflitos entre critérios, além de facilitada, forneceu suporte aos profissionais para a tomada de suas decisões.

O método TODIM também foi utilizado por Zindania *et al.* (2017) para otimizar a seleção de materiais em uma linha de produção, segundo as características necessárias para a fabricação de dois tipos de peças para motores. Utilizando um universo de cinco tipos de materiais com diferentes características, os autores concluíram que o método é de simples compreensão, trabalhando de forma satisfatória tanto com atributos quantitativos, quanto qualitativos, além de se apresentar robusto em relação a mudanças nos valores do fator de atenuação das perdas. Por fim, os autores destacaram o fato de os resultados do TODIM convergirem para os alcançados no passado com o uso do Método dos Elementos

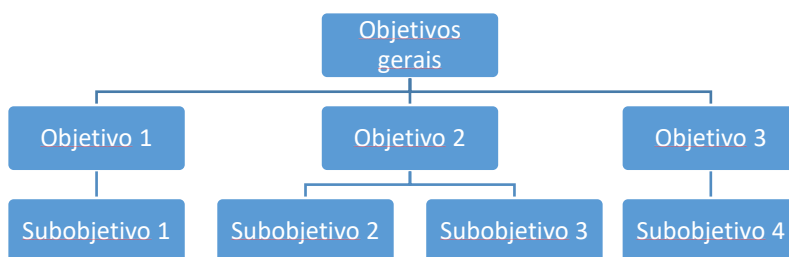
Finitos (MEF)⁴¹, o que significou a resolução com maior simplicidade de um problema complexo da engenharia dentro de uma linha de produção.

Até aqui, foram mostradas aplicações do método TODIM focadas no ranqueamento de critérios, haja vista sua conformidade com o objetivo deste trabalho. Entretanto, variações do modelo, como o TODIM-FSE (PASSOS *et al.*, 2014; PASSOS; GOMES, 2014) e o TODIM Estendido (ZHANG *et al.*, 2019), também são utilizadas para a classificação de alternativas. Além disso, em alguns casos, o método TODIM surge de maneira combinada com outras técnicas, como QUALIFLEX-TODIM (JI *et al.*, 2017), para comparar alternativas mais complexas.

4.3.2 Definição dos critérios

Segundo Chankong e Haimes (2008), problemas de decisão devem estar atrelados a objetivos gerais, que geralmente são abstratos e de difícil lógica operacional. Estes autores também defendem que a análise deve compreender uma hierarquia de objetivos, a qual seria composta por objetivos gerais seguidos por objetivos específicos, conforme a Figura 4.3.

Figura 4.3: Hierarquia de objetivos



Fonte: Elaboração própria.

⁴¹ O Método dos Elementos Finitos corresponde a um procedimento numérico para determinar soluções aproximadas de problemas de valores sobre o contorno de equações diferenciais.

Como estratégia para embasar a definição dos objetivos gerais a serem incorporados na avaliação da regulação de perdas da ANEEL, julga-se que a fundamentação teórica deve considerar a lógica utilizada para a formulação dos princípios de atuação governamental do setor, definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Segundo a Lei nº 10.848/2004, o atual modelo do setor elétrico foi estabelecido de acordo com as seguintes diretrizes principais: (i) segurança de suprimento; (ii) modicidade tarifária; e (iii) universalização do acesso à energia elétrica e inclusão social.

Atualmente, os princípios norteadores do setor têm sido discutidos em função dos novos *drivers* para reestruturação do modelo setorial. Nestas discussões, a formulação destes princípios está pautada nos macro objetivos de eficiência das ações, equidade das decisões e sustentabilidade do marco regulatório. No intuito de aprofundar a compreensão a respeito dos conceitos adotados, apresenta-se, a seguir, uma descrição sucinta de cada macro-objetivo, de acordo com o MME (2018):

- i. Eficiência: promover o máximo bem-estar social, em razão dos recursos aplicados, considerando os custos e ganhos socioambientais. Neste ponto, torna-se importante mencionar a definição dos conceitos empregados para abranger a noção de eficiência:
 - a. Eficiência Produtiva: produzir o máximo ao mínimo custo (estática) e buscando a redução de custos ao longo do tempo (dinâmica);
 - b. Eficiência Alocativa: utilizar os insumos em proporções ótimas, dado os seus respectivos preços, ou seja, produzir ao menor custo marginal;
 - c. Eficiência Distributiva: garantir a repartição adequada do excedente de benefício entre o consumidor e o produtor; e

- d. Eficiência Ambiental: minimizar as externalidades ambientais.
- ii. Equidade: promover a disponibilidade de bens ou serviços em níveis adequados para toda a sociedade, incluindo estratos específicos desta. Este princípio garante a promoção da isonomia entre os agentes (existente e potenciais), da confiabilidade no suprimento em consonância com as diretrizes de sustentabilidade ambiental e da universalização do acesso com tarifa justa; e
- iii. Sustentabilidade do marco normativo: garantir condições que permitam a permanência, a continuidade e a durabilidade do arcabouço normativo do setor elétrico, considerando a sustentabilidade do mercado, a legitimidade e a capacidade de resposta às necessidades de diferentes partes interessadas, quanto à criação de um ambiente adequado para transações comerciais. Para isso, é necessário o atendimento dos critérios de abrangência e coerência, transparência e participação pública, credibilidade, previsibilidade, definição clara das responsabilidades, simplicidade, conformidade e transição harmoniosa.

A partir dessas dimensões, os objetivos intermediários, doravante chamados de critérios, foram criados respeitando a premissa de ortogonalidade entre si. Desta forma, buscou-se garantir a independência entre os critérios por meio da análise da correlação entre os conceitos de cada um, no intuito de evitar efeitos sobrepostos que poderiam vir a enviesar o cálculo. Por fim, foram definidos seis critérios centrais para mensurar a efetividade das metodologias adotadas nos ciclos de revisão tarifária. São eles:

- i. Critério 1: Promover eficiência energética;

- ii. Critério 2: Garantir sustentabilidade econômico-financeira do mercado;
- iii. Critério 3: Garantir tarifas módicas;
- iv. Critério 4: Estabelecer incentivos regulatórios coerentes à capacidade de resposta das empresas;
- v. Critério 5: Estabelecer incentivos regulatórios abrangentes aos diferentes desafios do setor; e
- vi. Critério 6: Garantir a qualidade de informações críticas a respeito das práticas no setor.

4.3.3 Formulação de indicadores associados aos critérios

Com a finalidade de operacionalizar a mensuração dos critérios apresentados, foram construídos indicadores operacionais que, na hierarquia definida no início desta seção, funcionam como os subobjetivos. Vale destacar que, conforme argumentado por Chankong e Haimes (2008), um subobjetivo pode estar presente em mais de um critério. Para atender aos seis critérios estabelecidos, foram elaborados onze indicadores⁴², os quais se relacionam aos critérios conforme mostra o Quadro 4.1.

⁴² O valor entre parêntesis indica o número de referência para representar o indicador.

Quadro 4.1: Relacionamento entre critérios e indicadores

Critério	Indicador
1 - Promover eficiência energética	Indicador de redução de perdas (1)
2 - Garantir sustentabilidade econômico-financeira do mercado	Indicador de impacto financeiro nas empresas (7)
3 - Garantir tarifas modicas	Indicador de modicidade tarifária (8)
4- Estabelecer incentivos regulatórios coerentes à capacidade de resposta das empresas	Indicador de grau de factibilidade das metas impostas (2)
	Indicador de reação das empresas ao incentivo (3)
	Indicador de capacidade de atingimento das metas pelas empresas (4)
	Indicador de evolução do número de empresas em níveis mínimos de PNT (5)
5- Estabelecer incentivos regulatórios abrangentes aos diferentes desafios do setor	Indicador de similaridade da reação ao incentivo (6)
	Indicador de sensibilidade ao contexto socioeconômico (9)
6- Garantir a qualidade de informações críticas	Indicador de grau de observabilidade para separação de perdas não técnicas e técnicas (10)
	Indicador de capacidade de distinguir perdas gerenciáveis e não gerenciáveis (11)

Fonte: Elaboração própria.

A elaboração dos indicadores transcorreu por meio de intenso debate sobre os aspectos relevantes para avaliar a regulação e atender aos critérios estabelecidos, baseado nos dados e nas variáveis disponíveis para mensurar os efeitos do modelo regulatório em cada ciclo tarifário. Além disso, este processo contou com a consulta

a especialistas no tema de perdas do setor elétrico, com a finalidade de garantir o amplo mapeamento das possibilidades de indicadores a serem construídos e considerar os diferentes interesses do setor. A grosso modo, pode-se sintetizar os diferentes interesses dos agentes em dimensões atreladas aos pontos de vista do consumidor, das empresas e do regulador.

Com base nas considerações apresentadas, foram determinados 11 indicadores, sendo oito quantitativos e três qualitativos. O Quadro 4.2 apresenta os indicadores, conjuntamente com os objetivos específicos de cada um. Os oito primeiros possuem caráter quantitativo, ou seja, podem ser calculados mediante um conjunto de dados existentes e disponíveis. Por sua vez, os três últimos indicadores são mensurados de forma qualitativa, em função da impossibilidade de agregar dados numéricos que pudessem retratá-los. Por esta razão, estes últimos são valorados por meio de uma escala subjetiva que varia de 1 a 5, na qual o valor 1 representa uma avaliação muito ruim e o valor 5 representa uma avaliação muito boa.

Para avaliar os ciclos tarifários através desta escala, foi realizada uma pesquisa com uma amostra de especialistas do setor, a qual incluiu profissionais da agência reguladora e das distribuidoras⁴³. Ao final, todos os indicadores foram normalizados para a implementação do método multicritério.

⁴³ Vale destacar que a definição da amostra de especialistas procurou equilibrar as diferentes visões do setor, por meio da escolha de respondentes que possuam percepções de interesse distintos, como empresas com elevadas perdas e empresas com perdas baixas.

Quadro 4.2: Indicadores selecionados para a primeira rodada de consulta aos especialistas

Indicador	Objetivo
1-Redução de perdas	Avaliar se a regulação foi efetiva em promover a redução de perdas
2 - Grau de factibilidade das metas impostas	Avaliar se a regulação foi efetiva em impor metas factíveis ao setor
3 - Reação das empresas ao incentivo	Avaliar se a regulação foi efetiva em incentivar as empresas a buscarem reduzir PNT
4 - Atingimento das metas pelas empresas	Avaliar se a regulação foi efetiva em criar metas alcançáveis pelas empresas
5 - Evolução do número de empresas dentro dos limites de PNT	Avaliar se a regulação foi efetiva em conduzir as empresas para os níveis ótimos de PNT
6 - Similaridade de reação ao incentivo	Avaliar se a regulação obteve respostas similares das empresas
7 - Vulnerabilidade financeira das empresas	Avaliar o nível de exposição das empresas a vulnerabilidades relacionadas à PNT não reconhecidas pelo regulador
8 - Modicidade tarifária	Avaliar o impacto da regulação de PNT na tarifa paga pelos consumidores
9 - Sensibilidade ao contexto socioeconômico	Avaliar se a regulação consegue refletir o contexto socioeconômico e seu impacto no decorrer do período analisado
10 - Acurácia de segregação de perdas técnicas e não técnicas	Avaliar se a regulação está sendo eficaz na segmentação entre perdas técnicas e não técnicas
11- Capacidade de estimação de perdas gerenciáveis e não gerenciáveis	Avaliar se a regulação está sendo eficaz na segmentação entre perdas gerenciáveis e não gerenciáveis

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com as características e os propósitos específicos de cada indicador, foram avaliadas formas de calculá-los. O indicador 1 representa o nível de efetividade do setor em reduzir as perdas totais. Para mensurá-lo, é necessário medir a diferença entre o início e o final do período regulatório, em termos da razão de perdas globais sobre a energia injetada de todas as empresas.

O indicador 2 descreve o nível de exequibilidade das metas, medido pela distância das metas em relação aos valores reais de perdas globais verificados durante o período regulatório. Para simplificação deste cálculo, adota-se como

premissa um cenário em que a regulação, de fato, esteja incentivando todas as empresas a operarem de forma eficiente e, com isso, o não atingimento das metas pelas empresas ocorre exclusivamente por conta da não factibilidade das metas. Sendo assim, a construção deste indicador considera a razão entre o quanto cada empresa reduziu de perdas globais ao final de um ano tarifário e o quanto elas deveriam ter reduzido para atingir suas metas neste mesmo período.

Além disso, o indicador 2 deve considerar algumas restrições intrínsecas ao seu propósito. Para uma meta ser factível, a redução de perdas precisa ser igual ou superior à distância até a meta, o que resulta em um valor 100% factível (independente de ultrapassar a meta). Da mesma forma, se uma empresa já apresentou um valor inicial de perdas reais igual ou inferior à meta, assume-se que esta meta seja 100% factível, uma vez que a empresa já atingia esta meta anteriormente. Por outro lado, uma meta será totalmente não factível (0% factível), caso ela imponha uma trajetória de redução para uma empresa que não apresente redução do índice de perdas⁴⁴. Por fim, ao realizar este cálculo para todo o setor durante o ciclo regulatório, obtém-se um percentual entre 0 e 100%, que mede quanto foi possível executar de redução de perdas pelas empresas frente ao desafio imposto pelas metas regulatórias.

Para exemplificar este cálculo, supõe-se que uma empresa possua uma meta de 8% e perdas reais iniciais de 10%. Caso ao final do ano ela tenha reduzido suas perdas para 9%, esta empresa terá percorrido 50% da distância até a meta. Esta forma de formular o indicador 2 tem o objetivo de mensurar o desempenho das empresas em uma escala comparativa equânime de avaliação, o que permite obter uma medida proporcional ao desafio de cada concessionária. Isto é importante, pois, em função do grau de saturação de redução, as empresas com menores perdas

⁴⁴ De acordo com as suposições assumidas para este indicador, este caso significa que as condições de operação da concessão impedem totalmente o combate às perdas por parte da empresa.

possuem mais dificuldade em combater uma unidade de energia perdida do que uma empresa com elevadas perdas.

Seguindo a ordem de descrição dos indicadores, o indicador 3 consiste no nível de adesão das empresas ao objetivo de reduzir PNT. Em outras palavras, este indicador contabiliza o número de empresas, no universo de concessionárias que possuíam metas de redução de PNT, que conseguiram reduzir o percentual de PNT, independentemente do quanto foi esta redução. O valor final do indicador para o ciclo regulatório é dado pela média desta quantidade de empresas entre os anos tarifários do período regulatório, ponderada pelo total de concessionárias do universo examinado em cada ano.

O indicador 4 descreve o nível de exequibilidade do atingimento das metas pelas empresas e a sua formulação busca contabilizar o número de concessionárias que alcançaram as metas impostas pelo regulador. Este cálculo é similar ao realizado para o indicador 3, no qual o valor final do indicador é dado pela média desta quantidade de empresas entre os anos tarifários do período regulatório, porém, agora, a ponderação considera o total de concessionárias do mercado em cada ano.

O indicador 5 retrata o grau de viabilidade dos limites mínimos de PNT definidos pelo regulador para o setor. Para isso, é contabilizado o número de empresas que, dentro do período regulatório analisado, atingem estes valores, assumidos como 7,5% para o grupo de empresas de grande porte e 2,5% para o grupo de empresas de pequeno porte, de acordo com o modelo atual. O valor final do indicador é dado pela média desta quantidade de empresas entre os anos tarifários do período regulatório, ponderada pelo total de concessionárias do mercado em cada ano.

O indicador 6 corresponde ao nível de uniformidade da reação das empresas em resposta ao incentivo estabelecido. Ou seja, procura-se avaliar se os incentivos regulatórios estão promovendo um movimento de resposta similar entre as

empresas, por meio de uma medida de dispersão em torno da média. Para isso, a mensuração do indicador consiste em calcular o desvio padrão da amostra de desempenhos das empresas em relação à meta, medidos pela diferença entre a variação de perdas reais e a variação exigida pela meta.

O indicador 7 mede o nível de impacto financeiro nas distribuidoras provocado pela regulação de PNT. Evidentemente, a mensuração deste indicador considera o valor monetário da frustração financeira decorrente das PNT não reconhecidas no setor, para cada ano do ciclo tarifário⁴⁵ ponderado pelo EBIT regulatório de cada empresa para os respectivos anos. Para normalizar este indicador, é importante ter atenção pois a lógica de valoração é invertida em relação aos demais indicadores, ou seja, quanto maior o seu valor, pior será a avaliação da regulação quanto ao critério de impacto nas distribuidoras. Para fins de comparação, foram estabelecidos limites mínimos e máximos para este indicador, com base nos resultados extremos ocorridos na segunda revisão periódica.

Encerrando os indicadores quantitativos, o indicador 8 representa a visão inversa àquela avaliada pelo indicador 7. Ele trata do nível de impacto para os consumidores, mediante os efeitos causados sobre a modicidade tarifária. O cálculo deste indicador corresponde à média de PNT reconhecidas no setor durante o ciclo regulatório. Assim como no indicador 7, no processo de normalização do indicador 8, deve-se atentar para a inversão da lógica de valoração para o critério de avaliação relacionado.

Por fim, os indicadores 9, 10 e 11 foram definidos como indicadores qualitativos e, assim, são mensurados mediante a percepção de especialistas quanto aos aspectos tratados por cada indicador. A inclusão de indicadores qualitativos, embora possua grande importância, apresenta dificuldades relacionadas à

⁴⁵ Este valor é dado pela diferença entre o nível de PNT regulatório e medido, multiplicado pelo PMIX.

mensuração, que agregam incertezas às análises relativas à percepção dos especialistas. Por isso, a estratégia para eliminar possíveis vieses nos valores a serem considerados na análise multicritério consiste em diversificar e equilibrar a amostra de especialistas, conforme já abordado anteriormente.

Em termos descritivos, os aspectos tratados pelo indicador 9 refletem o nível de efetividade da regulação em modelar o contexto socioeconômico para ponderar as análises regulatórias, com base na complexidade de combate às perdas associadas a cada concessão. O indicador 10 retrata o nível de qualidade da informação utilizada pelo regulador, baseado na visibilidade dos dados e na capacidade de segmentar de maneira satisfatória os índices de perdas técnicas e não técnicas. De forma a aprofundar a análise a respeito da qualidade da informação processada pelo regulador, o indicador 11 corresponde a uma avaliação consolidada sobre o nível de acurácia das estimativas do modelo regulatório, baseada na capacidade de segmentação dos determinantes gerenciáveis e não gerenciáveis das perdas.

Portanto, julga-se que este conjunto de onze indicadores seja suficiente para abarcar os critérios de avaliação da regulação. A partir da formulação de equações para mensurar todos os indicadores, ficam explicitadas as variáveis necessárias para calculá-los. Com isso, parte-se para a obtenção destas variáveis e, posteriormente, para o tratamento das mesmas, no intuito de compor uma base de dados que compreenda os resultados de todos os ciclos regulatórios. Desta forma, os cálculos podem ser executados e o método multicritério poderá ser implementado, após a definição dos pesos relativos a cada indicador para a avaliação da regulação.

4.3.4 Atribuição dos pesos associados a cada critério/indicador

A última etapa de construção da métrica consiste na distinção da importância relativa a cada critério e aos respectivos indicadores. Com este propósito, foi realizado um *Workshop*, com a presença de especialistas, para se debater o tema e atribuir os pesos relativos aos 11 indicadores desenvolvidos. Dentre os especialistas, estavam presentes profissionais das distribuidoras CPFL, ENEL e LIGHT, além de membros da agência reguladora e pesquisadores do GESEL-UFRJ.

O *Workshop* foi estruturado em rodadas de discussões, seguindo a abordagem do método *World Café*⁴⁶, o que permitiu abordar os diversos aspectos relacionados à regulação das perdas e obter as contribuições dos especialistas, por meio de debates que ajudaram na compreensão do problema. A aplicação do método *World Café* foi de fundamental importância, pois proporcionou um diálogo qualificado entre distintas óticas de atores pertencentes às empresas do setor elétrico e à instituição reguladora. O debate foi centrado na identificação dos pontos fortes e fracos da regulamentação, além de permitir a sinalização de novas perspectivas de aprimoramento.

Primeiramente, foram apresentados o objetivo do estudo e o significado detalhado de cada indicador proposto. Com base nesta apresentação, os especialistas foram convidados a apresentar suas primeiras ponderações sobre a importância de cada indicador. O método utilizado para a determinação dos pesos relativos a cada critério foi o *direct rating*, onde os especialistas convidados atribuíram uma importância a cada critério em uma escala de zero a cem. Para buscar um maior consenso, aplicou-se o questionário em duas etapas. Considerando

⁴⁶ O método *World Café* é empregado mundialmente para fomentar a conversação e troca de ideias entre grandes grupos. Este método pode ser estruturado em cinco etapas: i) cenário; ii) introdução; iii) rodadas de grupos pequenos; iv) perguntas; e v) coleta.

a uniformidade de conhecimento e a competência dos respondentes, o peso final para cada critério foi obtido mediante a agregação por média ponderada⁴⁷ das avaliações. Estes pesos serão parâmetros fundamentais para o propósito da aplicação do método multicritério selecionado.

Além de pontuar o peso de cada indicador, os especialistas contribuíram no mapeamento de indicadores para a avaliação, propuseram ajustes nas formulações dos indicadores e apontaram possíveis variáveis e bases de dados para os cálculos. Posteriormente, cada especialista teve a oportunidade de apresentar suas considerações a respeito de aspectos relevantes para a regulação, a partir de temas pré-estabelecidos. Esta rodada de debates contribuiu para ampliar a compreensão de todos os participantes sobre os principais aspectos e fragilidades relacionadas à regulação de perdas. Após amadurecer o tema nos debates, os especialistas foram novamente convidados a pontuar os pesos de cada indicador.

Por consequência das contribuições dos debates, originaram-se os indicadores 10 e 11 (apresentados anteriormente), os quais passaram a compor o conjunto de indicadores a serem ponderados pelos especialistas na segunda rodada de avaliação. Neste segundo momento, as médias dos pesos dados para cada indicador foram apresentadas, de acordo com os valores obtidos na primeira rodada de avaliações.

A Tabela 4.1 desenvolve uma análise descritiva composta de estatísticas básicas, incluindo valores mínimos e máximos, média e desvio padrão, da primeira e da segunda rodadas de avaliação.

⁴⁷ Definiu-se que a importância das respostas de todos os especialistas entrevistados seria idêntica, o que significa utilizar peso unitário para as respostas no momento da agregação.

Tabela 4.1: Estatísticas das atribuições de notas

Ind.	Primeira Rodada				Segunda Rodada			
	Média	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão	Média	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
1	66	100	20	31,6	62	93	20	26,0
2	75	100	30	24,3	76	96	40	20,0
3	78	95	30	22,5	78	90	30	21,6
4	73	94	20	25,0	71	92	40	15,8
5	69	96	30	25,7	69	94	40	21,9
6	59	90	20	22,4	57	84	20	20,7
7	85	92	80	5,4	85	91	70	7,8
8	64	88	30	21,3	63	84	30	18,4
9	89	100	75	9,3	90	100	75	8,7
10	-	-	-	-	77	90	40	18,0
11	-	-	-	-	93	100	65	12,8

Fonte: Elaboração própria.

Na segunda rodada, foi possível observar que os desvios-padrões reduziram para todos os critérios iniciais, com exceção do indicador 7, e a distância entre máximos e mínimos também diminuiu, com exceção, novamente, do indicador 7. Isso indica que os resultados do debate foram positivos em gerar uma maior convergência na opinião dos especialistas.

Por fim, ressalta-se que o indicador 11, incluído após as discussões, foi o que apresentou a maior relevância em média. De maneira geral, os indicadores qualitativos apresentaram uma maior importância em média, o que agrega complexidade à análise.

Em seguida, foram transmitidos os resultados dos indicadores para determinar a relevância dos critérios que os enquadram. Assim, os valores de média da segunda rodada compuseram os pesos associados aos critérios, de acordo com

as relações estabelecidas no Quadro 4.1⁴⁸. O resultado final deste processo é apresentado na Tabela 4.2, onde se observa os valores normalizados dos pesos associados a cada critério.

Tabela 4.2: Peso dos critérios obtidos através da agregação média

Critério	Peso
Critério 1: Promover eficiência energética	0,076
Critério 2 Garantir sustentabilidade econômico-financeira	0,104
Critério 3: Garantir tarifas módicas	0,077
Critério 4: Estabelecer incentivos regulatórios coerentes à capacidade de resposta das empresas	0,357
Critério 5: Estabelecer incentivos regulatórios que abranjam todo o setor	0,179
Critério 6: Garantir a qualidade de informações críticas	0,207

Fonte: Elaboração própria.

Esta matriz de pesos normalizados irá subsidiar os cálculos da análise multicritério, de forma a garantir que a avaliação dos ciclos regulatórios priorize o desempenho nos critérios mais relevantes. Isso permitirá decompor o resultado final da análise para identificar os pontos em que cada ciclo regulatório desempenhou bem ou mal.

⁴⁸ O cálculo do peso das 11 subcategorias foi realizado através da ponderação da nota de cada uma pela soma das notas totais, de maneira que a soma dos pesos é 1. Por fim, os pesos das subcategorias foram somados, com base nos critérios aos quais pertenciam. Por exemplo, o Critério 5 é composto pelos indicadores 6 e 9, que receberam notas médias de 57,3 e 90. O somatório das notas foi de 822. Desta forma, o indicador 6 recebeu peso $57,3/822=0,07$ e o indicador 9 recebeu peso $90/822=0,109$. Portanto o critério 5 possui peso $0,07+0,109=0,179$.

4.4 APLICAÇÃO DA MÉTRICA DE AVALIAÇÃO

Após sua construção, a métrica foi aplicada para avaliar a efetividade da regulação de perdas adotada em cada ciclo regulatório da ANEEL. Em outras palavras, o conjunto de regras e normativas imposto em um determinado ciclo regulatório resulta em um desempenho geral do setor, mensurado por meio desta métrica. Dito isso, o primeiro passo consistiu na elaboração de um banco de dados contendo as variáveis necessárias para o cálculo dos indicadores quantitativos. Este banco de dados foi construído com base nas Notas Técnicas da ANEEL, referentes aos processos de ajuste e de revisão tarifária. Por sua vez, as informações qualitativas foram obtidas por meio de questionários respondidos por especialistas do setor, em *Workshop* presencial ou via *e-mail*.

Os resultados desses indicadores são apresentados na Tabela 4.3, conjuntamente com a informação dos valores máximos e mínimos que cada indicador poderia atingir. Esses limites máximos e mínimos foram utilizados para adicionar dois ciclos hipotéticos, um pessimista, que obteve um *score* de 0%, e outro otimista, que obteve um *score* de 100%.

Tabela 4.3: Valores dos indicadores quantitativos

Indicador	Ciclo Tarifário	Resultado	Escala de Avaliação	
			Mínimo	Máximo
Indicador 1	2ª RTP	-7,24072E-05	-1	1
	3ª RTP	-2,68907E-06		
	4ª RTP	-3,60681E-05		
Indicador 2	2ª RTP	-0,4272882	-1	1
	3ª RTP	-0,2891737		
	4ª RTP	-0,5848864		
Indicador 3	2ª RTP	-0,6157895	-1	1
	3ª RTP	-0,4149378		
	4ª RTP	-0,372093		
Indicador 4	2ª RTP	0,4069767	0	1
	3ª RTP	0,4180328		
	4ª RTP	0,5		
Indicador 5	2ª RTP	0,3100775	0	1
	3ª RTP	0,307377		
	4ª RTP	0,3538462		
Indicador 6	2ª RTP	-0,0312153	-1	0
	3ª RTP	-0,02766274		
	4ª RTP	-0,02186305		
Indicador 7	2ª RTP	-0,5095292	-1	0
	3ª RTP	-0,6053529		
	4ª RTP	-0,5538861		
Indicador 8	2ª RTP	-0,08953492	-1	0
	3ª RTP	-0,06541327		
	4ª RTP	-0,05127265		

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANEEL.

Em relação aos indicadores qualitativos, a avaliação foi obtida mediante resultado da pesquisa de opinião respondida por especialistas. Assim como na determinação dos pesos, não houve juízo de valor quanto às respostas obtidas pelos especialistas, de forma a considerá-los igualmente competentes. Com isso, o valor final de cada indicador corresponde à média simples das respostas. Os resultados das avaliações são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Estatísticas das avaliações de critérios qualitativos entre Ciclos de Revisão Tarifária

Indicador	Ciclo Tarifário	Média	Máximo verificado	Mínimo verificado	Desvio Padrão
Indicador 9	2ª RTP	2,7	4,0	1,0	1,1
	3ª RTP	2,3	4,0	1,0	1,0
	4ª RTP	3,1	4,0	2,0	1,0
Indicador 10	2ª RTP	2,1	4,0	1,0	1,0
	3ª RTP	2,1	3,0	1,0	0,6
	4ª RTP	2,6	3,0	2,0	0,5
Indicador 11	2ª RTP	2,6	4,0	1,0	1,2
	3ª RTP	2,1	3,0	1,0	0,6
	4ª RTP	3,1	4,0	2,0	0,6

Fonte: Elaboração própria.

A avaliação das notas apresenta resultados regulares ou abaixo da média para todos os critérios entre os diferentes ciclos tarifários. Além disso, é possível observar um significativo desvio padrão nas avaliações e grandes distâncias entre os limites máximos e mínimos.

A partir da mensuração de todos os indicadores, estes valores são inseridos nos cálculos do método TODIM para a execução da análise multicritério. O *score* é definido com base nos resultados da matriz de dominância final, elaborados por meio da agregação das matrizes de dominância parcial. As matrizes de dominância parcial são construídas a partir do desempenho relativo entre as revisões tarifárias periódicas para cada um dos critérios, seguindo a equação 4.2.

As matrizes de dominância final foram posteriormente normalizadas conforme a equação 4.3, gerando os *scores* padronizados entre 0 e 1, que são

apresentados como um percentual na Tabela 4.5⁴⁹. A 4ª RTP foi a melhor classificada, seguida da 2ª RTP. Já a 3ª RTP foi a pior classificada para os critérios adotados.

Tabela 4.5: Notas dos Ciclos de Revisão Tarifária

Ciclos de Revisão	Score
2ª RTP	63%
3ª RTP	61%
4ª RTP	72%

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, uma análise de sensibilidade foi realizada, alterando-se o parâmetro θ da função de valor multiatributo, sem modificação no ordenamento das alternativas. Essa análise mostra que os resultados são robustos a mudanças neste parâmetro.

Com isso, pode-se observar que, de maneira geral, os ciclos regulatórios obtiveram uma avaliação mediana quanto à efetividade da regulação. Evidentemente, ainda há muito espaço para aprimoramentos que garantam a melhoria neste desempenho. Cabe, a partir dos resultados, mapear possíveis direcionamentos a serem priorizados na proposição de inovações regulatórias a respeito do tema.

Com base na aplicação da métrica, é possível realizar uma análise dos resultados segregada pelos critérios de avaliação da regulação. O desempenho em cada critério indica os pontos de fragilidade ou de adequabilidade associados a cada metodologia regulatória. Para isso, é importante identificar as relações de

⁴⁹ Vale explicitar que esses valores não necessariamente são factíveis, de forma que não se espera que o regulador desempenhe 100% em algum ciclo tarifário dentro da escala utilizada neste estudo. Outras escalas poderiam ser utilizadas, sem prejuízo na mudança do ordenamento dos ciclos tarifários.

causalidade, tendo em vista a evolução da regulamentação. No entanto, este exercício não é trivial e a aplicação da métrica permite apenas que sejam feitas suposições iniciais sobre as causas de piora ou melhora na avaliação entre os ciclos. A comprovação destas suposições somente é possível mediante profundo estudo da relação causa-efeito das alterações regulatórias, o qual foge ao escopo deste trabalho, pois deve incluir, ainda, análises de fatores exógenos que possam ter influenciado os resultados de cada ciclo regulatório (por exemplo, uma crise econômica).

A Tabela 4.6 sintetiza o resultado do ranqueamento dos ciclos em cada critério e a aplicação da métrica serve para o mapeamento dos aspectos a serem aprimorados em cada processo tarifário. Em resumo, a 4ª RTP obteve o melhor desempenho entre as revisões regulatórias, o que denota um progresso evolutivo na efetividade da regulamentação. No entanto, há critérios em que esta progressão não ocorreu. Sendo assim, cabe avaliar os motivos para esta piora no desempenho específico, como forma de identificar aprimoramentos efetivos para o próximo ciclo tarifário.

Além disso, a análise histórica dos ciclos regulatórios possibilita realizar um levantamento ao longo de todo o período de atuação do modelo regulatório de PNT, no qual se pretende identificar alterações que possam explicar o desempenho de cada ciclo em relação a cada critério. Este processo pode indicar medidas que foram adequadas ou que deveriam ser evitadas para a proposição de inovações.

Tabela 4.6: Classificação dos Ciclos de Revisão Tarifária

Crítérios	Revisão Tarifária	Classificação
Crítério 1: Promover eficiência energética	2ª RTP	3
	3ª RTP	1
	4ª RTP	2
Crítério 2: Garantir sustentabilidade econômico-financeira	2ª RTP	1
	3ª RTP	3
	4ª RTP	2
Crítério 3: Garantir tarifas módicas	2ª RTP	3
	3ª RTP	2
	4ª RTP	1
Crítério 4: Estabelecer incentivos regulatórios coerentes à capacidade de resposta das empresas	2ª RTP	3
	3ª RTP	1
	4ª RTP	2
Crítério 5: Estabelecer incentivos regulatórios que abranjam todo o setor de distribuição	2ª RTP	2
	3ª RTP	3
	4ª RTP	1
Crítério 6: Garantir a qualidade de informações críticas	2ª RTP	2
	3ª RTP	3
	4ª RTP	1

Fonte: Elaboração própria.

A razão para o desempenho superior da 4ª RTP em seu melhor resultado comparativo reside no fato de manifestar um melhor desempenho em todos os indicadores, com exceção dos indicadores 1 (redução de perdas), 2 (grau de factibilidade das metas impostas) e 7 (vulnerabilidade financeira das empresas). Em contrapartida, o melhor desempenho comparativo em relação aos indicadores 11

(capacidade de estimação de perdas gerenciáveis e não gerenciáveis), 9 (sensibilidade ao contexto socioeconômico) e 10 (acurácia de segregação de perdas técnicas e não técnicas), nesta ordem de importância, foram determinantes para o melhor desempenho deste ciclo.

Observa-se que o mau desempenho nos indicadores 1 (redução de perdas), 2 (grau de factibilidade das metas impostas) e 7 (vulnerabilidade financeira das empresas) refletiu em uma piora nos critérios de avaliação 1 (eficiência energética), 2 (sustentabilidade do mercado) e 4 (coerência dos incentivos). Portanto, pode-se supor que a 4ª RTP pressionou as distribuidoras com metas não tão condizentes com o desempenho das empresas, dado o resultado no critério 4, o que pode ter prejudicado o desempenho financeiro do setor, indicado no critério 2. Em contrapartida, estas medidas não resultaram em uma redução de perdas superior aos ciclos anteriores, demonstrado pelo resultado no critério 1.

De fato, externalidades ao setor elétrico, como a crise econômica dos últimos anos no país ou o aumento dos custos de aquisição de energia no período de escassez hídrica⁵⁰, podem ter afetado, em certa medida, os resultados quantitativos de desempenho do setor, independente da efetividade da regulação da 4ª RTP. Dito isso, as suposições aqui mencionadas servem apenas para uma reflexão sobre possíveis efeitos a serem considerados como pontos de atenção para a proposição de inovações regulatórias que garantam um melhor desempenho da regulação.

⁵⁰ O período de crise econômica reflete na deterioração de diversos aspectos financeiros e socioeconômicos do sistema. Em consequência, mais usuários de energia elétrica tornam-se inadimplentes ou passam a adotar práticas ilegais para obter a energia. Isso afeta diretamente o desempenho do setor no combate às perdas, constituindo uma ação externa a ser considerada na análise da efetividade da regulação. Da mesma forma, o aumento de custos da energia reflete em um maior valor monetário das perdas, o que pode, naturalmente, enviesar o desempenho das empresas no seu combate e aumentar o impacto financeiro causado pelas perdas não reconhecidas.

Ao estender a análise para os demais ciclos, nota-se que a 3ª RTP apresentou melhor desempenho nos indicadores 1 (redução de perdas) e 2 (grau de factibilidade das metas impostas), enquanto a 2ª RTP demonstrou a melhor performance no indicador 7 (vulnerabilidade financeira das empresas). O indicador 2 teve um peso significativo para compor o critério 4 (coerência dos incentivos), por isso a 3ª RTP obteve o melhor desempenho neste critério.

Na comparação exclusiva entre a 2ª RTP e a 3ª RTP, observa-se que a 2ª RTP performou melhor nos indicadores 5 (evolução do número de empresas dentro dos limites de PNT), 7 (vulnerabilidade financeira das empresas), 9 (sensibilidade ao contexto socioeconômico) e 11 (capacidade de estimação de perdas gerenciáveis e não gerenciáveis), relacionados aos critérios que abrangem incentivos regulatórios coerentes, garantia de sustentabilidade econômica das empresas e garantia de informações de qualidade.

Entretanto, a melhor performance da 2ª RTP com relação ao indicador 5 (evolução do número de empresas dentro dos limites de PNT) não foi suficiente para fazer com que o critério de garantia de incentivos regulatórios coerentes se sobrepusesse aos resultados relativamente melhores da 3ª RTP no que diz respeito aos indicadores 2 (grau de factibilidade das metas impostas), 3 (reação das empresas ao incentivo) e 4 (atingimento das metas pelas empresas). O mesmo não ocorreu em relação ao critério relacionado ao estabelecimento de incentivos regulatórios abrangentes ao setor de distribuição, pois a 2ª RTP apresentou um melhor desempenho relativo do indicador 9 (sensibilidade ao contexto socioeconômico), o qual possui maior peso frente ao indicador 6 (similaridade de reação ao incentivo) para compor o critério 5 (incentivos regulatórios que abrangem todo o setor de distribuição).

Em resumo, a análise dos resultados de aplicação da métrica desenvolvida permite supor que a 2ª RTP trouxe inovações importantes para o aprimoramento do

tratamento de PNT, as quais, em um primeiro momento, induziram a uma avaliação relativamente boa para o ciclo. No entanto, a evolução deste modelo regulatório para a 3ª RTP não sinalizou melhora em aspectos relevantes, o que induziu a uma avaliação pior. A partir dos insucessos da 3ª RTP, a 4ª RTP aparenta ter um desempenho melhor por, justamente, tentar ajustar algumas fragilidades observadas no ciclo anterior.

Portanto, a aplicação da métrica apresentada é importante por permitir identificar os efeitos que as alterações nas regras entre as revisões regulatórias causaram no setor e analisar a adequabilidade destes efeitos frente aos objetivos da regulação. Com isso, é possível mapear os melhores caminhos para o desenvolvimento de proposições de aprimoramento da regulação. Adicionalmente, a análise individualizada do resultado dos indicadores possibilita endereçar a priorização de alternativas regulatórias, a partir da identificação dos indicadores que estão com piores *scores* na escala de avaliação, de acordo com os resultados apresentados nas Tabelas 4.3 e 4.4.

5 ANÁLISE CRÍTICA DA METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DE METAS PARA PERDAS NÃO TÉCNICAS NO BRASIL

O presente capítulo tem como objetivo apresentar uma revisão crítica da metodologia de tratamento regulatório utilizada pela ANEEL para as PNT. Esta metodologia fundamenta-se na definição de metas de perdas regulatórias a serem reconhecidas na tarifa de energia das distribuidoras, de forma a criar um incentivo à eficiência na prestação do serviço.

Com base nas diretrizes regulatórias para o tratamento das perdas no Brasil, a análise crítica desenvolvida para este capítulo pode ser decomposta em três frentes:

- I Exame do modelo econométrico empregado na estimação dos coeficientes utilizados para calcular o índice de complexidade das empresas;
- II Exame dos critérios de seleção das variáveis utilizadas nos modelos econométricos; e
- III Exame da metodologia geral de definição das metas regulatórias.

Em todas estas frentes, é importante considerar aspectos já debatidos ao longo do processo evolutivo da metodologia regulatória. Destaca-se que a evolução da metodologia é um ponto positivo no trabalho de aperfeiçoamento realizado pela ANEEL, de modo a desafiar as distribuidoras a buscar maior eficiência, já a partir do segundo ciclo tarifário.

Entretanto, também é possível identificar fragilidades do modelo, as quais levantam alguns questionamentos quanto à sua aplicação. Por exemplo, será que a regulação está dando os sinais corretos de incentivo? Além disso, será que as regras estão compatíveis com a heterogeneidade entre o contexto de combate às perdas

das diferentes áreas de concessão do país? E, por fim, em quais aspectos metodológicos poderiam ser implementadas inovações regulatórias para aperfeiçoar o modelo e garantir a melhoria na efetividade da regulação de perdas?

Neste sentido, deve-se mencionar que, além da redução de perdas, o modelo regulatório deve garantir um equilíbrio econômico capaz de proporcionar condições suficientes para que as concessionárias alcancem um nível aceitável de perdas. De acordo com essas considerações, a análise crítica do tratamento regulatório de PNT busca mapear e identificar os pontos de fragilidade do modelo para melhor endereçar as inovações regulatórias que ataquem estes problemas. Para isso, este capítulo apresenta um estudo regulatório, incluindo uma avaliação econométrica do modelo, para consolidar críticas em cada uma das frentes de análise mencionadas.

Em resumo, o presente capítulo revela que, apesar dos avanços na regulação de perdas, nota-se, ainda, a existência de algumas fragilidades que carecem de aprimoramento metodológico. Além disso, alguns aspectos são questionados, como o fato de a metodologia regulatória se basear em uma plataforma única de comparação entre empresas com elevada heterogeneidade, resultando em um grande número de exceções às regras gerais. As críticas direcionadas ao modelo econométrico apontam para problemas de correlação serial e na distribuição estatística dos erros que podem estar prejudicando o modelo.

Adicionalmente, chama-se a atenção para os problemas endereçados pelas empresas quanto aos limites para segregação dos grupos das concessionárias pequenas/grandes, os quais, em análise de *cluster* realizada, se mostra ineficiente. Nesta pesquisa, porém, demonstra-se que o número ótimo, a partir dos critérios definidos, seria a existência de três grupos de *clusters*. Inclusive, a utilização de um número maior de grupos poderia apresentar efeitos positivos no tratamento dos *outliers*, traduzindo-se em resultados mais robustos do modelo de complexidade.

Em relação às variáveis utilizadas, verificam-se problemas relacionados ao possível viés de variável omitida, à falta de clareza na seleção de algumas variáveis e à possibilidade da existência de multicolinearidade entre as variáveis com dimensões mais próximas.

Por fim, analisamos os efeitos da crise econômica desencadeada pela COVID-19 nas variáveis socio econômicas do modelo de complexidade da ANEEL, visando avaliar os possíveis impactos nas Perdas Não Técnicas de Energia.

5.1. EXAME DO MODELO ECONOMETRICO EMPREGADO NA ESTIMAÇÃO DOS COEFICIENTES UTILIZADOS PARA CALCULAR O ÍNDICE DE COMPLEXIDADE DAS EMPRESAS

A metodologia regulatória atual visa considerar as especificidades das distribuidoras que atuam em áreas de diferentes níveis de complexidade socioeconômica. Neste sentido, o modelo de complexidade proposto pela ANEEL é uma ferramenta que tem por objetivo fim tratar as empresas com maior isonomia no que tange ao combate de PNT. Entretanto, verifica-se que este modelo não possui um grande poder explicativo das perdas e existe espaço para melhora na especificação do mesmo, reduzindo problemas como vieses nos estimadores, heterocedasticidade e omissão de variáveis⁵¹.

No intuito de subsidiar a análise sobre o modelo de complexidade da ANEEL, primeiramente, foram construídas réplicas dos modelos C, G e K, com base nas métricas da quarta revisão periódica verificada em ANEEL (2015). Estas

⁵¹ Vale lembrar que existe uma dificuldade considerável em encontrar variáveis que mensurem a efetividade e o esforço no combate às perdas por parte das concessionárias.

réplicas são necessárias para permitir confrontar os resultados com aqueles obtidos na metodologia utilizada pela Agência. As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam os resultados das réplicas utilizadas na análise, para cada um dos modelos da ANEEL.

Figura 5.1: Réplica do modelo C da ANEEL

```
. xtreg y2 sub2 lixo_u pob2 mbr_mblmbr inad, re sa vce(conventional)

Random-effects GLS regression           Number of obs   =       605
Group variable: num                     Number of groups =       61

R-sq:  within = 0.1281                   Obs per group:  min =        8
      between = 0.5836                                     avg  =       9.9
      overall  = 0.5617                                     max  =       10

corr(u_i, X) = 0 (assumed)                Wald chi2(5)    =      143.71
                                           Prob > chi2     =       0.0000
```

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
sub2	1.940579	.4552445	4.26	0.000	1.048316	2.832842
lixo_u	-.1792394	.0540136	-3.32	0.001	-.2851042	-.0733746
pob2	.2431684	.0547391	4.44	0.000	.1358817	.3504551
mbr_mblmbr	-.1017717	.0460871	-2.21	0.027	-.1921008	-.0114427
inad	1.380426	.2794467	4.94	0.000	.8327207	1.928132
_cons	.1449956	.0576055	2.52	0.012	.032091	.2579002
sigma_u	.13474456					
sigma_e	.04082332					
rho	.91592728	(fraction of variance due to u_i)				

```
.
end of do-file
```

Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.2: Réplica do modelo G da ANEEL

```

. xtreg y2 sub2 lixo_u gini inad, re sa vce(conventional)

Random-effects GLS regression           Number of obs   =       605
Group variable: num                    Number of groups =       61

R-sq:  within = 0.1079                 Obs per group:  min =      8
      between = 0.5504                   avg =           9.9
      overall = 0.5285                   max =          10

Wald chi2(4) = 111.83
corr(u_i, X) = 0 (assumed)             Prob > chi2     =  0.0000

```

y2	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
sub2	1.917522	.5062385	3.79	0.000	.9253128 2.909731	
lixo_u	-.26504	.0458501	-5.78	0.000	-.3549044 -.1751755	
gini	.1719471	.0988584	1.74	0.082	-.0218117 .365706	
inad	1.47157	.2825989	5.21	0.000	.9176868 2.025454	
_cons	.1688356	.0802945	2.10	0.035	.0114613 .3262099	
sigma_u	.15634221					
sigma_e	.04198356					
rho	.93273858	(fraction of variance due to u_i)				

```

.
end of do-file

```

Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.3: Réplica do modelo K da ANEEL

```

. xtreg y2 sub2 lixo_u pob2 mbr_mbt vio, re sa vce(conventional)

Random-effects GLS regression           Number of obs   =       602
Group variable: num                     Number of groups =        61

R-sq:  within = 0.0498                   Obs per group: min =         7
      between = 0.5744                               avg =         9.9
      overall  = 0.5444                               max =        11

                                           Wald chi2(5)    =       87.23
corr(u_i, X) = 0 (assumed)                Prob > chi2     =       0.0000

```

y2	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
sub2	2.122047	.474316	4.47	0.000	1.192404	3.051689
lixo_u	-.1756391	.0552878	-3.18	0.001	-.2840011	-.067277
pob2	.2047599	.0586185	3.49	0.000	.0898698	.31965
mbr_mbt	-.1839514	.0607872	-3.03	0.002	-.3030922	-.0648107
vio	.000816	.0003643	2.24	0.025	.000102	.0015301
_cons	.1756905	.0586614	2.99	0.003	.0607164	.2906647
sigma_u	.14420026					
sigma_e	.04476644					
rho	.9120951 (fraction of variance due to u_i)					

```

.
end of do-file

```



















Fonte: Elaboração própria.

A reprodução dos modelos serviu de referência para a realização de testes estatísticos que permitiram melhor avaliar o comportamento do modelo, a partir do que se comprovou a existência de correlação serial entre os modelos. As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os gráficos de correlação e autocorrelação dos resíduos para as réplicas dos modelos C, G e K, respectivamente.

Figura 5.4: Correlogramas do Modelo C

Sample: 2001 2013

Included observations: 605



















Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.899	0.899	491.35	0.000
		2	0.799	-0.049	879.98	0.000
		3	0.699	-0.056	1177.8	0.000
		4	0.599	-0.054	1397.4	0.000
		5	0.499	-0.067	1550.0	0.000
		6	0.399	-0.067	1647.7	0.000
		7	0.300	-0.067	1702.9	0.000
		8	0.200	-0.081	1727.5	0.000
		9	0.100	-0.083	1733.6	0.000

Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.5: Correlogramas do Modelo G

Sample: 2001 2013

Included observations: 605

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.899	0.899	491.39	0.000
		2	0.799	-0.049	880.05	0.000
		3	0.699	-0.056	1177.9	0.000
		4	0.599	-0.054	1397.5	0.000
		5	0.499	-0.067	1550.1	0.000
		6	0.399	-0.067	1647.8	0.000
		7	0.300	-0.067	1703.0	0.000
		8	0.200	-0.081	1727.6	0.000
		9	0.100	-0.083	1733.7	0.000

Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.6: Correlogramas do Modelo K

Sample: 2001 2013

Included observations: 602

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.897	0.897	487.27	0.000
		2	0.796	-0.047	871.42	0.000
		3	0.696	-0.050	1165.6	0.000
		4	0.595	-0.066	1380.8	0.000
		5	0.494	-0.064	1529.2	0.000
		6	0.392	-0.068	1623.2	0.000
		7	0.291	-0.073	1674.9	0.000
		8	0.191	-0.071	1697.3	0.000
		9	0.090	-0.089	1702.3	0.000
		10	0.000	-0.033	1702.3	0.000

Fonte: Elaboração própria.

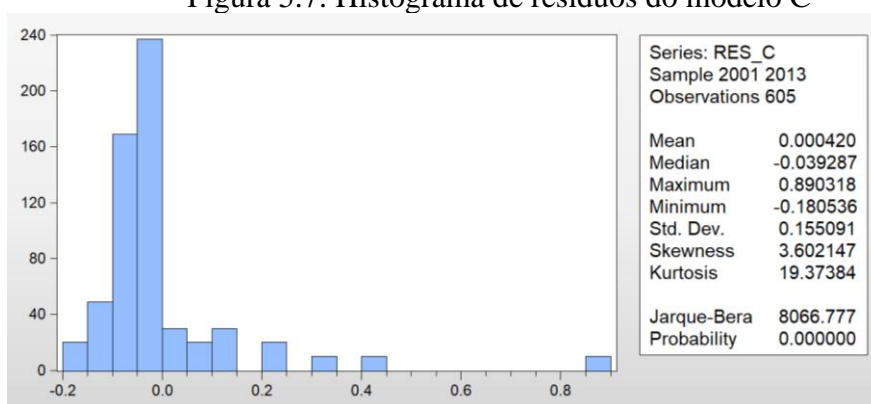
Os correlogramas apresentados indicam um processo autorregressivo do tipo AR(1)⁵² nos resíduos dos modelos, implicando em estimativas enviesadas de erro e prejudicando a estimação da significância das variáveis incluídas no modelo e o seu poder explicativo. Esta correlação poderia ser corrigida por meio de metodologias indicadas pela própria ANEEL em suas notas técnicas (ANEEL, 2008a; 2011; 2015). Mesmo assim, a Agência optou por não corrigir o problema de correlação serial do modelo, com a justificativa de que a mesma não mudaria o ordenamento das distribuidoras.

No entanto, entende-se que esta simplificação implica em uma ineficiência no modelo e, conseqüentemente, em impactos sobre a formação dos *benchmarks*. Vale destacar que não apenas o valor dos parâmetros dos regressores é utilizado no cálculo da meta, posto que os erros quadráticos do modelo interferem na construção da matriz de probabilidades empregada na definição das metas das distribuidoras.

⁵² Notação utilizada para representar um modelo autorregressivo de ordem 1 (BOX; PIERCE, 1970).

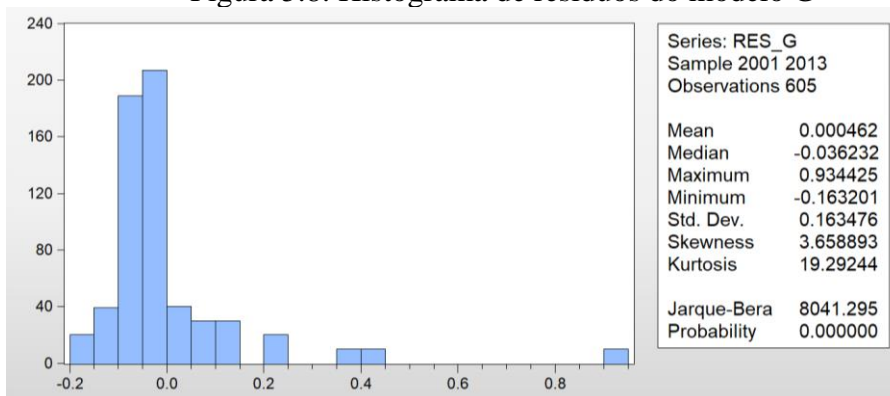
As Figuras 5.7, 5.8 e 5.9 mostram os histogramas dos resíduos dos modelos C, G e K, respectivamente, a partir dos quais se nota que os resíduos do modelo não seguem uma distribuição normal em nenhum dos modelos utilizados. Isso pode ser comprovado através do teste de *Jarque-Bera*⁵³, o qual revela uma probabilidade dos resíduos serem normais de, aproximadamente, zero. Como consequência, alguns testes estatísticos tornam-se inválidos, pois assumem a existência de condições de normalidade para aplicação.

Figura 5.7: Histograma de resíduos do modelo C



Fonte: Elaboração própria.

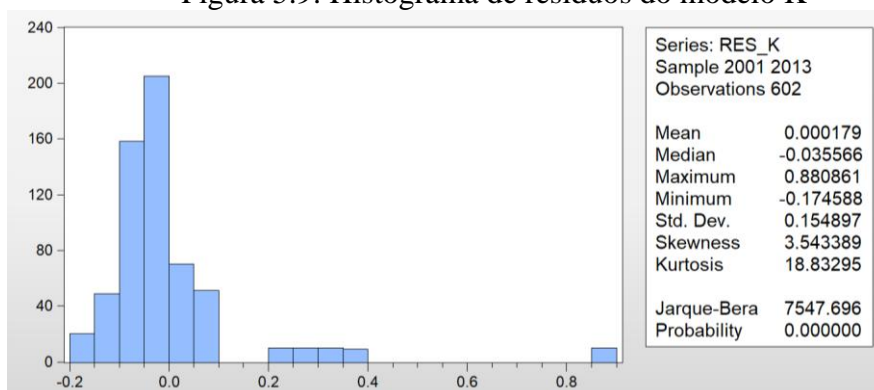
Figura 5.8: Histograma de resíduos do modelo G



Fonte: Elaboração própria.

⁵³ Teste utilizado para identificar a normalidade da distribuição dos resíduos do modelo (JARQUE; BERA, 1980).

Figura 5.9: Histograma de resíduos do modelo K



Fonte: Elaboração própria.

Segundo Asevedo (2011), a distribuição das perdas verificadas não é normal e uma saída para este problema seria o uso de um modelo baseado em Modelos Lineares Generalizados (MLG), pois eles não pressupõem normalidade da distribuição e possuem uma aplicação relativamente simples. Outra alternativa seria utilizar modelos de análise de fronteira de eficiência, tendo a variável PNT como uma das variáveis que estabelece o índice de eficiência (DE SOUSA XAVIER; SEMOLINI, 2018; QUEIROZ *et al.*, 2017).

A opção por esse modelo seria uma mudança significativa no modelo utilizado pela Agência e, caso utilizado de forma mais simplificada, desconsideraria o impacto de variáveis socioeconômicas, tendo em vista que a mesma tende a ser tratada como um produto do modelo e os custos operacionais e totais como um insumo. Para contornar este problema, poderia ser estudada a possibilidade de se utilizar apenas as PNT gerenciáveis, as quais, por definição, seriam uma função dos esforços de combate das empresas.

Outras propostas identificadas para lidar com a modelagem das perdas pressupõe análises baseadas em *data mining* e análises por meio de regressões logísticas, de discriminantes, de *clusters*, de algoritmos genéticos e de redes neurais artificiais. Entretanto, os escopos de aplicação ainda estão restritos, considerando o

nível de combate às perdas, pelas distribuidoras, realizado por meio da identificação de unidades consumidoras suspeitas (PENIN, 2008; QUEIROGA E MENDONÇA, 2005; EVALDT, 2014; RAMOS, 2010).

Independente das alternativas aventadas, é importante ressaltar que, tanto a autocorrelação serial, como o comportamento dos resíduos, demonstra fragilidades do modelo, que precisam ser ajustadas. Da mesma forma, destaca-se o comportamento autorregressivo das perdas, conforme discutido na Seção 3.2 deste livro, o qual exige algum tipo de tratamento para contornar problemas na análise dos dados. Com esse propósito, é possível utilizar, na modelagem, uma metodologia comum de dados em painel.

Em crítica ao modelo da ANEEL, Asevedo (2011) defende:

“Em sua contribuição, a ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica), com o auxílio técnico do núcleo de pesquisas econômicas e energéticas da FGV (Fundação Getúlio Vargas), fez menção ao uso do modelo de dados em painel empregado pela ANEEL. A ABRADÉE lembra que a agência reguladora aplica um painel com efeitos aleatórios e utiliza, em sua base de dados, informações de perdas não técnicas de todas as distribuidoras presentes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A crítica apresentada pela Associação é amparada na literatura econométrica, que defende o modelo de dados em painel com efeitos aleatórios somente em situações em que os dados utilizados na modelagem são provenientes de amostras muito menores do que a população de estudo, para que, aí sim, faça sentido a captura dos “efeitos aleatórios” que seriam provenientes exatamente da aleatoriedade amostral.” (ANEEL, 2014)

De fato, a opção pelo modelo de efeitos aleatórios permitiria o isolamento de efeitos relacionados à área de concessão que não variam no tempo. Entretanto, deve-se averiguar a existência de correlação entre os efeitos individuais e outros

regressores presentes no modelo. Destaca-se que o modelo de efeitos aleatórios somente deve ser considerado no caso em que não existe esta correlação.

No caso do modelo utilizado atualmente pela ANEEL, a existência dessa correlação fica evidenciada pelo Teste de Hausman (HAUSMAN, 1978), devendo-se optar pelo modelo de efeitos fixos, sob a pena de se obter estimadores inconsistentes. Portanto, entende-se ser necessário utilizar o Teste de Hausman para futuras opções entre os modelos de efeitos fixos e de efeitos aleatórios, ou apresentar argumentos adicionais que justifiquem esta escolha do ponto de vista estatístico.

Por fim, destaca-se, ainda, o problema do uso exclusivo de variáveis não-gerenciáveis pelas empresas, como possíveis variáveis explicativas. Desta forma, a Agência deixa de considerar variáveis que poderiam ajudar no ajustamento do modelo, criando, inclusive, uma tendência à manutenção de possíveis vieses de variável omitida. Nota-se que esta tendência ocorre pela própria abordagem da Agência, que privilegia um modelo de complexidade restrito, em detrimento de um modelo mais amplo de perdas.

Além dos problemas mencionados acima, uma questão mais geral está relacionada à falta de clareza no processo de seleção das variáveis. Embora a ANEEL tenha apresentado quais variáveis foram consideradas para a inclusão no modelo, o processo de eliminação das mesmas não é claro. Existe, por parte da Agência, o entendimento de que o fenômeno das perdas não técnicas é de difícil explicação, mas passaria pela questão socioeconômica. Como não se sabe exatamente quais são as variáveis que estão correlacionadas com este fenômeno, a Agência propôs diversas variáveis dentro de dimensões específicas, como infraestrutura, precariedade, pobreza, etc.

Ao longo de todos os ciclos tarifários, foram avaliadas cerca de 70 variáveis propostas como possíveis de explicarem as PNT. Destaca-se que o grande número

de variáveis explicativas elencadas e a falta de um modelo teórico bem definido na literatura, que aponte os principais canais pelos quais as variáveis socioeconômicas afetariam as PNT, tornam inviável uma análise manual de inclusão ou exclusão de variáveis explicativas que não estivesse fortemente associada às subjetividades.

5.2. EXAME DOS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DAS VARIÁVEIS UTILIZADAS NOS MODELOS ECONOMETRÍCOS

Ao longo dos anos, a seleção do conjunto de variáveis socioeconômicas variou conforme os diferentes ciclos de revisões tarifárias das distribuidoras. O primeiro ciclo de revisão tarifária não considerou o estudo de variáveis socioeconômicas das áreas de concessão em sua metodologia para cálculo de metas de perdas. A partir do segundo ciclo, contudo, passaram a ser aplicadas as variáveis socioeconômicas e as bases de dados utilizadas, assim como as metodologias, as motivações e as justificativas para a inclusão ou exclusão de uma determinada variável, foram apresentadas, pelo regulador, nas notas técnicas de consolidação dos processos de revisão (ANEEL, 2008a; 2011; 2015).

É possível verificar que as variáveis socioeconômicas presentes nas metodologias da ANEEL podem ser divididas em cinco dimensões principais:

- i. Violência;
- ii. Desigualdade e renda;
- iii. Precariedade e informalidade;
- iv. Infraestrutura; e
- v. Comprometimento da renda e inadimplência.

Como consequência, as simulações procuram considerar ao menos uma variável para cada dimensão e evitar o uso de variáveis com alta correlação serial. Via de regra, a determinação das variáveis seguiu os seguintes critérios:

significância estatística dos coeficientes, sinal dos coeficientes e relevância da variável para o poder explicativo das PNT.

No entanto, foram identificados alguns estudos abordando criticamente o modelo utilizado, nos quais foram verificadas sugestões acerca da inclusão de novos indicadores e áreas temáticas. Dentre estes, citam-se⁵⁴:

- i. Custo de vida;
- ii. Dificuldades de mobilidade na região;
- iii. Presença de dinâmicas específicas correlacionadas com o clima, em decorrência do perfil de uso da energia na área de concessão;
- iv. Diferenciação maior em função do porte;
- v. Grau de universalização;
- vi. Intensidade da indigência;
- vii. Índice de posse de bens;
- viii. Taxa de urbanização;
- ix. Percentual de pessoas em favelas;
- x. Adensamento domiciliar;
- xi. Consumidores que fazem uso de sistemas de irrigação; e
- xii. Áreas de restrição operativa.

No intuito de mapear potenciais aprimoramentos relativos à inserção de novas variáveis, a sequência do texto apresentará uma análise mais detalhada, em relação àquela realizada no Capítulo 2, do processo de seleção das variáveis em cada dimensão. Isto é feito para demonstrar as variáveis que já foram testadas e entender o porquê de terem sido selecionadas, ou não, para o modelo, de forma a proporcionar um maior embasamento para a discussão de novas variáveis a serem avaliadas.

⁵⁴ Os itens (i), (ii), (iii), (iv) foram sugeridos por ACENDE (2017). Os itens (v), (vi), (vii), (viii), (ix), (x) foram identificados em Araújo (2007). O item está em Asevedo (2011).

5.2.1. Dimensão violência

A violência é um fator social, frequentemente relacionado às PNT. Logo, espera-se que exista uma correlação positiva entre o grau de violência de uma determinada área e o nível de PNT desta mesma área. Isso poderia ser explicado pelos efeitos negativos derivados da falta de fiscalização e de punição por parte do Estado.

Em sua primeira abordagem, no segundo ciclo de revisões tarifárias, a dimensão “violência” foi representada pelo indicador “número de óbitos por agressão”, disponibilizado pelo Sistema de Informação sobre Mortalidade (SIM/DATASUS), com abrangência municipal. A construção da variável ocorreu através da razão entre a soma do número de óbitos por agressão dos municípios que compõem a área de concessão e a população total desta área. No terceiro ciclo, esta variável foi mantida na metodologia do índice de complexidade.

Já na transição para o quarto ciclo, foram sugeridas, durante os processos de audiências públicas, a inserção da variável “óbitos por agressão acumulado em cinco anos”, a fim de considerar os efeitos cumulativos da violência. Todavia, apesar de significativa, a variável “óbitos por agressão”, já utilizada nas metodologias anteriores, apresentou um resultado estatístico superior, optando-se por sua permanência no modelo. Por sua vez, a variável “crimes violentos” (tentativa de homicídio, crimes resultantes em mortes e crimes violentos letais intencionais) não se mostrou estatisticamente significativa.

5.2.2. Dimensão renda e desigualdade

Ao longo dos ciclos de revisões tarifárias, as dimensões “renda e desigualdade” apareceram associadas de forma complementar. No Brasil, as principais fontes de dados utilizadas nas análises de distribuição de renda são o

Censo Demográfico, a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) e a Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF), divulgadas pelo IBGE.

O conceito de pobreza é frequentemente avaliado por meio da proporção de pessoas ou domicílios com renda ou consumo abaixo de uma determinada linha de pobreza. Esta, por sua vez, se caracteriza por um valor mínimo arbitrado em esfera política e definido como linha de corte monetária para a satisfação de necessidades básicas. Posto isto, verifica-se que a falta de poder aquisitivo da população localizada abaixo da linha da pobreza pode estar associada ao furto de energia elétrica.

Apesar de apresentadas em uma mesma dimensão, a desigualdade não é, necessariamente, sinônimo de pobreza. A desigualdade revela a diferença existente entre os níveis de padrões de vida, na maior parte dos casos por meio das diferenças entre quantitativos de renda e de consumo. Em geral, o aumento da desigualdade está relacionado ao desarranjo social e à redução da qualidade de vida, dois fatores que estão, frequentemente, relacionados às PNT.

De acordo com a ANEEL (2008), as áreas de concessão com alta desigualdade e que abrangem populações de baixa renda, cujas despesas com consumo de energia elétrica apresentam maior peso no orçamento familiar, estão mais propensas a níveis de perdas não técnicas mais elevados. Diante deste contexto, a o segundo ciclo de revisões tarifárias aborda esta dimensão por meio da variável de “percentual de pessoas vivendo abaixo da linha da pobreza”, obtida pela PNAD (2001-2006) e pelo Censo 2000.

Durante o terceiro ciclo de revisões tarifárias, houve uma ampliação desta dimensão para capturar aspectos relacionados tanto à pobreza, quanto à desigualdade. Com isso, esta dimensão passou a contar com três variáveis. Pode-se dizer que, para a avaliação da pobreza, foram inseridas as variáveis “percentual de pessoas com renda domiciliar *per capita* inferior a meio salário mínimo” e

“percentual de chefes de família com renda até três salários mínimos”⁵⁵, enquanto que, para a avaliação de desigualdade, passou-se a considerar a variável “índice de Gini”⁵⁶.

A partir do quarto ciclo, a variável “percentual de chefes de família com renda até três salários-mínimos” foi retirada, ficando somente a variável “percentual de pessoas com renda *per capita* até meio salário-mínimo”. A noção de desigualdade continuou sendo mensurada pelo índice de Gini.

Com base na análise destas variáveis, é importante mencionar que o uso da renda *per capita* não reflete de forma eficiente fenômenos como a concentração e a desigualdade de renda. Afinal, este conceito de variável não informa a maneira como a renda está distribuída na população. Em geral, para as análises de renda e desigualdade, deve-se considerar os valores de renda domiciliar *per capita* (RDGP), já que esta leva em conta o tamanho e o efeito da distribuição da renda no interior das famílias e dos grupos populacionais.

Existem, também, diversas críticas quanto ao uso de faixas de rendimento em salários-mínimos, pois, além de os rendimentos apresentarem uma distribuição bastante assimétrica, o valor do salário mínimo é resultante de uma determinada política econômica vigente, podendo incorrer em ganhos ou perdas reais no tempo (IBGE, 2017).

Outro indicador frequentemente utilizado para capturar a desigualdade é a “razão entre os rendimentos médios do trabalho principal dos 10% com os maiores rendimentos e os 40% com os menores rendimentos”, também conhecido como

⁵⁵ A hipótese levantada para tal variável considera que, em domicílios pertencentes a esta faixa de renda, os chefes de família apresentariam um padrão de comportamento no qual priorizariam atender as necessidades de consumo básicas e de aquisição de bens duráveis domésticos, colocando a fatura de energia elétrica fora da lista de prioridades e optando por meios fraudulentos de usufruir da eletricidade (ANEEL 2010).

⁵⁶ Medida que reflete o grau de concentração de determinada distribuição, onde o valor zero corresponde à perfeita igualdade e o valor um à desigualdade máxima (IBGE, 2018).

Índice de Palma. Em teoria, este índice fornece uma medida mais sensível sobre desigualdade quando comparado com o Gini, pois possui como foco os extremos da distribuição ao invés da distribuição como um todo.

A análise do topo e da base da distribuição são especialmente importantes para o direcionamento de políticas públicas, como a política fiscal e transferência de renda. Por outro lado, o coeficiente de Gini apresenta maior estabilidade na análise de séries históricas, nas quais as extremidades da distribuição tendem a ser mais impactadas pela variabilidade econômica (IBGE, 2017).

5.2.3. Dimensão precariedade e informalidade

No decorrer das revisões tarifárias, a dimensão “precariedade e informalidade” esteve, quase sempre, associada às condições habitacionais da população. Estas condições podem envolver tanto a situação de acesso a serviços, equipamentos, infraestrutura e habitabilidade (adensamento e adequação da estrutura física), quanto a acessibilidade (ônus excessivo com aluguel e moradia) e a localização (tempo de deslocamento). Neste contexto, o conceito de domicílios subnormais foi, frequentemente, utilizado nas metodologias das revisões.

Os domicílios classificados como subnormais pertencem às áreas cadastrais de coleta de informações, definidas como setores censitários especiais do tipo aglomerados subnormais. Posto isto, segundo o IBGE (2010), os aglomerados subnormais podem ser definidos como:

“(...) um conjunto constituído de, no mínimo, 51 unidades habitacionais (barracos, casas, etc.) carentes, em sua maioria, de serviços públicos essenciais, ocupando ou tendo ocupado, até período recente, terreno de propriedade alheia (pública ou particular) e estando dispostas, em geral, de forma desordenada e/ou densa. A identificação dos aglomerados subnormais é feita com base nos seguintes critérios: a) ocupação ilegal da terra, ou seja, construção

em terrenos de propriedade alheia (pública ou particular) no momento atual ou em período recente (obtenção do título de propriedade do terreno há dez anos ou menos); e b) possuir pelo menos uma das seguintes características: urbanização fora dos padrões vigentes - refletido por vias de circulação estreitas e de alinhamento irregular, lotes de tamanhos e formas desiguais e construções não regularizadas por órgãos públicos; ou precariedade de serviços públicos essenciais, tais quais energia elétrica, coleta de lixo e redes de água e esgoto. Os aglomerados subnormais podem se enquadrar, observados os critérios de padrões de urbanização e/ou de precariedade de serviços públicos essenciais, nas seguintes categorias: invasão, loteamento irregular ou clandestino, áreas invadidas e loteamentos irregulares e clandestinos regularizados em período recente.”

De acordo com a ANEEL (2010), além das baixas condições de infraestrutura encontradas e do limitado acesso aos serviços de energia elétrica, em alguns desses locais adiciona-se a dificuldade de acesso das equipes de fiscalização e manutenção. A fim de considerar o impacto deste fenômeno de informalidade nas PNT, o segundo ciclo de revisões tarifárias inseriu em sua metodologia a variável “percentual de pessoas em domicílios subnormais”.

Em sequência, o terceiro ciclo utilizou a soma das variáveis “percentual de pessoas em domicílios subnormais” (obtida no Censo 2000) e “percentual de pessoas em assentamentos precários” (disponibilizada pelo Ministério das Cidades). Esta mudança teve como motivação o sub-registro dos aglomerados subnormais no Censo 2000, haja vista que a metodologia utilizada até aquele momento excluía da categoria “subnormal” diversos setores censitários que, apesar de considerados não especiais, apresentavam características estruturais de setores precários.

Com o quarto ciclo, o avanço metodológico e tecnológico alcançado no Censo 2010 aumentou, significativamente, o número de registros de aglomerados

subnormais. Desta forma, a variável “percentual de pessoas em assentamentos precários” foi excluída do modelo, restando apenas a variável “percentual de pessoas em domicílios subnormais”. A ANEEL (2014) destaca o ganho de relevância desta dimensão para o índice de complexidade socioeconômica, após as mudanças no Censo 2010.

A partir da análise deste histórico e do entendimento a respeito desta dimensão, destaca-se que a Fundação João Pinheiro (FJP) também desenvolve indicadores para mensurar o déficit habitacional brasileiro. As dimensões analisadas envolvem a noção de déficit, inadequação e demanda habitacional, construídas a partir dos microdados da PNAD de 2007 a 2012. O adensamento excessivo de domicílios, por exemplo, é um dos indicadores calculados pela FJP de grande relevância nos estudos sobre precariedade das habitações. Esta variável indica um número médio de moradores no domicílio acima de três por dormitório.

5.2.4. Dimensão infraestrutura

Em geral, as análises das condições de acesso à infraestrutura envolvem a qualidade da oferta e da gestão dos serviços de água, esgoto, saneamento, coleta de lixo e energia elétrica. Assim como no caso da violência, a carência de oferta de serviços públicos em determinadas áreas está associada à ausência do poder fiscalizador e punitivo do Estado, o que poderia contribuir para a maior incidência de ações ilegais por parte da população.

No segundo ciclo de revisões tarifárias, a cobertura dos serviços públicos foi representada pela variável “percentual de domicílios com cobertura de água encanada”, obtida pelo IBGE por meio do Censo 2000 e da PNAD 2001-2008. Segundo a ANEEL (2008), a ausência do Estado na oferta de serviços públicos, como no caso da água encanada, pode emergir como uma possível motivação para o desrespeito às normas e aos regulamentos sociais. No terceiro ciclo, o modelo de

complexidade manteve esta variável e selecionou, também, a variável “percentual de domicílios com cobertura de lixo”. A partir do quarto ciclo, a variável “percentual de domicílios com cobertura de água” passou a não ser utilizada, pois se mostrou pouco representativa diante da variável “percentual de domicílios com cobertura de lixo urbano”⁵⁷.

Em relação ao uso destes indicadores, o IBGE (2017) destaca que, em locais com baixo adensamento, os serviços de saneamento (abastecimento de água, esgotamento sanitário e coleta de lixo) podem apresentar soluções individuais, como poços artesianos e fossas sépticas. Portanto, esta variável pode não refletir, necessariamente, a existência de condições de infraestrutura precárias.

Para ampliar a análise das variáveis nesta dimensão, destaca-se que o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) também apresenta, anualmente, informações sobre água, esgoto e resíduos sólidos a nível municipal, estadual e nacional. Esses dados são provenientes das instituições prestadoras de serviços públicos e dos órgãos municipais responsáveis. Em resumo, podem ser encontradas informações sobre cobertura, consumo, qualidade, perdas, investimentos, tarifação e dados econômicos setoriais.

5.2.5. Dimensão comprometimento da renda

De acordo com a ANEEL (2010), a inadimplência de dívidas pode estar associada às PNT, pois, em uma situação de endividamento e comprometimento da renda, o furto de energia elétrica surge como solução para garantir o uso da eletricidade. Assim, a inadimplência de outros bens adquiridos geraria um indicativo ao não pagamento da fatura de energia elétrica.

⁵⁷ Esta variável chegou a ser testada considerando apenas a coleta por serviço de limpeza, por ser avaliada como uma coleta de qualidade superior, no entanto a variável original foi estatisticamente superior.

O terceiro ciclo de revisões tarifárias inseriu a dimensão “comprometimento da renda” no modelo, através do uso da variável de “inadimplência do setor de crédito”, fornecida pelo SERASA. Em seguida, o quarto ciclo manteve o conceito desta variável, porém alterou a fonte de dados, passando a utilizar as informações do BACEN. Apesar do SERASA apresentar diversas informações sobre inadimplência (aluguel, conta de luz, condomínio, IPTU, etc.), os dados não foram disponibilizados pela instituição.

Uma proposta de conjunto de variáveis levantada, nas audiências públicas, está fundamentada na hipótese de que em regiões onde os custos com energia elétrica apresentam participação mais elevada na renda, existe uma maior motivação ao furto de energia. A partir dos dados do Censo 2010 e da PNAD, do IBGE, e das informações de fatura média, disponibilizadas pelo SAMP, foi proposta a construção da variável “razão entre a fatura média residencial de energia elétrica e renda média das famílias”⁵⁸ para cada área de concessão. Uma outra versão da variável também foi construída utilizando-se o valor médio da fatura do grupo de baixa tensão incluindo impostos, porém em ambos os casos não foram obtidos níveis de significância estatística com as PNT.

5.2.6. Outras dimensões consideradas

Outros aspectos relativos às perdas, mas que transcendem as dimensões abordadas, também foram avaliados ao longo do processo de evolução da regulação. Por exemplo, desde o segundo ciclo tarifário, discute-se a incorporação da variável “posse de aparelhos de ar-condicionado/aquecedor” como *proxy* para propensão ao furto de energia. Considera-se a hipótese de que, por conta da

⁵⁸ A Pesquisa de Orçamento Familiar (POF) realizada pelo IBGE foi levantada como opção de base de dados, todavia houve receio que esta não capturasse mudanças significativas de comportamento do consumidor ocorridas ao longo do tempo com as alterações tarifárias (ANEEL, 2014).

característica energo-intensiva destes aparelhos, os consumidores que ilegalmente não pagam pela energia teriam maior incentivo a sua compra, além do que mais energia estaria sendo furtada pelo seu uso por consumidores ilegais.

A variável foi testada e obteve elevada significância estatística, todavia não foi incluída no modelo. Sua exclusão apresentou inúmeras justificativas, dentre as quais se destaca a apresentada pela ANEEL (2008):

“Primeiro, porque não foi possível encontrar uma variável correspondente (p. ex., incidência de aquecedor elétrico) para as localidades com clima muito frio e onde, por analogia, também deve existir maior incentivo para se furtar energia para fins de aquecimento. Segundo, porque é razoável esperar que a incidência de ar-condicionado (ou aquecedor, nos lugares frios) é, ao menos em parte, função da PNT. A razão é que, se o ambiente é favorável à fraude e ao roubo de energia e, portanto, o custo efetivo do consumo de energia é menor no orçamento familiar, então existe maior incentivo para se adquirir um ar-condicionado (ou aquecedor). Se essa relação recíproca é verdadeira, então a inclusão da variável implica no problema de endogeneidade no modelo, o que pode gerar estimativas tendenciosas ou mesmo inconsistentes.” (FGV/ABRADEE, 2008; ANEEL, 2008a).

A variável “posse de chuveiros elétricos” segue essa mesma relação causal, no entanto as análises indicaram um comportamento oposto “(...) há (1) Estados com alta incidência de chuveiro elétrico, mas que concentram elevado número de áreas de concessão com perdas baixas e (2) Estados com baixa incidência de chuveiro elétrico, porém onde se encontram empresas praticando perdas elevadas” (ANEEL, 2014).

Outro conjunto de variáveis testadas, mas não incluídas no modelo, refere-se à dimensão “escolaridade”, através das variáveis “percentual de pessoas analfabetas acima de 15 anos” e outras associadas aos anos de estudo da população.

O Quadro 5.1 traz uma síntese do conjunto de variáveis socioeconômicas que foram consideradas como de potencial poder explicativo das PNT. Algumas delas foram testadas e incluídas na metodologia, outras testadas e excluídas e as demais não testadas.

Segundo a ANEEL (2008), em alguns casos questionou-se a existência de uma relação causal entre a variável e às perdas não técnicas, como as perdas no setor de água, o PIB total *per capita* e a densidade demográfica. Houve, também, situações como o caso das variáveis de temperatura, em que não foi possível a construção de uma boa *proxy* para o modelo.

Quadro 5.1: Variáveis socioeconômicas com potencial poder explicativo para as PNT

Dimensão	Propostas/Contribuições	Testada	Significativa ⁵⁹	Fonte
Violência	Violência – óbitos por agressão	SIM	SIM	DATASUS
	Violência Acumulada (5 anos) – óbitos por agressão	SIM	SIM	DATASUS
	Crimes Violentos - (i) tentativa de homicídio; (ii) crimes resultantes em mortes; e (iii) crimes violentos letais intencionais	SIM	NÃO	FBSP
Desigualdade e Renda	1/2 s.m. - % de pessoas com renda <i>per capita</i> inferior a 1/2 s.m.	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	Renda média por habitante	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	PIB total <i>per capita</i>	SIM	-	IBGE
	PIB Industrial <i>per capita</i>	SIM	-	IBGE
	PIB Serviços <i>per capita</i>	SIM	-	IBGE
	PIB Comercial <i>per capita</i>	SIM	-	IBGE
	PIB Rural <i>per capita</i>	SIM	-	IBGE

⁵⁹ Ao longo da revisão das notas técnicas da ANEEL, verifica-se menção à realização de testes para determinadas variáveis socioeconômicas. Todavia, em alguns casos, não foram reveladas as significâncias destas variáveis.

	% de chefes de família com renda de até 3 s.m.	SIM	NÃO	IBGE (CENSO e PNAD)
	Índice de Gini	SIM	SIM	IBGE
	% de pessoas abaixo da linha da pobreza	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	Desemprego	SIM	NÃO	IBGE (CENSO e PNAD)
Infraestrutura	Cobertura de água - total	SIM	NÃO	IBGE (CENSO e PNAD)
	Cobertura de água - urbano	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	Cobertura de lixo - total	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	Cobertura de lixo - urbano	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	Coleta de lixo direta (serviço de limpeza) - % de domicílios com coleta de lixo - total	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	Coleta de lixo direta (serviço de limpeza) - % de domicílios com coleta de lixo - urbano	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	% domicílios com cobertura de esgoto sanitário	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	% de domicílios sem coleta de lixo	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	Índice de cobertura da rede de água	SIM	-	SNIS
Informalidade e Precariedade	% de domicílios sem banheiro	SIM	-	SNIS
	% de pessoas que vivem em domicílios subnormais	SIM	SIM	IBGE (CENSO e PNAD)
	% de pessoas que vivem em domicílios precários	SIM	SIM	Min. Das Cidades
	% de domicílios cuja classificação de posse do	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)

	terreno foi enquadrada como "outra condição"			
	Razão entre empregados formais e empregados	SIM	NÃO	IBGE
	% de cheques devolvidos	SIM	NÃO	
	Razão entre empregadores e empregadores mais trabalhadores por conta própria	SIM	-	IBGE
Comprometimento da Renda	% despesa com energia elétrica (sobre renda média)	SIM	NÃO	IBGE/SAMP
	% despesa com energia elétrica (sobre despesa domiciliar)	NÃO	-	IBGE
	% de domicílios pobres não cobertos pela Tarifa Social	NÃO	-	IBGE/SAMP
	Consumo médio residencial em baixa tensão	SIM	NÃO	SAMP
	UC baixa renda/(UC B1 total)	SIM	NÃO	SAMP
	Mercado baixa renda/(mercado B1 total)	SIM	SIM	SAMP
	Mercado baixa renda/(mercado BT total)	SIM	SIM	SAMP
	Fatura média baixa tensão	SIM	NÃO	SAMP
	Inadimplência no setor de crédito do SFN	SIM	SIM	BACEN
	Inadimplência - SERASA	NÃO	-	SERASA
	Inadimplência no setor elétrico	SIM	-	Ofício Circular -351/2009 SRE/ANEEL
Inadimplência no setor de água			SNIS	
Escolaridade	Taxa de analfabetismo	SIM	-	IBGE (PNAD)
	Ano médio de estudos	SIM	-	IBGE (CENSO)
	% de pessoas acima de 15 anos com até um ano de escolaridade (excluindo analfabetos)	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	Um a três anos de escolaridade	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)

	Quatro a sete anos de escolaridade	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
	Mais de sete anos de escolaridade	SIM	-	IBGE (CENSO e PNAD)
Demográfica	População total	SIM	-	IBGE
	Número de consumidores	SIM	-	SAMP
	Densidade demográfica	SIM	-	ANEEL/AMP
Perdas de Energia	Perdas não técnicas - distribuidoras	SIM	-	Ofício Circular nº 351/2009 SRE/ANEEL e SRD/ANEEL
	Perdas não técnicas – ANEEL (cálculo feito de acordo com as perdas técnicas estimadas pela SRD)	SIM	-	Ofício Circular nº 351/2009 SRE/ANEEL e SRD/ANEEL
	Perdas globais	SIM	-	Ofício Circular nº 157/2007 SRE/ANEEL e SRD/ANEEL
Empresas	Recursos investidos no combate às perdas (R\$ mil)	SIM	-	Ofício Circular nº 351/2009 SRE/ANEEL
	Relação entre mercado de baixa tensão e mercado total	SIM	-	ANEEL
	Relação entre mercado livre e energia injetada	SIM	-	ANEEL
	Tarifa média na baixa tensão	SIM	-	ANEEL
Judiciário	Relação entre processos distribuídos e julgados nos TRF por estado	SIM	NÃO	TF
	Percentual de processos acumulados nos TRF por estado	SIM	NÃO	STF
	Percentual médio de processos acumulados nos TRF por estado no período 2001–2005	SIM	NÃO	STF

Temperatura	Temperatura média	SIM	-	Weather
	Temperatura máxima	SIM	-	Underground
Outras	Perdas no setor de água	SIM	-	SNIS
	<i>Dummies</i> por porte da concessionária	SIM	-	ANEEL
	Posse de equipamentos – ar-condicionado e chuveiro elétrico	NÃO	-	IBGE
	% de domicílios que possuem ar-condicionado e renda familiar até 1 s.m.	SIM	-	IBGE

Fonte: Adaptado de ANEEL (2014) e ANEEL (2010).

Por fim, a partir do quarto ciclo de revisões tarifárias, optou-se por inserir no modelo uma dimensão relativa ao mercado das empresas, no intuito de inserir variáveis que fornecessem uma informação proporcional ao mercado das concessionárias. Posto isto, a variável “razão entre mercado residencial baixa renda e mercado residencial total” foi utilizada para representar o fenômeno mencionado. Verifica-se que, quanto maior a razão, menor é a propensão ao furto de energia, ou seja, a variável é significativa estatisticamente e impacta de forma negativa o índice de complexidade socioeconômica.

Esta relação também foi testada para o mercado de baixa tensão total e os resultados obtidos tiveram significância, o que pode estar sinalizando que as fraudes não estão limitadas às unidades consumidoras residenciais. Para esta mesma dimensão, a construção das variáveis com base no número de unidades consumidoras não apresentou nível de significância estatística (ANEEL, 2014).

5.2.7. Metodologia e atualização de dados

Como parte do processo de seleção das variáveis, é importante atentar-se também para as características de periodicidade de atualização e de metodologia de construção das variáveis. Afinal, existem diversos desafios no uso das variáveis advindos das limitações das bases de dados.

Os dados capturados pelo Censo e pela PNAD, por exemplo, apresentam abrangência geográfica diferentes. Enquanto o primeiro nos fornece dados até o nível municipal, a PNAD revela informações para no máximo algumas regiões metropolitanas. Neste aspecto, vale ressaltar que a ausência de dados municipais dificulta um retrato das complexidades e da heterogeneidade socioeconômicas encontradas dentro das áreas de concessão.

Outro ponto referente às bases de dados é a periodicidade. Apesar do Censo fornecer um nível de desagregação com mais detalhes, sua periodicidade é decenal. Por outro lado, a PNAD apresenta uma cobertura nacional anual com diversas informações socioeconômicas. A última PNAD realizada refere-se ao ano 2015 e, atualmente, a pesquisa foi substituída pela PNAD Contínua.

Adicionalmente, destaca-se que o acesso a determinadas informações com alto nível de desagregação no período intercensitário se revela um desafio operativo. A fim de contornar esta situação, verifica-se a existência de diversas técnicas de estimação e de interpolação de dados entre dois períodos intercensitários. Por outro lado, muitos estudos optam pelo uso de informações provenientes de registros administrativos em substituição às bases censitárias.

Desta forma, como menciona a ANEEL (2008), algumas empresas podem não estar sendo representadas com todos os aspectos socioeconômicos envolvidos na problemática das PNT, principalmente devido à grande complexidade em questão. Para o modelo da ANEEL, as variáveis com periodicidade anual e com abrangência municipal, como “óbitos por agressão”, “PIB” e “população”, foram construídas por área de concessão, para cada ano.

Já a construção das variáveis que compõem as dimensões “renda e desigualdade”, “infraestrutura” e “informalidade e precariedade” agregou os dados municipais do Censo por área de concessão e, em alguns casos, calculou-se a média dos municípios ponderada pela população. As variáveis do Censo que apresentaram

correspondência na PNAD sofreram atualização de acordo com a variação do indicador da unidade federativa em que a área de concessão está, majoritariamente, localizada. Para as variáveis do Censo que não tinham correspondência na PNAD, os resultados do Censo foram repetidos para os demais anos (ANEEL, 2008a).

Dado este contexto, a revisão bibliográfica sobre estas dimensões e variáveis se faz relevante, à medida em que permite o conhecimento das limitações e dos desafios encontrados pela ANEEL, balizando e direcionando novos estudos, sugestões e proposições de potenciais variáveis e metodologias.

5.3. EXAME DA METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DAS METAS REGULATÓRIAS

Para a análise crítica da regulação, a frente de exame da metodologia de definição das metas consiste na abordagem mais ampla, em relação às anteriores, do tratamento regulatório. Pode-se afirmar que as duas frentes anteriores analisavam instrumentos específicos utilizados pela regulação, como o modelo de complexidade e a seleção de variáveis. Para esta terceira frente, o propósito é avaliar o tratamento geral dado ao tema, bem como algumas soluções específicas para ajustar o formato final da regulação, conforme será aplicada no setor.

Neste sentido, cada tópico a seguir apresentará aspectos distintos que foram identificados na crítica ao modelo. O objetivo é examinar algumas das principais questões da metodologia de tratamento de PNT da ANEEL, as quais vêm sendo alvo de questionamentos pelas concessionárias de distribuição.

Os pontos abordados estão relacionados aos valores/critérios definidos como fronteiras de segregação dos grupos de análise, aos problemas na estimação de perdas técnicas, à abrangência no nível da análise (estadual, municipal ou mesmo conjunto elétrico), às possibilidades do uso de métodos alternativos de análise que consigam ter maior assertividade na comparação das empresas e à avaliação das

alternativas para minimizar os impactos dos choques macroeconômicos na factibilidade do atingimento das metas regulatórias.

5.3.1. Possibilidades de segregação do modelo de complexidade e sua aplicabilidade

A separação das empresas em dois grupos ocorre desde o segundo ciclo de revisões tarifárias, o qual estabeleceu a fronteira de 500 GWh de tamanho do mercado para segregar pequenas e grandes concessionárias. Somente a partir do quarto ciclo, passou-se a considerar, também, os critérios de unidades consumidores e quilômetros de rede. Não foi possível, porém, identificar a razão para a definição dos limites estabelecidos para cada um destes critérios.

Embora a seleção do número de grupos possa ser subjetiva em algumas análises, existem técnicas baseadas em critérios informacionais para a seleção do número ótimo de *clusters*. Estas técnicas, basicamente, penalizam o aumento no número de *clusters*, ao mesmo tempo em que ponderam o ganho informacional de uma maior desagregação. Com base no Pseudo Índice de F de Calinsk e Harabasz (1974)⁶⁰, para uma quantidade de grupos menor ou igual a dez, é indicado um número ótimo de *clusters* igual a três, como é possível observar na Tabela 5.1, abaixo.

⁶⁰ Quanto maior o resultado do *Pseudo-F*, mais indicada é a quantidade de *clusters*.

Tabela 5.1: Pseudo-F de Calinsky-Harabasz para $k = \{2, \dots, 10\}$

Nº de <i>Clusters</i>	Pseudo-F
2	121,4
3	173,4
4	157,7
5	128,5
6	102,8
7	84,7
8	123,4
9	61,0
10	53,2

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que este resultado difere da segmentação por dois grupos realizada pela ANEEL. No intuito de entender o critério de segmentação adotado pela Agência, buscou-se fazer alguns testes de *clusterização* pelo método *k-means* de Macqueen (1967)⁶¹. Como resultado, após o teste de diversos *clusters* para identificar um modelo mais próximo ao da ANEEL, foi possível observar que, ao simular o uso de cinco *clusters*, obtém-se um resultado, de certa forma, semelhante à definição de pequena empresa utilizada pela Agência.

Conforme verifica-se na Figura 5.10, o grupo quatro apresenta os menores valores das variáveis analisadas e o intervalo dos parâmetros são próximos aos utilizados pelo regulador. Neste grupo, estão contidas as empresas que possuem

⁶¹ Trata-se de um algoritmo que gera grupos por meio de um processo iterativo, no qual se calculam novos centroides, que passam a ser a referência para formação dos grupos. A partir dessas referências, são avaliadas as menores distâncias entre as observações e esses grupos. Por exemplo, “k” médias iniciais são geradas aleatoriamente com base no conjunto de dados. Posteriormente, “k” grupos são criados ao se associar cada observação com a média mais próxima. Em uma terceira etapa, o centroide de cada um dos “k” *clusters* se torna uma nova média. As duas últimas etapas ocorrem recursivamente até que a convergência tenha sido alcançada.

rede entre 55 e 26.817 quilômetros, quantidade de unidades consumidoras entre 2.743 e 404.020 e tamanho do mercado de energia entre 8,874 GWh e 862,172 GWh.

Figura 5.10: Sumário de estatísticas (mínimo, média e mediana) das variáveis rede (km), unidades consumidoras e mercado baixa tensão (GWh) e $k = 5$

Summary statistics: min, mean, max
by categories of: cluster1

cluster1	rede	consum~s	mercado~t
1	26785.35	500090	1146524
	59322.5	901464	2039327
	85602.64	1219112	2724321
2	16117.12	910894	3621161
	71411.05	1469563	4219192
	140341.3	2131571	5074937
3	41940.02	3575308	1.28e+07
	190751.3	5075694	1.64e+07
	497665.8	7460089	2.52e+07
4	55.89	2743	8874.84
	4711.41	90588.9	259214
	26817.72	404020	862172.4
5	55025.48	2314664	5753066
	148363.2	3034602	7052565
	253446.9	5186375	8928775
Total	55.89	2743	8874.84

Fonte: Elaboração própria⁶².

Este resultado induz à suposição de que o regulador utilizou o *cluster* 4 para definir o Grupo 2 (empresas pequenas) e os demais como Grupo 1 (empresas grandes). Independentemente disso, entende-se que a formatação de *clusters* deve

⁶² Dados recentes (ANEEL) de tamanho da rede elétrica não puderam ser atualizados, portanto foram utilizados os dados do quarto ciclo, referentes a 2012. Com isso, foram utilizadas 59 das 63 distribuidoras para esta formatação, uma vez que as outras distribuidoras não apresentaram valores para o ano de 2012 e foram removidas da análise.

considerar a máxima variância intergrupos e a mínima variância intragrupo. Portanto, os resultados do método *k-means* mostram que, caso a Agência deseje utilizar apenas dois grupos, esta condição das variâncias não estaria sendo respeitada. Para atender a estas condições com dois grupos de empresas, os limites deveriam ser estabelecidos conforme indica a Figura 5.11.

Figura 5.11: Sumário de estatísticas (mínimo, média e mediana) das variáveis rede (km), unidades consumidoras e mercado baixa tensão (GWh) e $k = 2$

Summary statistics: min, mean, max
by categories of: cluster1

cluster1	rede	consum~s	mercado~t
1	41940.02	2508486	8666974
	193885.5	4724761	1.42e+07
	497665.8	7460089	2.52e+07
2	55.89	2743	8874.84
	37700.42	732341.8	1880691
	204936.5	3240641	7020503
Total	55.89	2743	8874.84
	56230.86	1206019	3346143
	497665.8	7460089	2.52e+07

Fonte: Elaboração própria.

A alteração no número de grupos é uma medida que pode diminuir a existência de *outliers* e, com isso, dar mais robustez às estimativas que apresentam baixo poder explicativo. Para avaliar a existência de significância da segmentação, é possível realizar testes estatísticos por meio de uma variável *dummy*, assumindo o valor de 0 ou 1, caso a empresa seja grande ou pequena. A execução destes testes mostra que não há significância na separação realizada pela ANEEL, enquanto o teste com três grupos mostrou significância na *dummy* de segmentação.

Em resumo, a formação de grupos de empresas é uma etapa importante da regulação e sua melhor segmentação pode contribuir para expandir o poder explicativo do modelo e, também, para um cálculo de resultados mais aderentes. Deste modo, pode-se, até mesmo, melhorar a respostas das distribuidoras à metodologia, permitindo a verificação por meio da aplicação da análise multicritério e da análise dos indicadores que mostraram queda no desempenho do último ciclo.

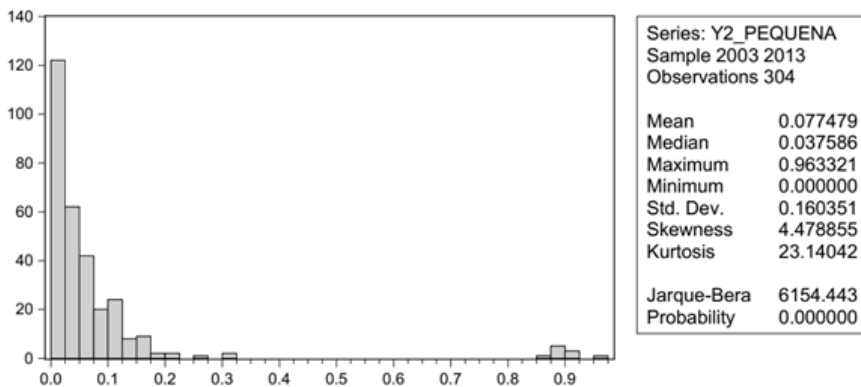
5.3.2. Métricas utilizadas para a classificação das concessionárias com perdas baixas

A proposta de tratamento distinto para empresas que possuem perdas baixas tem origem no quarto ciclo de revisões tarifárias, quando foram utilizados os valores de 2,5% e 7,5% de PNT para a definição do ponto de partida das concessionárias de pequeno e grande porte, respectivamente. A ANEEL justifica a magnitude dos valores empregados alegando representarem as melhores práticas observadas em um número considerável de concessionárias. Em resposta à proposição, vários agentes, no âmbito da Audiência Pública nº 023/2014, realizaram sugestões de alterações desses limites, por entenderem como baixa a efetividade do critério.

No intuito de avaliar a coerência dos valores definidos, foram elaborados os histogramas de perdas para cada grupo de empresas, baseados nas PNT verificadas entre os anos de 2003 e 2013, sendo o mesmo período utilizado pela Agência para determinar os limites vigentes. Os resultados mostraram que a meta de 2,5% para as empresas de pequeno porte corresponde ao desempenho da empresa pertencente ao 40º percentil, enquanto que a meta de 7,5% para as empresas de grande porte corresponde ao desempenho da empresa pertencente ao 24º percentil.

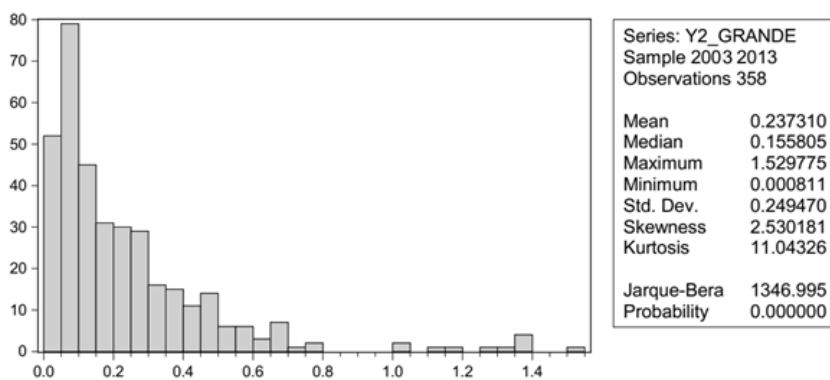
Isso mostra que o valor do limite eficiente de perdas estabelecido para as empresas de grande porte foi relativamente mais agressivo. Neste sentido, observa-se que o valor médio das perdas das empresas grandes é, aproximadamente, três vezes maior do que a média de perdas das empresas pequenas, conforme demonstram as Figuras 5.12 e 5.13. Além disso, a mediana é significativamente menor do que a média, indicando forte assimetria da distribuição das perdas.

Figura 5.12: Histograma de perdas das empresas pequenas segundo a classificação da ANEEL



Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.13: Histograma de perdas das empresas grandes segundo a classificação da ANEEL



Fonte: Elaboração própria.

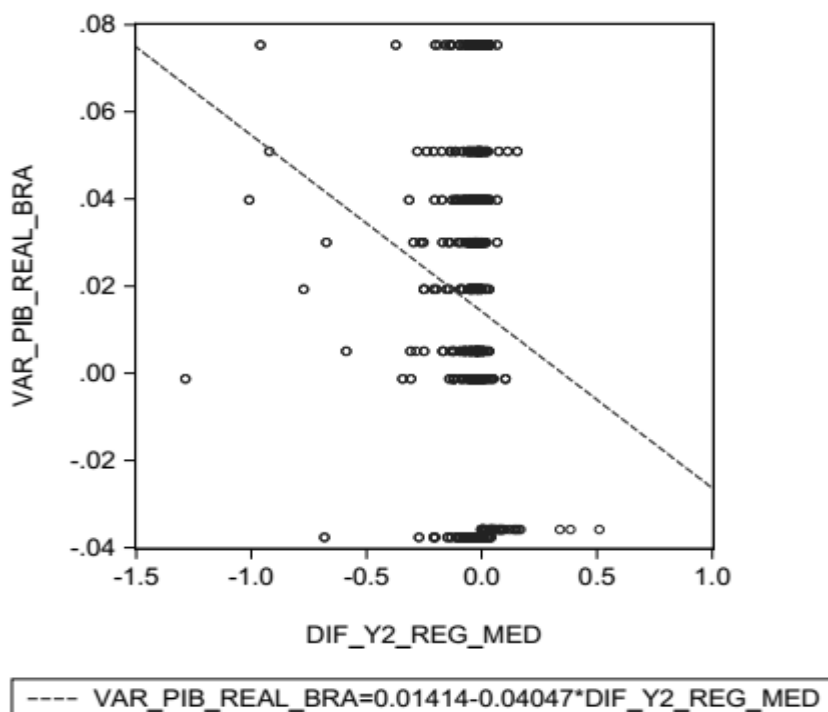
Com isso, pode-se verificar que, além dos limites impostos às concessionárias de grande porte serem mais desafiadores, o fato de apresentarem resultados tão díspares faz com que esses valores possam ser definidos por distribuidoras *outliers*, ou seja, que apresentam baixos índices sem a necessidade de esforços adicionais, devido a sua localização ou fatores culturais. Como consequência, estes limites tendem a ser inviáveis e fora da realidade de algumas empresas, gerando desequilíbrios na regulação. Esta observação é importante, uma vez que estes limites são utilizados como valores de referência, tanto no estabelecimento dos pontos de partida, como na velocidade da trajetória de redução.

5.3.3. Impactos Socioeconômicos

Nos últimos anos, foram evidenciadas algumas situações de crise econômica no país. Entretanto, as regras estabelecidas nas revisões tarifárias não previam o cenário de reversão das expectativas socioeconômicas vivenciado no Brasil durante os anos seguintes. Este cenário fez com que as distribuidoras se mostrassem cada vez mais pressionadas pelas metas regulatórias, as quais rapidamente se tornaram “obsoletas” frente ao aumento das práticas ilegais de furto de energia, por conta de fatores que transcendem ao setor elétrico. Portanto, entende-se que a metodologia regulatória não pode ser anacrônica quanto às questões socioeconômicas do país.

Neste sentido, foi realizada uma análise de correlação entre a variação do PIB e as divergências entre as metas de perdas previstas e alcançadas, no intuito de investigar o impacto de choques econômicos na dificuldade das empresas em combater as PNT. O resultado é apresentado na Figura 5.14, a qual mostra um gráfico de dispersão entre as PNT da baixa tensão e a variação real do PIB, em valores constantes, comprovando esta correlação. Nota-se que, em momentos de menor crescimento do PIB, se verifica um menor atendimento às metas, sendo a recíproca também verdadeira.

Figura 5.14: Correlação entre variação real no PIB (%) e diferença entre perdas regulatórias e perdas verificadas (como % do mercado de baixa tensão)



Fonte: Elaboração própria.

O impacto de mudanças no cenário econômico sobre as distribuidoras pode ter base na própria formulação do modelo atual, o qual define as variáveis socioeconômicas *a priori*, colocando sobre as concessionárias o risco. Neste sentido, uma deterioração no cenário econômico que influencia variáveis socioeconômicas pode estar aumentando a dificuldade no atendimento à meta. Esta visão está presente em ACENDE (2017), no qual foi realizado um estudo de caso a respeito da Enel Distribuição Rio, que, mesmo apresentando um bom desempenho no combate às perdas entre 2003 e 2015, era afetada por questões externas, como o aumento da tarifa de fornecimento ou o aumento de áreas de restrição operativa.

Dado este contexto, a metodologia desenvolvida não considera a possibilidade de recessão econômica ou a piora no índice de perdas de distribuidoras eficientes, sendo mais uma fragilidade do modelo vigente. Portanto, evidencia-se a necessidade de um modelo regulatório que considere a inserção de instrumentos de reação rápida frente a cenários de crise.

5.3.4. Avaliação da abrangência do nível de perdas não técnicas (estadual, municipal, conjunto elétrico)

A partir do entendimento explícito de que as PNT estão associadas aos indicadores socioeconômicos, pode-se supor que a desagregação destes indicadores permitiria uma representação da heterogeneidade interna das áreas de concessão. Em outras palavras, além da heterogeneidade socioeconômica entre as áreas de concessão, dentro das próprias áreas de concessão também se evidencia locais com realidades muito distintas. Por consequência, os índices de perdas também variam significativamente em pontos distintos da área de concessão. Além disso, por vezes, o nível de agregação dos dados utilizados pelo ANEEL sobrepõe-se aos limites geográficos das áreas de concessão, podendo inferir características socioeconômicas equivocadas.

Diante deste fato, emerge a hipótese de se apurar o índice de complexidade de subáreas das concessionárias, podendo, inclusive, ser considerado um grau de desagregação ao nível de conjunto elétrico⁶³. No entanto, esta hipótese incorre em grandes desafios que precisam ser pontuados, quais sejam, o elevado número de áreas analisadas, com um consequente custo adicional de processamento, e, principalmente, a viabilidade na obtenção de dados desagregados.

⁶³ Da mesma forma como é realizado para indicadores de qualidade de fornecimento.

Como a primeira questão é uma decisão administrativa do regulador sob o seu escopo de trabalho, volta-se a atenção para o segundo ponto. Neste, são identificados os seguintes impactos: (i) o esforço adicional necessário para o mapeamento e a validação de indicadores relacionados a subáreas das distribuidoras⁶⁴; (ii) o impacto desta nova formatação em termos de periodicidade dos dados; e (iii) o efeito sobre a disponibilidade de dados socioeconômicos.

Vale ressaltar que a questão central neste debate sobre a desagregação recai na disponibilidade das variáveis socioeconômicas específicas para aferir a complexidade de cada subárea. Por exemplo, as variáveis que são fornecidas pelo Censo possuem abertura a nível dos setores censitários dentro dos municípios. Entretanto, os dados são atualizados decenalmente, colocando em dúvida a sua contribuição em termos de novas informações sobre a evolução dos indicadores socioeconômicos.

Diante da demora na atualização do Censo e da agregação estadual observada na PNAD, seria necessário encontrar novas fontes, as quais, por vezes, não seriam as de maior chancela no cenário nacional. Algumas tentativas de desagregação do modelo de complexidade para níveis de subárea de concessão foram realizadas, abrindo mão, contudo, de determinadas variáveis socioeconômicas ou da periodicidade de atualização de dados (FARIA, 2016; MEFFE *et al.*, 2017). Neste sentido, o próximo capítulo apresenta uma proposta na qual foi consolidada uma base de dados com discretização municipal, para, posteriormente, realizar a agregação ao nível da concessão e executar a análise dos dados.

⁶⁴ Um primeiro impacto que deve ser considerado é referente à questão da capacidade de recolhimento e processamento de informações por parte do regulador, o qual, ao incluir variáveis de nível municipal ou, até menores, se defrontaria com uma maior complexidade analítica e de recolhimento de dados.

5.3.5 Determinação do Ponto de Partida

A Agência, embora tenha aprimorado a regra para a definição do ponto de partida de perdas não técnicas regulatórias, ainda utiliza como referência para sua determinação dados referentes a períodos passados.

Mais especificamente, para definição do ponto de partida é considerada a média de perdas das distribuidoras dos últimos 4 anos, a meta definida no ciclo anterior e o limite eficiente calculado para todas as distribuidoras considerando dados históricos. Essa abordagem tem se mostrado um dos grandes pontos de discussão da metodologia, considerando que ela se baseia em informações históricas, que podem se distanciar das atuais condições de mercado, gerando eventualmente limites não factíveis e divergentes do cenário atual.

Esse problema gerado pela metodologia expõe a distribuidora a fatores não gerenciais, como por exemplo a reversão do cenário socioeconômico vivenciado nos últimos anos, podendo afetar o seu equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Dessa forma, considerando essa diferença de cenários que são utilizados para definição do ponto de partida e sua relevância e impacto na definição de metas exequíveis para as distribuidoras, esse se torna um ponto de grande atenção dentro da metodologia que será tratado nas proposições regulatórias.

5.4. EXAME DOS IMPACTOS FUTUROS DA RECESSÃO CAUSADA PELO COVID-19 NAS PERDAS NÃO TÉCNICAS

É amplamente aceito que parte significativa das PNT de eletricidade são afetadas por fatores que estão além da gerência das distribuidoras. Fatores culturais, sociais e econômicos modificam o custo no combate às PNT em diferentes áreas de

concessão. Atualmente, o país se depara com uma crise econômica sem precedentes, reflexo dos efeitos da pandemia do novo coronavírus, que agravaram o cenário de lento crescimento econômico verificado nos últimos três anos.

A pandemia do novo coronavírus foi reconhecida pela Organização Mundial da Saúde (OMS) em 11 de março de 2020, e, desde então, a economia brasileira vem apresentando um desempenho persistentemente negativo. Os impactos econômicos se acentuaram a partir do mês de abril, quando as medidas de distanciamento social e restrição ao funcionamento de atividades não-essenciais foram implementadas em diversos estados. Como resultado, o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro apresentou queda de 1,5% no primeiro trimestre de 2020.

Embora frente à flexibilização das recomendações de isolamento social alguns setores apresentem discretos sinais de recuperação, demonstrados pelos dados preliminares de maio e junho, que serão demonstrados a seguir, cabe considerar que o ponto de partida é bastante desfavorável. De acordo com a projeção do Banco Central, publicada em 25 junho de 2020, o país fechará o ano com uma queda de 6,4% do PIB em relação ao ano anterior e os impactos devem se estender para 2021 (BACEN, 2020a). Portanto, espera-se que o Brasil experimente a sua maior retração na atividade econômica em um ano desde o início da série de variação do PIB real (IBGE, 2020a).

Diante do cenário de crise e de elevadas incertezas, o consumo das famílias, grande motor da economia nacional com peso de 65% na composição do PIB, ancorando a economia brasileira nos últimos anos, caiu 2% no primeiro trimestre deste ano. Esse resultado reverbera de forma particularmente negativa no setor industrial e, mais especificamente, na indústria de bens de consumo duráveis, como a indústria automotiva e o segmento de eletrônicos. Segundo Salati e Gerbelli (2020), a pandemia coloca em xeque a capacidade de endividamento das famílias, podendo alterar significativamente as decisões de consumo.

A acentuada desvalorização cambial (o real foi a moeda que mais se desvalorizou em 2020 até o momento), que levou a taxa de câmbio comercial atingir o recorde histórico de 5,94 R\$/US\$, no dia 14 de maio, e a redução da taxa SELIC, que após o oitavo corte consecutivo atingiu o mínimo histórico de 2,25% a.a., são alguns dos indicadores que reforçam a gravidade da crise econômica.

É importante considerar que os efeitos perversos da pandemia sobre a atividade econômica se somam a uma já pronunciada trajetória de estagnação da economia brasileira, tendo em vista a recessão que compreendeu o período entre o segundo trimestre de 2014 e o quarto trimestre de 2016.

Finalmente, cabe pontuar que as perspectivas pós-pandemia indicam um cenário de lenta e acidentada recuperação econômica. Fatores, como o agravamento do déficit das contas públicas, a falta de contenção da pandemia no país e o aumento dos níveis de precariedade do trabalho, indicam que a crise terá desdobramentos que assolarão a economia brasileira nos próximos anos. Nas melhores projeções, pressupondo que a crise não tenha implicado em perda de capacidade produtiva, a economia se recuperaria a partir de 2022.

A seguir, serão analisados os impactos econômicos da pandemia, considerando o nível de atividade econômica (PIB) e o desempenho dos setores industrial e de serviços, assim como os impactos sociais, balizados no exame do mercado de trabalho e dos níveis de inadimplência e endividamento das famílias.

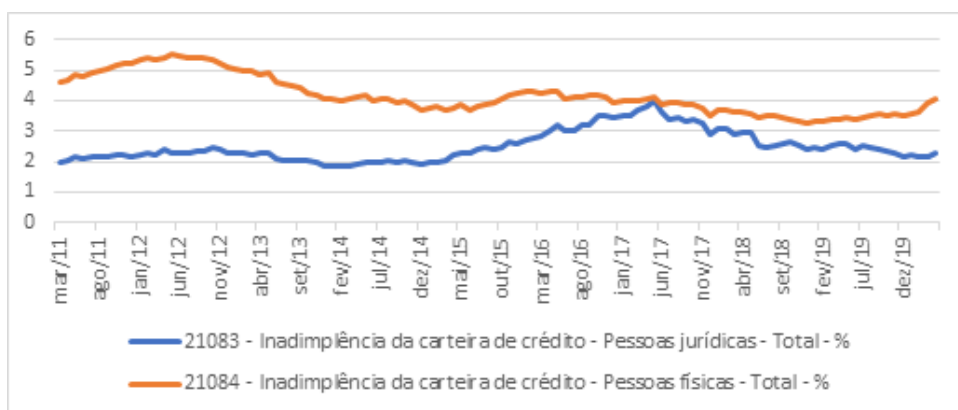
5.4.1. Impacto da pandemia sobre as PNT

De acordo com o que foi apresentado no capítulo 2, para determinação dos limites regulatórios de PNT, a ANEEL utiliza um modelo de *benchmark* baseado em um índice de complexidade que é determinado por 8 variáveis. Conforme discutiremos a seguir, é possível observar que essas variáveis foram afetadas pela crise, sendo possível analisar os possíveis impactos sobre as PNT.

5.4.1.1 Inadimplência

Em decorrência do avanço do desemprego e da perda de rendimento real, verifica-se uma crescente taxa de inadimplência. Segundo a análise de bancos privados, a partir da segunda quinzena de março, o agravamento da crise econômica tem implicado em uma pressão adicional sobre o nível de inadimplência, tendência que se confirma tanto no âmbito de pessoas físicas, quanto jurídicas Figura 5.15.

Figura 5.15: Inadimplência de pessoas físicas e jurídicas - 2011-2019



Fonte: BACEN (2020b)

De acordo com a Pesquisa de Endividamento e Inadimplência do Consumidor (PEIC), o percentual de famílias com contas ou dívidas em atraso chegou a 25,4% em junho de 2020, o maior patamar desde dezembro de 2017.

O aumento da inadimplência de empresas em função da COVID-19 também é um fator crítico, que desperta atenção do Banco Central do Brasil (BC). De acordo com a instituição, para cobrir as dívidas de empresas em um cenário de agravamento da crise econômica, talvez seja necessário mobilizar recursos na ordem de R\$ 400 bilhões. O calote projetado pelo BC seria associado a um grupo de empresas mais vulneráveis, responsáveis por 29% da dívida de pessoas jurídicas, porém a instituição reforçou que se trata de uma projeção para um cenário extremo.

O pior resultado do sistema financeiro foi verificado em 2016, quando provisões na ordem de R\$ 81,4 bilhões foram feitas pelos bancos. A instituição destacou, ainda, que embora o sistema financeiro tenha capacidade de enfrentar a crise corrente, neste cenário seria necessário o aporte de recursos.

A Federação Brasileira de Bancos (FEBRABAN) prevê uma explosão da inadimplência no curto prazo, seguindo o mesmo padrão verificado na crise de 2008, provocada pelo *subprime* americano. Naquele período, a inadimplência teria seguido uma trajetória escalar, alcançando o pico em um ano. Segundo a Federação, o padrão difere substancialmente do que foi observado na crise de 2015-2016, quando a taxa de aumento da inadimplência teria seguido um ritmo mais lento, levando dois anos para atingir o nível máximo (PEREIRA, 2020).

5.4.1.2 Endividamento das famílias

Outra tendência associada à crise é o aumento do endividamento das famílias. De acordo com a PEIC, produzida desde janeiro de 2010 pela Confederação Nacional do Comércio de Bens, Serviços e Turismo (CNC), o percentual de famílias que possuem algum tipo de dívida, em atraso ou não, chegou a 66,6% em abril de 2020, maior patamar desde o início da série (ABDALA, 2020). Segundo a CNC, o aumento do endividamento decorre da tentativa de manutenção do poder de compra das famílias durante a pandemia, através da ampliação do crédito. A maior parte das dívidas se concentra no cartão de crédito (77,6%), seguida por dívidas com carnês (17,5%) e financiamento de veículos (10,2%).

5.4.1.3 Violência

Com base no Monitor da Violência, publicado em parceria do G1 com o Núcleo de Estudos de Violência da USP, estima-se que o número de mortes violentas (latrocínio, homicídio doloso e lesão corporal seguida de morte) aumentou

entre fevereiro e abril, em comparação com 2019. Março e abril, em especial, foram meses em que a epidemia passou a apresentar maior influência nos comportamentos da população. Esses dados apresentam uma interrupção da forte tendência de queda desses crimes violentos entre 2017, ano de início da pesquisa, e 2019 (NÚCLEO DE ESTUDOS DA VIOLÊNCIA/USP, 2020).

Com as pessoas voltando a circular, o agravamento da situação econômica, o aumento do desemprego e da pobreza e a crise nas contas da União, dos estados e dos municípios, espera-se um aumento nos níveis de criminalidade e violência, além de um crescimento da extensão das áreas de severas restrições operativas, nas quais as distribuidoras de energia elétrica não possuem gerência.

Kume (2004) usa uma base de dados do Sistema de Informação de Saúde, do Ministério da Saúde, para demonstrar a correlação positiva entre desigualdade e criminalidade e apontar os efeitos do crescimento do PIB sobre homicídios por estado, entre 1984 e 1998; Portanto, é de se esperar que a queda no PIB e o aumento da desigualdade no país acentuem, ainda mais, os níveis de violência.

5.4.1.4 Pobreza e Adensamento

Nos últimos quatro anos, os indicadores de pobreza monetária no Brasil têm apresentado substancial degradação. Após atingir o mínimo de 4,5% da população do país, em 2015, o número de pessoas em situação de extrema pobreza, que inclui aquelas que vivem com menos de US\$ 1,90 por dia, atingiu 6,7%, em 2019, o que corresponde a 13,8 milhões de pessoas, um aumento de 170 mil em relação ao ano anterior (LUPION, 2020).

Uma pesquisa realizada entre os dias 16 e 22 de junho, pelo Instituto Locomotiva, em parceria com a Central Única de Favelas (CUFA), aponta que 80% dos moradores de favelas tiveram sua renda reduzida a menos de 50% do nível

anterior à pandemia. Na pesquisa, foram consultados 3.221 moradores, de 239 favelas de todo o país.

Outra estatística relevante, revelada pela PNAD COVID19, corresponde ao número de domicílios que receberam algum tipo de auxílio relacionado à pandemia (essencialmente, o Auxílio Emergencial e a complementação do Programa Emergencial de Manutenção do Emprego e da Renda), representando 38,7%, cujo valor médio recebido foi de R\$ 847,00.

Segundo projeções do Banco Mundial, a pandemia e seus desdobramentos sociais e econômicos devem levar 5,4 milhões de brasileiros à faixa de extrema pobreza este ano, o que resultaria em um total de 14,7 milhões de pessoas (cerca de 7% da população brasileira) vivendo com menos de R\$ 145,00 por mês até o fim do ano. Esse seria o pior patamar desde 2006, quando 7,2% da população do país vivia em tais condições. Destaca-se que a instituição prevê que os impactos econômicos da pandemia no Brasil serão superiores a outros países da América Latina.

No que tange ao adensamento, trata-se de uma dimensão crucial na análise das condições de vida da população. Desde 2016, a PNAD Contínua produz dados a respeito das características dos domicílios brasileiros, incluindo materiais usados na construção, número de cômodos, valor do aluguel, entre outros. De acordo com o IBGE, em 2019, cerca de 4,6% da população brasileira, o que corresponde a mais de 9 milhões de pessoas, vivia em condições de adensamento excessivo, caracterizada por mais de três moradores por dormitório.

Embora ainda não existam informações da evolução do adensamento, com o maior comprometimento esperado da renda das famílias e a retração da economia, é esperado que a população afetada pela crise recorra a novas opções de moradia. Dentre estas possibilidades, destacam-se a mudança para imóveis mais periféricos

ou com menor número de cômodos e o aumento de domicílios multifamiliares, com o crescimento do adensamento.

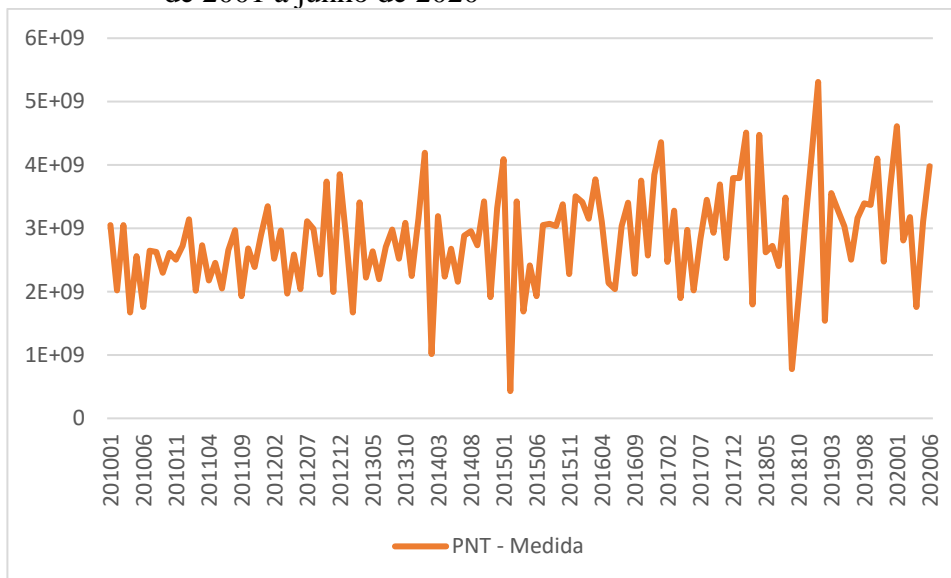
Portanto, espera-se que essa variável permaneça constante ou se deteriore nos próximos meses. Vale notar que a deterioração na condição socioeconômica das famílias pode contribuir para um aumento na participação de domicílios subnormais, em áreas onde o combate às PNT é mais difícil

5.4.2. Avaliação dos efeitos da pandemia sobre PNT

Dados até junho de 2020 recentes obtidos pela ANEEL a partir da Lei de Acesso à Informação mostram a evolução do consumo de energia durante a pandemia. Entre a segunda metade de março e abril, governos estaduais passaram a adotar medidas mais restritivas de isolamento social. Dados entre outubro e dezembro de 2018 não puderam ser obtidos e, para fins de apresentação, foram interpolados linearmente.

Pela análise do gráfico de PNT, é possível observar um forte aumento no nível de PNT do país, como pode ser observado na Figura 5.16.

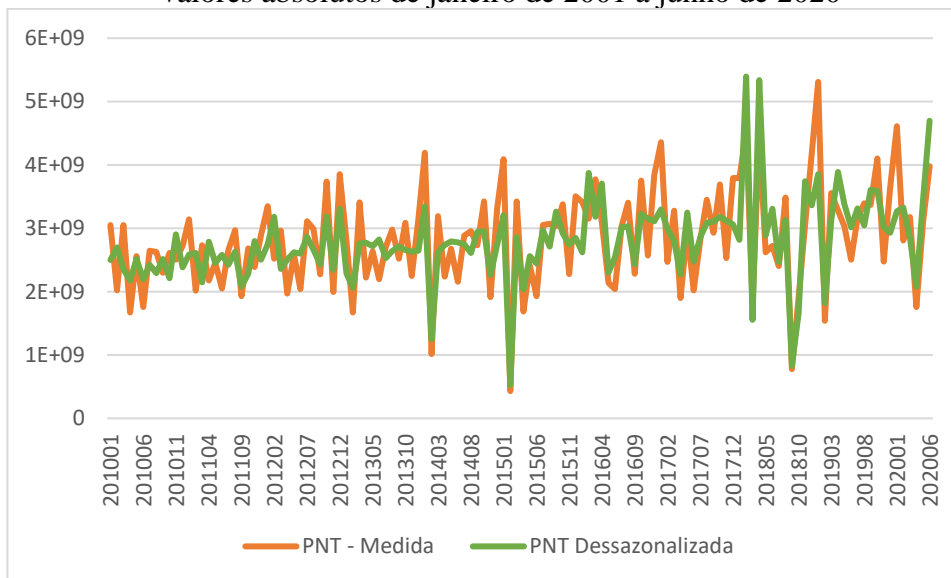
Figura 5.16: Evolução histórica das PNT (kWh) valores absolutos de janeiro de 2001 a junho de 2020



Fonte: Elaboração própria

Considerando-se o efeito da sazonalidade sobre PNT, o impacto é ainda maior. Usando dados dessazonalizados com base em dados disponíveis entre janeiro de 2003 e junho de 2020, e interpolados linearmente para o período entre setembro e dezembro de 2018 (usando o método das médias móveis), é possível verificar um impacto ainda maior da crise sobre as PNT a nível nacional. A 5.17 ilustra os resultados dessa análise. Nela é possível notar que as PNT de junho estavam no máximo desde 2019, desconsiderado o efeito da sazonalidade.

Figura 5.17: Evolução histórica das PNT (kWh) e das PNT dessazonalizadas valores absolutos de janeiro de 2001 a junho de 2020

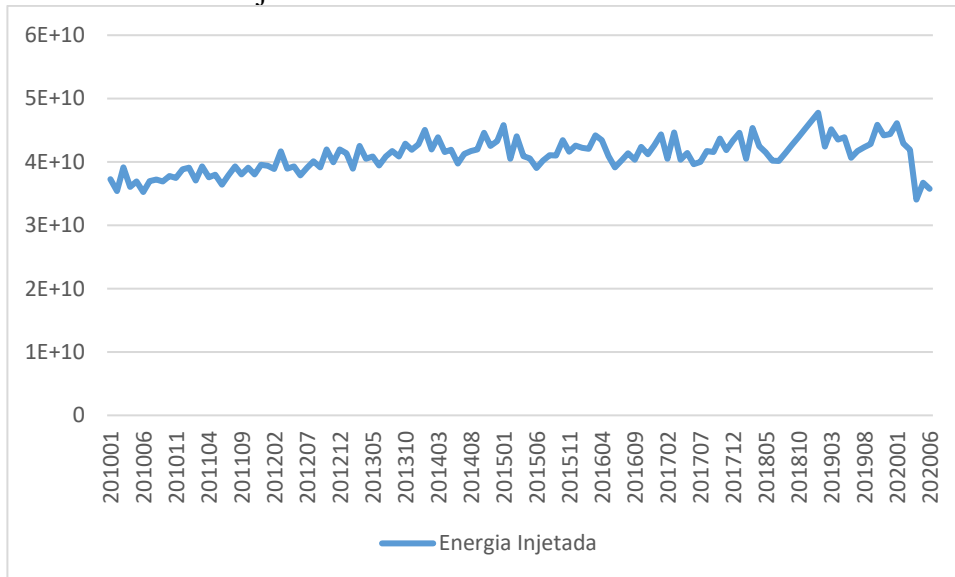


Fonte: Elaboração própria

A energia injetada na rede reduziu bruscamente no período, tornando as empresas mais dependentes do mercado de baixa tensão. A evolução desse indicador pode ser observada na Figura 5.18.

Entre março e abril de 2020, a energia injetada na rede reduziu em 18,7% e ainda não apresenta tendências significativas de melhora para a contabilização dos próximos meses, dada os efeitos da pandemia sobre a economia, especialmente para setores produtivos, nos quais a elasticidade da demanda é mais alta que no setor residencial.

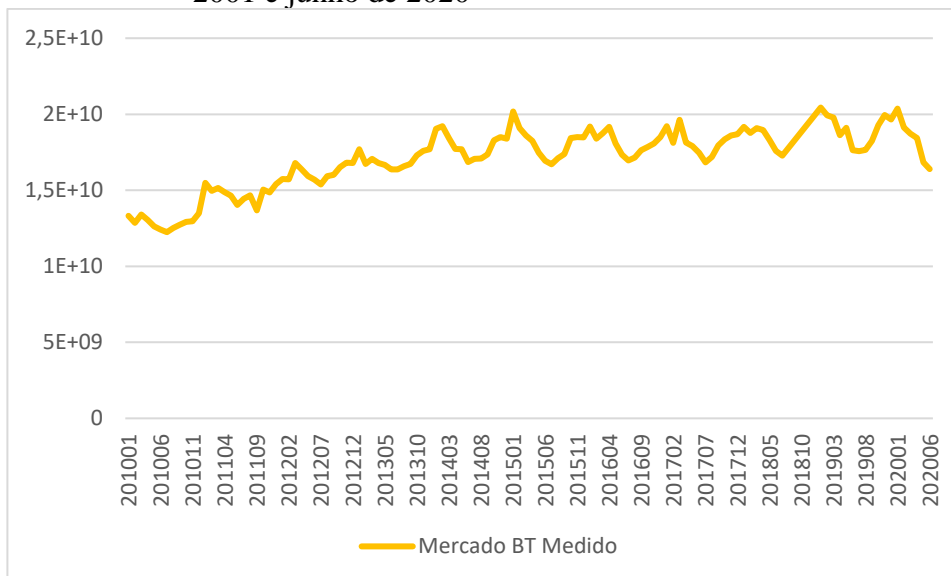
Figura 5.18: Evolução histórica das Energia Injetada (kWh) entre janeiro de 2001 e junho de 2020



Fonte: Elaboração própria

Observando a evolução do mercado de baixa tensão, podemos ver que este permanece em patamares constantes e, portanto, aumentando a vulnerabilidade das distribuidoras ao problema das PNT via composição do mix de classes de consumo. Essa evolução pode ser observada na Figura 5.19.

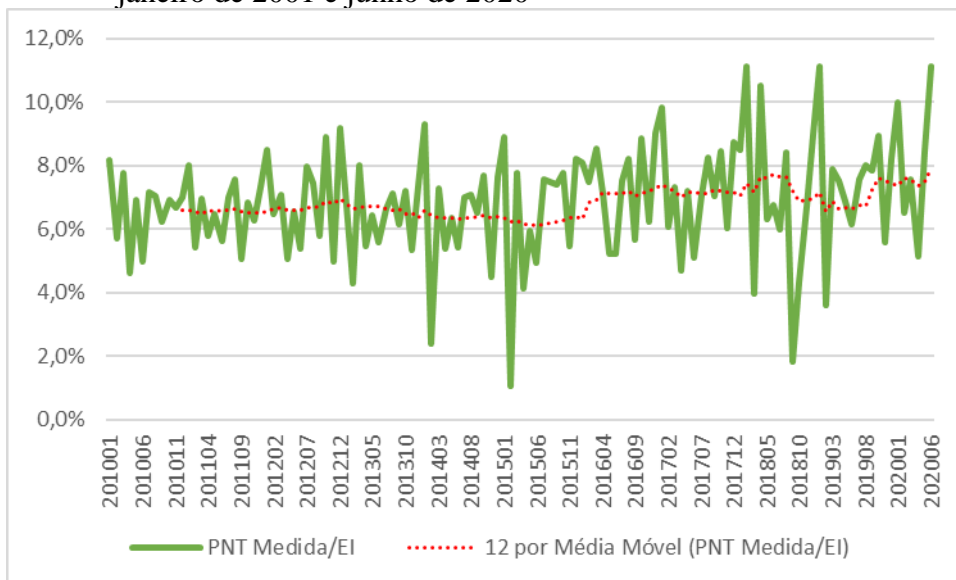
Figura 5.19: Evolução histórica da Baixa Tensão(kWh) entre janeiro de 2001 e junho de 2020



Fonte: Elaboração própria

Uma avaliação relativa ao montante de energia injetada na rede, mostra que os índices de PNT sobre a energia injetada aumentaram significativamente no período posterior a abril de 2020, como pode ser observado na Figura 5.20 . O valor do índice em junho de 2020 já era 80,7% superior ao mesmo período de 2019.

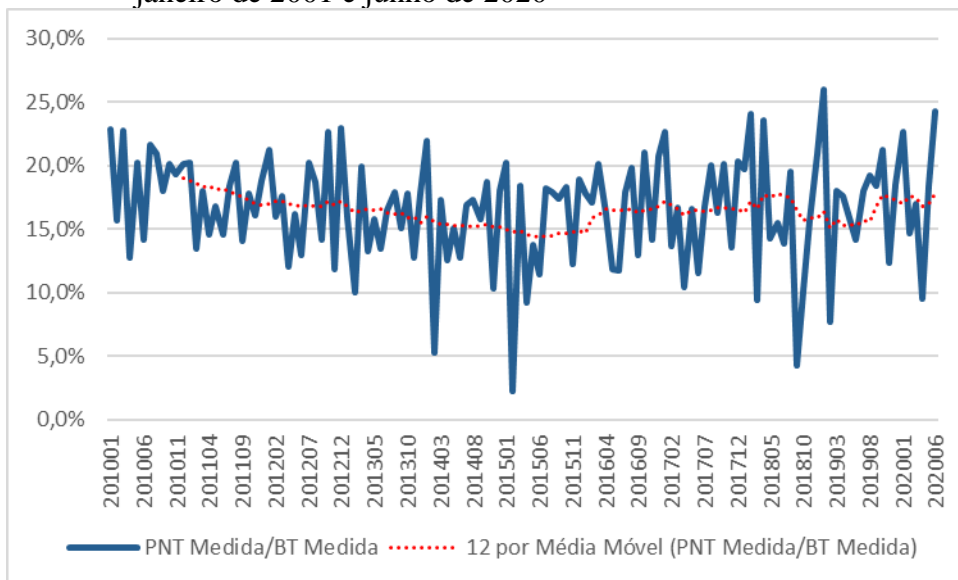
Figura 5.20: Evolução histórica da PNT medida/ Energia injetada (%) entre janeiro de 2001 e junho de 2020



Fonte: Elaboração própria

Para baixa tensão, o mesmo comportamento é evidenciado. Em junho de 2020, as PNT sobre a baixa tensão medida se encontravam em um nível 71% superior ao mesmo período de 2019, como pode ser observado na 5.21.

Figura 5.21: Evolução histórica da PNT medida/ Baixa Tensão medida (%) entre janeiro de 2001 e junho de 2020



Fonte: Elaboração própria

Espera-se que com a chegada do verão, as perdas alcancem patamares superiores aos dos últimos anos, devido ao aumento do consumo de aparelhos de refrigeração. O impacto da sazonalidade nas PNT é bastante significativo, como mostra a Tabela 5.2. Em geral, o mês de junho apresenta valores 21,9% abaixo da média, mas no cenário pós pandemia, ele tem alcançado valores semelhantes a períodos em que a perda tende a ser maior, como janeiro.

Tabela 5.2: Fator de sazonalidade das PNT medidas com base em dados de janeiro de 2003 até junho de 2020⁶⁵

Período	Fator de Sazonalidade
Janeiro	1,34
Fevereiro	0,68
Março	1,30
Abril	0,81
Maiο	0,97
Junho	0,78
Julho	1,08
Agosto	1,09
Setembro	0,91
Outubro	1,19
Novembro	0,89
Dezembro	1,20

Fonte: Elaboração própria

Nota-se que a piora dos indicadores econômicos, a crise atual do COVID 19 impactou significativamente o nível geral de PNT verificadas no país. A pandemia aumentou a exposição das distribuidoras ao mercado de baixa tensão, visto que o percentual das PNT medidas sobre o mercado de baixa tensão medido aumentou neste período, gerando entraves ainda maiores para o atendimento aos níveis regulatórios de PNT definidos pela metodologia atual da ANEEL.

Os níveis de PNT medidos sobre o mercado de baixa tensão medido já se encontram em níveis superiores aos apresentados em meses de maior nível de PNT,

⁶⁵ Os meses de setembro de 2018 até dezembro de 2018 foram interpolados linearmente para construção dessa análise

como janeiro, espera-se que estes níveis alcancem níveis recordes nos próximos meses.

Atualmente a agência não possui mecanismos regulatórios claros para contornar esta situação, e as metas regulatórias permanecem fixadas no mínimo regulatório histórico aplicado para as distribuidoras. Adicionalmente, alterações recentes, fazem com que empresas de maior porte tenha, via redução do limite de eficiência, uma meta regulatória de PNT mais agressiva a ser atendida.

O cenário que se desenrola é preocupante e reforça as críticas apresentadas anteriormente com relação a metodologia de definição do ponto de partida, que utiliza como referência limites de eficiência referenciados a períodos passados e as metas definidas no ciclo anterior, que também se mostram defasadas do cenário atual.

6 INOVAÇÕES REGULATÓRIAS PARA O TRATAMENTO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

No intuito de auxiliar a ANEEL na busca pelo aperfeiçoamento contínuo de sua atuação para promover a eficiência do Setor Elétrico Brasileiro, este capítulo tem como objetivo central propor aprimoramentos e inovações metodológicas ao modelo regulatório de PNT. Para tal, destaca-se a importância do estudo da experiência internacional para tratamentos regulatórios de PNT e, por meio de uma extensa revisão bibliográfica, foram identificadas as aplicações metodológicas mais adequadas e que melhor viessem a contribuir para o caso brasileiro.

Posto isso, propõe-se uma alternativa metodológica para a atribuição das metas de PNT, a qual está embasada na seleção de variáveis relevantes por meio de um modelo LASSO (*Least Absolute Shrinkage and Selection Operator*). As variáveis selecionadas pelo modelo LASSO são posteriormente utilizadas para formação de grupos (*clusters*) de similaridade do contexto de combate às PNT entre as diferentes áreas de concessão. Com base em parâmetros destes grupos, estabelecem-se trajetórias de redução que considerem as características socioeconômicas, assim como a factibilidade das trajetórias, com base no resultado histórico do conjunto das empresas pertencentes aos grupos formados.

O aspecto central das proposições foi trabalhar adequadamente a lógica de incentivos e penalizações de acordo com a performance das empresas do setor. Para isso, a metodologia foi estruturada de forma a considerar as características gerais e específicas do mercado para definir metas individualizadas e traçar um plano de atingimento condizente com o contexto socioeconômico das áreas de atuação e com a saturação de combate às perdas das empresas. Além disso, o plano considera aspectos relacionados à sustentabilidade de suas medidas, por meio de mecanismos que garantam a sua exequibilidade mesmo em cenários de reversão das expectativas projetadas para o mercado.

Para comparar os resultados do modelo proposto com os obtidos pela Agência, um *backtest* foi realizado. Esta comparação indicou que o modelo proposto tende a produzir um maior nível de atendimento pelas empresas das metas impostas e um menor risco financeiro agregado para o setor de distribuição.

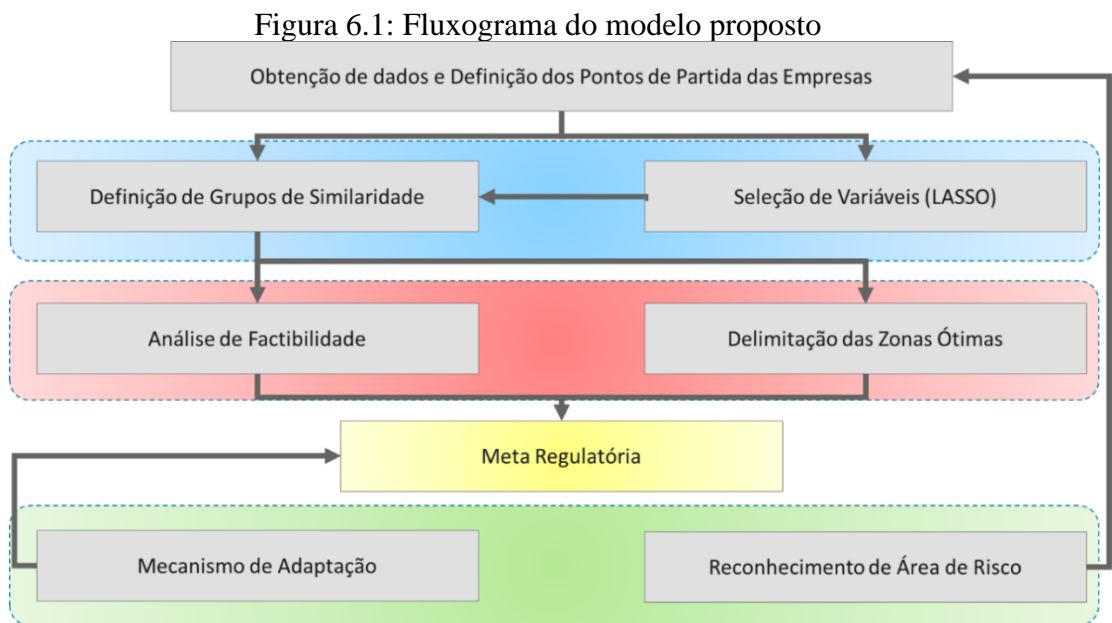
6.1. ASPECTOS GERAIS DA ALTERNATIVA METODOLÓGICA PARA O TRATAMENTO REGULATÓRIO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

A regulação de PNT busca dar incentivos e penalizações de acordo com a performance das empresas do setor. Em função disso, o resultado das alternativas metodológicas deve consolidar as regras de incentivo e de penalização para as distribuidoras, em termos da gestão operacional das PNT. Em outras palavras, o princípio norteador das alternativas metodológicas é garantir a efetividade de aplicação dos incentivos para promover a redução de perdas no setor elétrico.

Dito isso, as empresas com melhor desempenho devem ser beneficiadas como forma de incentivo à busca pela maior eficiência operacional possível. Neste sentido, é importante considerar que as concessionárias atuam em áreas com características distintas, o que confere diferentes graus de desafios ao combate às perdas. Isso pode tornar as metas estabelecidas ineficientes, por serem não factíveis ou pouco desafiadoras, a depender das características da área de concessão.

A partir da consideração desses aspectos, a regulação de perdas deve ser estruturada de modo a promover os incentivos para que as empresas persigam um melhor desempenho, mediante uma plataforma bem estruturada de comparação. Neste intuito, a metodologia proposta parte das características gerais do mercado para definir metas individualizadas, traçando um plano de atingimento condizente com o contexto socioeconômico das áreas de atuação e com a saturação de combate às perdas das empresas.

Nesta seção, será apresentado o processo geral de encadeamento das etapas que compõem as alternativas metodológicas identificadas. O fluxograma da Figura 6.1 sintetiza este processo, destacando a lógica de construção das metodologias, desde a etapa preliminar de obtenção dos dados do setor, até chegar ao objeto final de definição das metas de redução de perdas regulatórias. Esse caminho é formado por três módulos de etapas do processo, caracterizados pelo escopo e pela abrangência das etapas que os compõem.



Fonte: Elaboração própria.

Cada módulo está indicado por uma cor, sendo a sequência deles orientada no sentido da abrangência mais ampla para a mais específica. Desta forma, o processo de construção da metodologia inicia com o processamento dos dados obtidos para avaliar as características gerais do setor (Módulo Azul), com a posterior possibilidade de segmentar a análise do problema em grupos de empresas comparáveis (Módulo Vermelho).

Por fim, este conjunto de módulos já seria suficiente para chegar ao objetivo de definir a meta regulatória, porém ainda é necessário um conjunto de etapas complementares (Módulo Verde), com a finalidade de analisar as especificidades do problema para propor ajustes ao modelo. Deste modo, o modelo poderá melhor representar a realidade do setor elétrico, dos grupos de empresas e da aplicabilidade à cada concessionária.

A seguir, o escopo e a abrangência de cada módulo são apresentados detalhadamente:

- I O **Módulo Azul** recebe os dados necessários para descrever quantitativamente as principais características do mercado, por meio de modelos econométricos ou análises estatísticas. As informações geradas neste módulo servem para entender as características do setor, relevantes para o combate às PNT, e, a partir delas, criar uma plataforma de comparação de desempenho entre as concessionárias. Isso é importante para proporcionar uma comparação equânime entre as empresas, que seja capaz de lidar com a heterogeneidade das concessões no Brasil e que considere aquelas que, de fato, sejam comparáveis entre si;
- II O **Módulo Vermelho** faz uma segmentação do mercado caracterizado no módulo anterior. Esta segmentação pode ser observada tanto por meio da formação de agrupamentos de empresas, quanto pela mensuração do grau de comparabilidade entre elas. A partir disso, é possível estabelecer mecanismos regulatórios aplicáveis ao conjunto de empresas comparáveis;
- III O **Módulo Verde** consiste em um conjunto de mecanismos adotados para ajustar os resultados em função de fenômenos que estão além da capacidade de representação do modelo. Isso

garante sustentabilidade para a proposta por propiciar maior aderência da aplicação ao contexto real. Por esta razão, este módulo é posicionado ao final, porém possui implicações que refletem em diferentes etapas ao longo do processo.

Este conjunto de módulos objetiva segmentar o problema para organizar a estruturação da metodologia proposta, a qual é composta por diferentes etapas orientadas na direção lógica dos módulos. Cada etapa possui aspectos regulatórios inovadores, os quais, conjuntamente, contribuem para consolidar a metodologia.

Em linhas gerais, a alternativa metodológica proposta busca aprimorar o modelo atual, considerando diversas inovações observadas nas experiências internacionais. A apresentação das alternativas metodológicas é realizada em duas etapas. Primeiramente, é apresentada a metodologia LASSO para seleção de variáveis relevantes para explicar as PNT. Posteriormente, são apresentadas as dificuldades enfrentadas pelos modelos econométricos e a abordagem metodológica baseada em *clusters* de similaridade no contexto de combate às perdas.

Em síntese, foram estruturadas sete etapas, que conduzem o processo desde o início da obtenção dos dados até o objeto final de estabelecimento de um plano regulatório de redução de perdas, contendo as metas anuais de reconhecimento para cada empresa (ver Figura 6.1, acima). O processo inicia com a obtenção dos dados e a definição dos níveis de PNT de referência para o ponto de partida das empresas. Já nesta etapa, é necessário fazer uma consideração de ajuste proveniente da etapa de reconhecimento de áreas de risco (AR).

Este tema será aprofundado mais adiante em seção específica, mas se trata de uma complexidade não explicada por meio de dados oficiais e que afeta o histórico de perdas das empresas que possuem AR. Em função disso, o regulador deve considerar de antemão a existência dessas áreas e as informações validadas

sobre AR nas distribuidoras e tratar os dados de entrada da metodologia observando a existência de duas realidades distintas dentro de uma mesma concessão. Este tratamento prévio permitirá traçar trajetórias de redução adequadas às áreas em que é possível a atuação pelas distribuidoras e, ao final, propor um reconhecimento extraordinário sobre as metas regulatórias.

A partir da estruturação da base de dados, é possível executar a análise ampla do setor contido no Módulo Azul, por meio de modelos estatísticos que irão segmentar o mercado em grupos de empresas comparáveis e verificar os fatores socioeconômicos que influenciam os níveis de PNT. A modelagem econométrica de perdas via método LASSO irá selecionar as variáveis mais importantes para explicar as PNT. Estas variáveis são, em seguida, utilizadas para criar grupos comparáveis a partir de uma metodologia de *clusterização*.

O Módulo Vermelho é composto pelas etapas de delimitação da zona ótima e análise de factibilidade. Ambas as etapas ocorrem no âmbito da análise dos grupos de similaridade formados no Módulo Azul, que permite organizar as empresas quanto ao seu nível de PNT e definir uma meta de redução com base no desempenho histórico de cada um dos grupos.

Antes de definir as metas, a metodologia inclui um processo complementar, pois é preciso analisar a necessidade das etapas de ajustes, que compõem o Módulo Verde. Dentre estas etapas, constam as aplicações de mecanismos de adaptação, além da etapa já mencionada de reconhecimento de áreas de risco. Cada uma destas etapas irá influenciar em diferentes momentos da metodologia, conforme ilustra o fluxograma (Figura 6.1).

O mecanismo de adaptação será aplicado somente em períodos nos quais seja atingida uma reversão das expectativas socioeconômicas que distancie, consideravelmente, o resultado do modelo em relação ao contexto real. Este

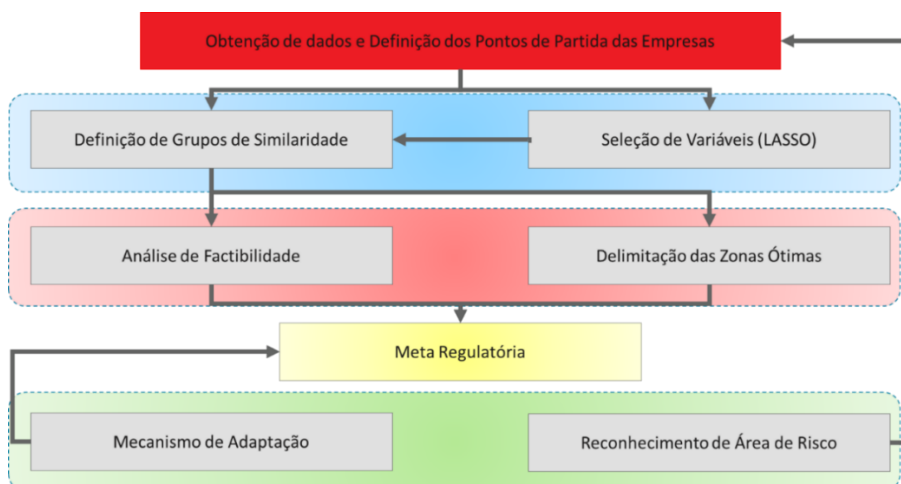
mecanismo deve atuar no sentido de alterar a meta de redução das empresas, de forma a adaptar o resultado do modelo às condições do mercado.

Por fim, a sequência do fluxo das etapas conduz até o objetivo final de consolidação das metas de reconhecimento regulatório de perdas. Em seguida, o texto irá abordar especificamente cada etapa na ordem em que ocorrem no fluxograma.

6.1.1. Obtenção de dados e definição dos pontos de partida

O início do desenvolvimento da revisão das perdas regulatórias é marcado pelo processo de caracterização geral atual do mercado. Isso supõe uma etapa de coleta, organização e processamento dos dados de todos os agentes do setor, para gerar os *inputs* necessário à execução dos modelos (a Figura 6.2 destaca a etapa analisada). Neste sentido, consolidou-se uma base de dados contendo variáveis relacionadas às diversas dimensões que afetam as PNT. Para isso, foram levantadas variáveis relacionadas às questões socioeconômicas, além de características individuais das distribuidoras, de suas áreas de concessão e de seus consumidores.

Figura 6.2: Etapa de construção da base de dados



Fonte: Elaboração própria.

Ao longo dos anos, a seleção do conjunto de variáveis socioeconômicas utilizadas pela ANEEL variou de acordo com os diferentes ciclos de revisões tarifárias das distribuidoras. As bases de dados utilizadas, assim como as metodologias, motivações e justificativas para a inclusão ou exclusão de uma determinada variável, apresentadas no capítulo anterior, são descritas nas notas técnicas da ANEEL referentes aos ciclos de revisões, a saber, Nota Técnica nº 342/2008, Nota Técnica nº 271/2010 e Nota Técnica nº 106/2015.

Uma parte da base de dados consolidada para este estudo é análoga àquela apresentada pela ANEEL em ciclos anteriores. Adicionalmente, foram introduzidos cortes rural-urbano e cortes de gênero relacionados à educação do chefe de família, com base em dados da PNAD, variáveis desagregadas de PIB, população e temperatura (com posterior agregação das séries para a área de concessão das distribuidoras), informações do Censo Escolar referentes à infraestrutura, dados de adensamento populacional e informações de eficiência das distribuidoras, a partir do IEO Ajustado⁶⁶ das concessionárias.

Com isso, a inclusão dessas novas variáveis teve como objetivo introduzir o maior número de variáveis candidatas a entrarem na especificação final do modelo de perdas, mantendo a lógica das dimensões analisadas pela ANEEL em outros processos de revisão tarifária.

Além da obtenção das variáveis, a geração de informações, como os níveis históricos de perdas das concessionárias, também é parte desta etapa preliminar de aplicação da metodologia. Afinal, saber o desempenho atual das empresas é condição basilar para a definição de metas que representem o nível final da redução

⁶⁶ Este índice é construído com base entre a razão de ganhos regulatórios e Ebitda Regulatório das concessionárias para diferentes componentes tarifários. Os ajustes considerados propuseram variações do IEO com a remoção de efeitos relacionados às PNT e a fatores não gerenciáveis pelas empresas. A elaboração destas variáveis é realizada a partir de dados de revisões tarifárias contidos na base de dados financeiros das distribuidoras mantida pelo GESEL.

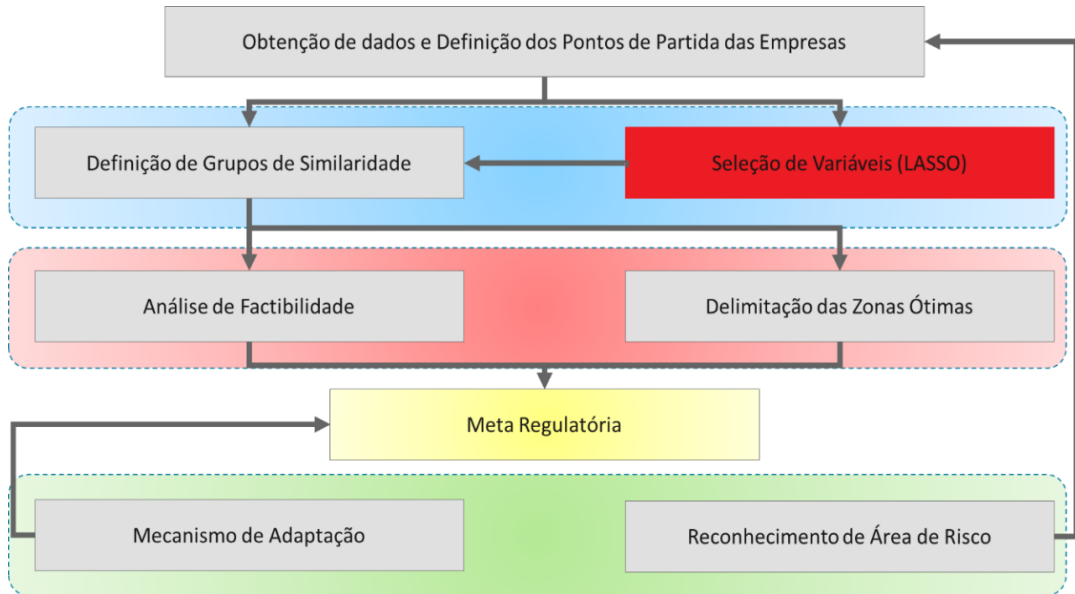
de PNT que uma concessionária possui o potencial de atingir em um período regulatório. Sendo assim, é importante determinar o nível inicial da trajetória de perdas das empresas, denominado de ponto de partida (PP).

Propõe-se que o cálculo do PP utilize a média de PNT verificada nos últimos quatro anos anteriores à revisão tarifária, uma vez que considerar apenas o valor de PNT do último ano pode induzir a distorções na análise, caso se trate de um ano atípico, e gerar problemas quanto ao combate a perdas em determinados períodos. Quanto maior a redução verificada nos quatro anos anteriores, menores serão as metas do próximo ciclo e os ganhos de eficiência serão repartidos com os consumidores nos períodos subsequentes.

6.1.2. Seleção de variáveis

Conforme já mencionado, aprimoramentos podem ser realizados ao modelo econométrico utilizado pela ANEEL para estimação dos coeficientes dos índices de complexidade. As questões relacionadas à opção pelo modelo de efeitos aleatórios e a não incorporação de variáveis, além das socioeconômicas, no modelo são especialmente importantes de serem revistas. A localização desta etapa no fluxograma da proposta está ilustrada na Figura 6.3.

Figura 6.3: Etapa de seleção de variáveis



Fonte: Elaboração própria.

A metodologia proposta neste estudo considera incluir variáveis de eficiência, isoladas de componentes que possam estar associados a PNT, evitando incorrer em problemas relacionados à endogeneidade. Sendo assim, sugere-se que a Agência adote uma abordagem ampla de inclusão de possíveis variáveis explicativas, para posterior isolamento das variáveis socioeconômicas.

Complementarmente, sabe-se que há empresas com um nível de eficiência gerencial superior a outras. Neste sentido, existem características idiossincráticas das empresas que são constantes no tempo e que podem ter relação com a eficácia em combater às perdas (por exemplo, a cultura empresarial ou a qualidade da administração). Sendo assim, o modelo mais apropriado seria o Painel com Efeitos Fixos. Neste tipo de painel, o modelo estima para cada grupo de dados (no caso, dados relativos a perdas de uma empresa em diversos anos) um intercepto distinto. Com isso, algumas empresas podem ter sistematicamente maior capacidade de

atingir metas regulatórias de redução de perdas, enquanto outras podem ter sistematicamente maior dificuldade em atingir tais metas.

Assim sendo, este projeto estruturou uma base de dados ainda mais completa em relação à utilizada pela ANEEL, com mais variáveis e observações, buscando incluir o máximo de elementos para uma posterior análise. Em uma segunda etapa, buscou-se reduzir a subjetividade na escolha das variáveis a serem utilizadas no modelo, por meio do uso de metodologias com etapas bem definidas e métodos consolidados de seleção de variáveis explicativas.

É importante ressaltar que, mais do que fornecer os coeficientes utilizados no modelo de complexidade, objetiva-se contribuir para que possam ser utilizadas abordagens cada vez mais robustas. Neste contexto, a separação entre os parâmetros dados pelos modelos e os parâmetros que seriam utilizados para o ajuste dos incentivos regulatórios é fundamental. A discussão sobre aperfeiçoamentos regulatórios tende a se tornar mais harmônica desta forma, com maior alinhamento das propostas de ambas as partes, evitando soluções casuísticas e favorecendo a isonomia no tratamento das distribuidoras.

No intuito de ampliar o estudo sobre os determinantes das perdas, a consolidação da base de dados gerou um total de 158 possíveis variáveis explicativas. Dada a grande quantidade de variáveis, realizou-se, paralelamente, uma etapa de pré-seleção das mesmas. Deste modo, foi possível separar as variáveis que possuíam comportamento similar e, assim, diminuir o número de variáveis incluídas no modelo. O método consistiu na análise de pares do coeficiente de correlação de Pearson (DORMANN *et al.*, 2013), mantendo apenas uma das variáveis correlacionadas quando o coeficiente indicasse correlação igual ou superior a 0,75.

Como resultado, para a construção do modelo, mantiveram-se 28 variáveis explicativas, além das variáveis dependentes “perdas não técnicas” e “perdas

globais medidas”, para um universo de 54 distribuidoras, no período de 2003 a 2018.

A equação 6.1 descreve um modelo tradicional de regressão linear:

$$Y_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^p X_{ij}\beta_j + \varepsilon_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad 6.1$$

Onde:

- p : Número de preditores;
- n : Número de observações;
- Y_i : Valor observado da variável dependente na i -ésima observação;
- β_0 : Intercepto;
- X_{ij} : Valores do regressor j na observação i ;
- β_j : Coeficiente angular do j -ésimo regressor; e
- ε_i : Termo de erro estocástico.

Segundo Tibshirani (1996), existem dois motivos pelos quais o analista de dados pode não estar satisfeito com os resultados de um modelo de regressão tradicional: (i) a acurácia preditiva, posto que esses modelos podem ter alto poder explicativo, porém alta variância; e (ii) a interpretação dos resultados em modelos com um grande número de variáveis explicativas.

Radchenko *et al.* (2011) argumentam que muitos métodos de seleção de variáveis foram propostos de maneira a minimizar a soma dos quadrados conjuntamente com a penalização para o número de coeficientes. Destaca-se que estes métodos são especialmente úteis quando o número de regressores é relativamente grande em relação ao número de observações.

O modelo LASSO é um destes métodos e, mais recentemente, tem ganhado projeção ao se tornar amplamente utilizado para seleção de variáveis, especialmente por sua eficiência computacional. De fato, esta eficiência é importante, pois torna factível a aplicação de métodos automatizados de seleção.

O uso do modelo LASSO neste estudo se faz relevante, especialmente pela necessidade de redução do número de variáveis explicativas, o que contribui para a interpretação dos resultados por meio da seleção de variáveis que mais contribuem para a explicação das PNT nas diferentes áreas de concessão, facilitando o consenso na escolha das mesmas.

Existe uma correlação entre o número de variáveis incluídas em um modelo e a sua complexidade. Quanto maior o número de variáveis incluídas, menor seu viés e maior sua variância, levando a problemas como o *overfitting*⁶⁷. Dois métodos são utilizados para mitigação deste problema. O primeiro é a redução da complexidade do modelo, o segundo é a regularização do mesmo. Na regularização, os coeficientes são reduzidos, podendo chegar até a zero no caso dos modelos LASSO. Este método é denominado *feature selection* e permite a remoção de algumas variáveis explicativas. A fórmula matemática por trás da regressão LASSO é descrita pela equação 6.2:

$$\hat{\beta}_{lasso} = \operatorname{argmin} \frac{1}{2n} \|y - X\beta\|_2^2 + \lambda|\beta|_1 \quad 6.2$$

Onde:

- n : Número de observações;
- y : Valor observado da variável dependente;
- X : Variáveis independentes;
- β : Valor estimado dos coeficientes; e
- λ : Coeficiente de penalização.

Entretanto, sob configurações mais esparsas, o modelo LASSO tende a reduzir demasiadamente os coeficientes. Uma série de alternativas e extensões foram sugeridas para endereçar este problema, dentre as quais cabe destacar os

⁶⁷ Termo utilizado em estatística para descrever quando um modelo estatístico se ajusta muito bem ao conjunto de dados anteriormente observado, mas se mostra ineficaz para prever novos resultados.

métodos *Elastic Net*, seletor de Dantzig, VISA, *Double Dantzig*, *Relaxed LASSO* e *Adaptive LASSO* (RADCHENKO *et al.*, 2011).

No presente projeto, optou-se pela versão adaptativa do LASSO. O objetivo desta transformação é permitir uma melhor identificação do parâmetro λ , de forma a evitar que coeficientes relativamente grandes sejam penalizados, por meio de um vetor estimado de pesos adaptativos com a função de realizar uma regularização diferente para cada coeficiente. Esse vetor é dado pela aplicação da equação 6.3.

$$\hat{\omega}_j = \frac{1}{(|\hat{\beta}_j|)^\gamma} \quad 6.3$$

Onde:

- $\hat{\omega}_j$: Vetor de pesos adaptativos;
- $\hat{\beta}_j^{ini}$: Estimativa inicial dos coeficientes; e
- γ : Constante positiva que ajusta o valor do vetor de pesos adaptativos.

Os coeficientes do modelo também foram ajustados para aliviar vieses introduzidos pelo modelo LASSO tradicional, através da aplicação de um modelo de mínimos quadrados ordinários para os preditores selecionados pelo primeiro estágio de seleção de variáveis. Belloni *et al.* (2013) mostraram que os estimadores pós-LASSO, sob determinadas condições, apresentam desempenho pelo menos tão bom quanto o LASSO tradicional.

Desta forma, é possível superar algumas limitações do modelo LASSO tradicional e obter melhores resultados. Para o cálculo dos resultados do modelo LASSO adaptativo baseado em dados em painel, utilizou-se o *software* Stata SE versão 16 e o pacote Lassopack versão 1.2.

Como critério de seleção de modelo, utilizou-se o Akaike Corrigido (Aicc) como estimador de qualidade estatística dos modelos testados. Este critério é

aconselhado para modelos com número de preditores relativamente grande em relação ao número de observações (AHRENS *et al.*, 2019).

Os coeficientes obtidos após a seleção pelo método *Adaptive* LASSO devem ser entendidos como o efeito de uma variação dessas variáveis sobre a variável dependente (“perdas não técnicas” ou “perdas totais das distribuidoras”).

Com base no modelo da Tabela 6.1, tem-se que as variáveis “renda média na área de concessão”, “acesso à água em áreas rurais”, “cobertura da coleta de lixo em áreas urbanas”, “cobertura de coleta de lixo direta em áreas rurais”, “esgotamento sanitário rural”, “Gini de renda rural”, “porcentagem de cheques devolvidos”, “IEO_semp⁶⁸”, “relação entre processos julgados e distribuídos” e “porcentagem de processos acumulados”, apresentam efeitos negativos sobre as PNT.

Por outro lado, as variáveis “acesso à água”, “adensamento domiciliar”, “parcela da população vivendo com menos de meio salário mínimo”, “Gini de renda”, “relação entre trabalhadores por conta própria e empregadores”, “acesso à internet nas escolas” e “participação da agropecuária, indústria e serviços no PIB dos municípios da área de concessão” apresentam efeito positivo sobre as PNT.

No total, o modelo possui 20 variáveis explicativas e um R^2 de 0,24. No Apêndice I, é disponibilizado o dicionário de variáveis utilizadas.

⁶⁸ Este índice foi construído com base no desempenho do IEO isolado de perdas totais, mercado, outras, depreciação e outras categorias não relacionadas ao custo operacional.

Tabela 6.1: Estatísticas do modelo de perdas não técnicas sobre baixa tensão (medido)

Variáveis	LASSO	Post-est OLS
agua	0.1841994	0.2278819
adens	0.4338446	0.5237358
ln_rend	-0.0672469	-0.0687566
repc_12sm	0.4027115	0.4268812
gini	0.3444622	0.3597634
ctprop_empregador	0.1268456	0.1441203
agua_r	-0.0551091	-0.0582600
lixo_urb	-0.1704154	-0.2131875
lixo_d_r	-0.0142725	-0.0257934
esgoto_r	-0.0101306	-0.0138109
gini_r	-0.0884385	-0.0974902
escol_net	0.0521799	0.0531192
cheq_dev	-0.0003480	-0.0003835
ieo_sempt	-0.0029460	-0.0035894
proc_jgdt	-0.0305531	-0.0382019
proc_acum	-0.0071201	-0.0090028
pib_agro	0.5331036	0.6096191
pib_ind	0.3350580	0.3971129
pib_serv	0.2972604	0.3805854
tfmed	0.0001050	0.0001134
RMSE	0.03375143	0.03371816
R-quadrado	0.2387	

Fonte: Elaboração própria.

Como é possível observar, alguns dos sinais dos coeficientes apresentados pelo modelo não condizem com o esperado, como as variáveis “acesso à água”, “Gini rural”, “relação entre trabalhadores por conta própria e empregadores” e “porcentagem de cheques devolvidos”. Isso demonstra alguma falta de aderência do modelo com a realidade verificada no setor elétrico, além do modelo apresentar uma tendência de falta de parcimônia na inclusão de variáveis. Sinais

contraintuitivos podem demonstrar, entre outros, problemas de vieses de variável omitida.

Para corrigir possíveis problemas de autocorrelação serial do tipo AR (1) na variável dependente, realizou-se a remoção desse efeito através de um processo denominado *prewhitening*. A Tabela 6.2 apresenta os resultados com base na série ajustada.

Tabela 6.2: Estatísticas do modelo de perdas não técnicas com correção AR (1)

Variáveis	LASSO	Post-est OLS
adens	0,7595247	0,7855936
ln_rend	-0,0184057	-0,0215275
chefe_3sm	-0,3101882	-0,3614815
gini	0,1218291	0,1430249
ctprop_empregador	0,1105594	0,1603312
gini_r	-0,0788134	-0,1086283
inad_cred	0,0155914	0,0442752
cheq_dev	-0,0007063	-0,0007398
ieo_sempt	-0,0028047	-0,0035967
proc_jgdt	-0,0405142	-0,0501164
pib_agro	0,1842316	0,3437826
pib_ind	0,2334448	0,3570087
pib_serv	0,3107082	0,4786398
RMSE	0,02858616	0,02840644
R-quadrado		0,1472

Fonte: Elaboração própria.

É possível observar que variáveis diferentes passam a ser selecionadas e ocorre uma redução no número de variáveis utilizadas, demonstrando a importância de se realizar este tratamento. Nesta nova configuração, são selecionadas apenas 13 variáveis, entretanto alguns coeficientes continuam a apresentar sinais contra intuitivos. Dentre eles, pode-se citar o “Gini rural” e a “porcentagem de cheques

devolvidos”, ambos relacionados inversamente às perdas. Nota-se que o R^2 do modelo com correção AR (1) é de 0,15.

Em comparação às variáveis utilizadas no modelo da ANEEL (C, G e K), o presente modelo performa melhor em termos de erro preditivo, aqui mensurado pela raiz do erro quadrático médio (RMSE), no qual, quanto menor o resultado, melhor o modelo. Destaca-se que é interessante utilizar o RMSE para este problema, dado que esta estatística considera tanto a precisão do modelo, quanto a existência de erros sistemáticos, punindo mais fortemente maiores erros de previsão. Portanto, como medida de ajuste para comparação entre modelos, deve-se considerar, também, o RMSE. Esta comparação pode ser observada na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Erro quadrático médio entre modelos

Modelo	RMSE
Sem correção (AR1)	0,034
Com correção (AR1)	0,028
C	0,070
G	0,069
K	0,072

Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que testes também foram realizados para avaliar a possibilidade do uso de perdas totais de energia como uma medida para mitigar problemas relacionados à segregação entre as PNT e as perdas técnicas. Este modelo seria justificável caso os níveis de perdas técnicas possuíssem maior invariância no tempo e fossem capturados pelos efeitos fixos. A Tabela 6.4 apresenta os resultados deste modelo, o qual apresentou o R^2 e o RMSE mais altos do que os modelos com PNT como variável dependente.

Tabela 6.4: Estatísticas do modelo selecionado de perdas totais sobre baixa tensão (medido)

Variáveis	LASSO	Post-est OLS
agua	0.0337277	0.1436540
adens	0.5783911	0.7819659
ln_rend	-0.0834138	-0.0860987
repc_12sm	0.4529301	0.5343976
gini	0.3538200	0.4073716
ctprop_empregador	0.1193869	0.1654437
lixo_urb	-0.1257951	-0.2440835
lixo_d_r	-0.0326507	-0.0695770
esgoto_r	-0.0056690	-0.0172700
gini_r	-0.0280474	-0.0699658
escol_net	0.0633043	0.0680872
cheq_dev	-0.0003625	-0.0004692
ieo_sempt	-0.0032599	-0.0049660
proc_jgdt	-0.0268912	-0.0476852
proc_acum	-0.0063672	-0.0107807
pib_agro	0.4105471	0.6493332
pib_ind	0.3595077	0.5478190
pib_serv	0.2109174	0.4673914
tfmed	0.0001093	0.0001298
RMSE	0.03958745	0.03934957
R-quadrado	0.2788	

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que alguns dos coeficientes da Tabela 6.4 não apresentam sinal condizente com o esperado, como as variáveis “acesso à água”, “Gini rural”, “acesso à internet em escolas” e “porcentagem de cheques devolvidos”.

As variáveis relacionadas à estrutura das atividades econômicas (agricultura, indústria e serviço) apresentaram efeito positivo sobre perdas, em detrimento da administração pública. Isso pode ser explicado (i) pela maior facilidade de furtos de energia em áreas mais remotas, especialmente para o caso da agricultura, que apresenta um maior efeito relativo, ou (ii) por uma compensação

à variável complementar da parcela do PIB relacionado à administração pública, a qual não é selecionada pelo modelo e pode denotar maior presença e ação do Estado no território.

A mesma correção para autocorrelação serial apresentada na Tabela 6.2 foi utilizada para os dados de perdas totais e os resultados são apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Estatísticas do modelo selecionado de perdas totais com correção AR(1)

Variáveis	LASSO	Post-est OLS
adens	0.8801035	1.2202293
chefe_3sm	-0.2145363	-0.3339744
ctprop_empregador	0.0532424	0.1485756
cheq_dev	-0.0006930	-0.0007924
proc_jgdt	-0.0310695	-0.0476874
pi_b_ind	0.0219247	0.0386965
RMSE	0.03317431	0.03285132
R-quadrado	0.1014	

Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se que o número de variáveis selecionadas diminui drasticamente, mas o resultado possui poder explicativo menor do que o modelo de PNT com correção AR (1), além de maior RMSE. Neste modelo, as variáveis contraintuitivas seriam “chefes de família com rendimentos até três salários mínimos” e “número de cheques devolvidos”, ambas relacionadas inversamente às perdas totais.

A existência de variáveis contraintuitivas pode ocorrer devido à presença de vieses de variáveis omitidas no modelo, como aquelas relacionadas ao esforço das empresas no combate às perdas. Embora o modelo *Adaptive LASSO* (ZOU, 2006) suporte a existência de variáveis omitidas, os estimadores podem estar viesados. Para lidar com o problema na estimação dos coeficientes econométricos, sugere-se

não utilizar os estimadores dos modelos econométricos como base para a definição e metas, como será apresentado posteriormente neste livro.

6.1.3. Avaliação do uso de modelos econométricos

Esta seção buscou identificar caminhos para o aperfeiçoamento do modelo de quantificação do impacto de fatores socioeconômicos nas PNT. Um dos principais objetivos que guiaram esta análise foi diminuir a subjetividade existente na decisão das variáveis que serão incluídas no cálculo do índice de complexidade. Vale destacar que, por mais que se busque criar metodologias com a finalidade de dar suporte ao reconhecimento das PNT, existe uma barreira dada pela disponibilidade e pela qualidade de informações críticas apresentadas ao regulador.

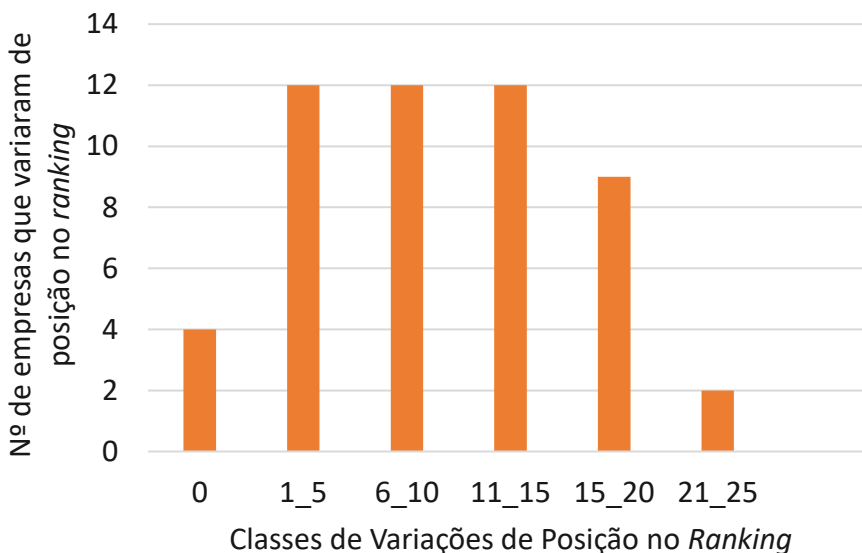
Em especial, a falta de indicadores de esforço para o combate às perdas inviabiliza a quantificação do efeito isolado das variáveis socioeconômicas (não gerenciáveis) sobre elas, o que apresenta reflexos na robustez do modelo atual. Essa dificuldade, associada à pouca fundamentação teórica acerca das variáveis socioeconômicas mais relevantes na explicação das PNT, faz com que a escolha dos coeficientes que compõem o modelo atual seja questionável.

De fato, a escolha das variáveis que definem o índice de complexidade das concessões é um dos maiores problemas para mensurar a complexidade através de modelos matemáticos. Eventuais mudanças nas variáveis que compõem o modelo final da ANEEL afetam diretamente o ordenamento das distribuidoras e a relação ao nível de complexidade.

Essa susceptibilidade à mudança de ordenamento pode ser observada na Figura 6.4, na qual foi comparada a nova posição das distribuidoras no *ranking*, caso fossem utilizadas as variáveis selecionadas neste estudo, com a posição vigente pela metodologia atual. Essa sensibilidade às variáveis socioeconômicas

selecionadas pode gerar uma grande instabilidade, principalmente quando não possuem um forte embasamento teórico para a sua escolha.

Figura 6.4: Variação do ordenamento das empresas no modelo LASSO em relação ao modelo atual de complexidade (ANEEL)



Fonte: Elaboração própria.

Dito isso, defende-se que, independente do modelo utilizado para determinação da trajetória de redução de PNT das distribuidoras, é importante consolidar uma base de dados que contenha informações críticas para o regulador. Dado que certas variáveis não estão sendo incluídas no modelo de complexidade, mesmo com o uso do método LASSO para escolha daquelas mais relevantes ao problema, não se pode garantir que o modelo estará atribuindo, a estas variáveis, a correta magnitude de seus efeitos.

Neste contexto, pesquisas quantitativas e qualitativas devem atuar, conjuntamente, na identificação e na validação de dados que contribuam para explicar o fenômeno das PNT. As pesquisas qualitativas, em especial, seriam muito úteis para que o regulador identificasse variáveis que fossem apontadas como mais

significativas pelos próprios indivíduos que tiveram contato com situações de furto de eletricidade.

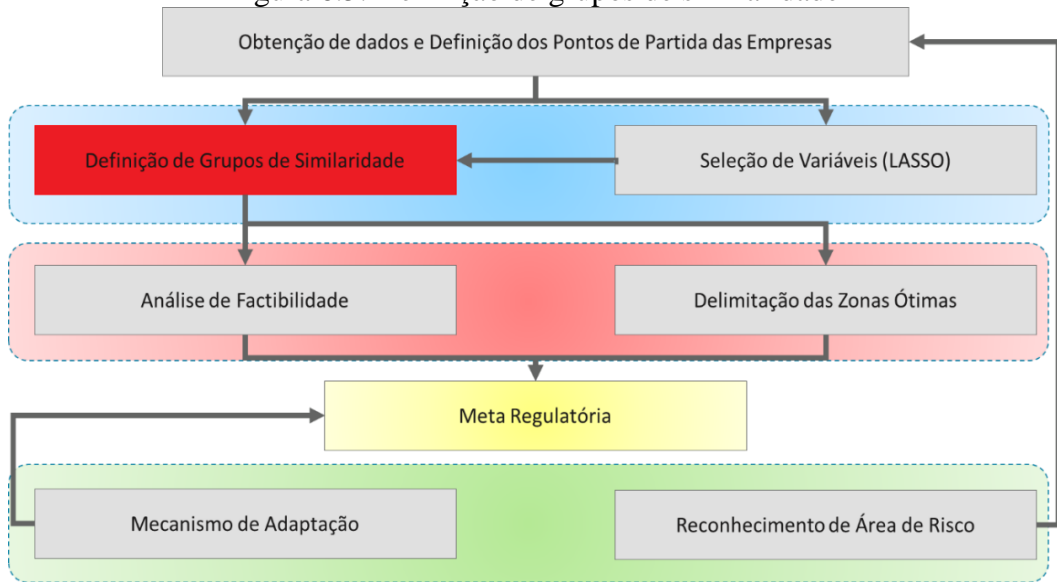
Apesar das limitações apresentadas, a especificação do modelo proposto mostrou melhor desempenho se comparado com a especificação análoga, utilizada pela Agência durante o quarto ciclo de revisões tarifárias.

As próximas seções irão apresentar os aprimoramentos na metodologia de determinação de metas de PNT, que buscam solucionar os problemas relativos ao uso de estimadores derivados do modelo econométrico como base para a determinação das metas regulatórias. Propõe-se um modelo para a definição de metas regulatórias no qual se utiliza o conceito de criação de grupos de similaridade em conjunto à definição de zonas consideradas eficientes.

6.1.4. Definição de grupos

A partir dos dados obtidos, a metodologia inicia com a execução de cálculos para gerar informações capazes de descrever, em números, as principais características do mercado que influenciam no tratamento regulatório das PNT, conforme ilustrado na Figura 6.5. Para este processamento, são utilizadas ferramentas de análise econométrica e métodos estatísticos que fundamentem os resultados e agreguem transparência, coerência e imparcialidade ao contexto avaliado pelo regulador para o tratamento das PNT. Além destes aspectos, a compreensão sobre o desempenho do mercado é fundamental para estruturar uma metodologia regulatória que atenda aos princípios da regulação e promova a busca pelos objetivos gerais almejados para o setor.

Figura 6.5: Definição de grupos de similaridade



Fonte: Elaboração própria.

Neste contexto, o primeiro passo é segmentar o mercado para lidar com a heterogeneidade dos agentes e permitir a realização de análises mais aderentes às diferentes dimensões do problema. Para isso, propõe-se utilizar a análise de *clusters*, a qual permite dividir os objetos (indivíduos) em grupos (*clusters*). Esta análise visa identificar a estrutura natural dos dados, para, apenas com as informações contidas nos mesmos, descrever os objetos e suas relações. Assim, busca-se que os objetos dentro de um grupo sejam similares uns aos outros e diferentes em relação àqueles contidos em outros grupos. Quanto maior a similaridade dentro de um grupo e maior a dissimilaridade entre os grupos, melhor e mais distinto é o *cluster* (TAN, 2018).

O *k-means* é o mais popular e mais simples algoritmo particional. Mesmo tendo sido proposto há mais de 50 anos, ainda é um dos algoritmos mais utilizados para *clusterização*, devido à facilidade de implementação, simplicidade, eficiência e eficácia de processamento (TAN, 2018). O método *k-means* busca separar os

objetos em grupos, considerando o número de grupos que são representados pelos seus centroides⁶⁹. Sua função objetivo é descrita na equação 6.4:

$$E = \sum_{j=1}^k \sum_{x \in C_i} \|p - m_i\|^2, \text{ para } k \in (1, n) \quad 6.4$$

Onde:

- E : Soma do erro quadrado para todos os objetos na base de dados;
- P : Ponto no espaço representando um dado objeto; e
- m_i : Representante do *cluster* C_i .

Destaca-se que, tanto p , quanto m_i são multidimensionais e os algoritmos terminam quando não existem atribuições possíveis capazes de melhorar esta função objetivo. Essa equação utilizou a distância Euclidiana, entretanto outras distâncias podem ser empregadas de acordo com o problema. A distância Euclidiana pode ser utilizada em situações nas quais os dados estão dentro de um espaço Euclidiano.

De acordo com Tan (2018), o algoritmo *k-means* segue a seguinte lógica:

1. Selecione k pontos como os centroides iniciais;
2. Repita;
3. Forme k *clusters* atribuindo cada ponto para o seu centroide mais próximo; e
4. Recalcule o centroide de cada *cluster*, até que os centroides não mudem.

Neste estudo, utilizou-se, também, o algoritmo de *clusterização* em duas etapas (*Two Step Cluster*), que possui o benefício de determinar automaticamente o número de grupos seguindo critérios informacionais.

⁶⁹ O ponto no qual as coordenadas são as médias aritméticas de um grupo de pontos.

A metodologia de *clusterização* em duas etapas é indicada para os casos nos quais é necessário lidar com grandes espaços de análise, com diversos indicadores de diferentes tipos de medição. Assim, o objetivo é atingir a segmentação dos registros em subgrupos homogêneos.

“Aplicam-se as técnicas estruturais inovadoras da Two Step Cluster em várias áreas do conhecimento onde se tenha disponível uma grande base de dados com múltiplas variáveis em escalas diferentes e que se deseje realizar uma análise de formação de clusters para que se possa tornar mais nítida, simples e racional uma análise estrutural. Então, pode ser aplicada em amplas variedades de problemas de marketing, administração, economia, contabilidade, ciências sociais, etc.” (COSTA, 2017)

Este método utiliza uma abordagem de *clusterizações* sequenciais. Em uma etapa de *pré-cluster*, o algoritmo analisa as observações, uma a uma, para decidir se determinada observação deveria se unir a *clusters* previamente formados ou começar um novo *cluster*, baseado no critério de distância utilizado. Esse procedimento faz uso de uma *cluster feature tree*, que consiste em níveis de nodos nos quais cada nodo contém um determinado número de entradas (SPSS, 2001).

Nesta primeira etapa do procedimento, os registros são segmentados em pequenos grupos. Subsequentemente, os grupos são reagrupados formando subperfis ideais, segundo um número ideal de agrupamentos. Este método pode gerar *clusters* segundo um número especificado ou gerar automaticamente o número ideal de *clusters*, caso o valor de k não seja conhecido. A seleção automática é baseada em critérios informacionais bayesiano (EBIC) ou Akaike (SPSS, 2001).

Ademais, neste tipo de método, duas distâncias são utilizadas, a probabilidade de log e a distância Euclidiana. A primeira é uma medida de probabilidade que ajusta as distribuições de probabilidades às variáveis. As

variáveis contínuas são ajustadas por uma curva normal, enquanto as categorias são ajustadas por uma distribuição multinomial. Neste caso, todas as variáveis são consideradas independentes. Já no caso da distância Euclidiana, a qual somente pode ser utilizada quando todas as variáveis são contínuas, a medida de distância é a linha reta entre dois *clusters*.

Para avaliar a qualidade do ajuste dos *clusters*, foram utilizados dois critérios: a razão entre o maior e o menor *cluster* e a medida de silhueta. O primeiro critério possui o objetivo de impedir que grupos com poucos objetos sejam criados. Por sua vez, a medida de silhueta é uma das abordagens empregadas para verificar a qualidade da *clusterização* e também pode ser utilizada para selecionar um número ótimo de grupos.

A silhueta é um gráfico *cluster* C, composto de um valor de silhueta s , que reflete a qualidade de alocação dos objetos no grupo. Cada objeto do *cluster* é representado por i e, para cada objeto i , o valor de $s(i)$ é calculado de acordo com a equação 6.5:

$$s_i = \frac{b_i - a_i}{\max(a_i, b_i)} \quad 6.5$$

Onde:

- a_i : Dissimilaridade média do objeto i em relação a todos os objetos do mesmo grupo C; e
- b_i : Dissimilaridade média do objeto i em relação a todos os objetos do grupo vizinho mais próximo a ele (grupo X).

O valor de $s(i)$ é adimensional e varia no intervalo entre -1 e 1. Quando o valor de $s(i)$ se aproxima de 1, interpreta-se que o objeto i foi bem classificado dentro do grupo C e, quanto mais próximo de 1, maior será a qualidade do agrupamento (CÂMARA *et al.*, 2015). O índice de silhueta geral é calculado com base na média de $s(i)$ para todos os elementos dentro dos grupos. Desta forma, este

método de *clusterização* permite o estabelecimento de um embasamento técnico para a segmentação do setor.

Em paralelo à segmentação do problema, o Módulo Azul, de análise do mercado, propõe estudar o comportamento das perdas para buscar entender este fenômeno e os fatores que o influenciam. Para subsidiar esta análise, é adotado um modelo de estimação das perdas para tentar descrever e mensurar os aspectos não gerenciáveis das concessões. Esta abordagem consiste em uma estratégia para lidar com a significativa heterogeneidade dos perfis das áreas de concessão das distribuidoras e do seu relevante impacto nas PNT.

Na regulação vigente, a ANEEL utiliza o chamado “índice de complexidade de combate às perdas não técnicas”, o qual busca sintetizar o conjunto de informações e variáveis sociais e econômicas das áreas de concessão que possam estar contribuindo direta ou indiretamente às PNT (ANEEL, 2008a).

Em resumo, entende-se que a ideia que inspira a utilização de variáveis socioeconômicas para balizar a definição dos *benchmarks* é válida, uma vez que este tipo de análise possui a vantagem de aplicar metas que consideram problemas intrínsecos à área de atuação das concessionárias. Desconsiderar a existência dos diferentes ambientes socioeconômicos, nos quais as empresas estão estabelecidas, tornaria a regulação menos efetiva por dois fatores: (i) empresas em áreas de atuação menos problemáticas tenderiam a ter metas relativamente menos ambiciosas; e (ii) empresas em áreas mais problemáticas passariam a ter metas não condizentes com o seu potencial de atingimento, o que poderia gerar dificuldades financeiras às mesmas, comprometendo seus investimentos e sua operação.

No entanto, ainda que a modelagem LASSO apresente um avanço, entende-se que persistem problemas que inviabilizariam a montagem de *ranking*, oriundos da dificuldade dos modelos econométricos em lidar com a disponibilidade de séries de dados e sua qualidade, conforme foi visto anteriormente. Por isso, a proposta

desenvolvida se embasa em um critério de *Clusterização* por Similaridade. Trata-se de um processo baseado na formação de grupos de empresas através de técnicas estatísticas, mediante a utilização de *softwares* computacionais. Esta alternativa difere da metodologia vigente por transpassar o paradigma da quantificação da complexidade via modelos econométricos.

De fato, o uso de modelos econométricos para estimação do índice de complexidade envolve diversas complicações metodológicas. Primeiramente, os modelos não contemplam variáveis que reflitam o esforço e a eficiência das empresas no combate às perdas.

Como o que se busca averiguar é o impacto de variáveis socioeconômicas sobre as PNT, é importante que, previamente se estabeleça um modelo geral de perdas. De maneira ampla, entende-se que a participação das PNT sobre o mercado esteja associada aos seguintes fatores: (i) esforço de combate às perdas; (ii) eficiência no combate às PNT; (iii) características socioeconômicas da área de concessão; (iv) fatores associados à composição e ao nível do consumo de energia; e (v) configuração da rede. Atualmente, o modelo da ANEEL considera apenas variáveis que são representadas nos itens iii, iv e v.

Destaca-se que o viés de variável omitida surge da interação entre as variáveis representadas pelos itens iii, iv e v, incluídas no modelo, e por aquelas presentes nos itens i e ii, contidas no erro. Deste modo, caso haja interação entre essas variáveis, as estimativas do modelo e, portanto, o índice de complexidade estarão viesadas, assim como os estimadores de significância dessas variáveis. Verifica-se, neste sentido, que existe interação entre essas variáveis no modelo e no erro, logo a solução mais efetiva ao problema seria a inclusão de variáveis que representem o esforço e a eficiência da empresa no combate às perdas.

Nesta proposta de alteração metodológica, buscou-se criar variáveis que funcionassem como *proxy* da eficiência operacional das empresas. No entanto, é

difícil elaborar uma base de dados que contemple retroativamente essas variáveis de eficiência e de esforço no combate às perdas. Portanto, entende-se que o benefício do uso de um modelo econométrico para identificação da magnitude do impacto de variáveis socioeconômicas específicas sobre as PNT é baixo, tendo em vista as limitações para que este objetivo seja alcançado. Desta forma, é proposto um caminho diferente, que tende a minimizar esses problemas, a reduzir inconsistências e a trazer mais estabilidade para a comparação entre as empresas.

Usualmente, com a segmentação em grupos, espera-se que os elementos de um mesmo grupo sejam parecidos entre si, consideradas as características selecionadas. Para realizar uma segmentação técnica e objetiva dos grupos, propõe-se o uso da *clusterização*, metodologia que busca, exatamente, formatar grupos que maximizem a semelhança entre os elementos que os compõem.

A análise por *clusters* simplifica o problema enfrentado pelo regulador, sem deixar de considerar as especificidades das áreas de concessão que podem contribuir para uma maior ou menor facilidade na redução de PNT. A ideia da presente proposta é que a dificuldade do atingimento da meta imposta seja a mesma entre os grupos. A dificuldade no atingimento a uma determinada meta de redução é dada com base em informações históricas de reduções de perdas das distribuidoras que compõem um certo grupo. Nota-se que a análise dessas informações permite identificar a probabilidade de que uma distribuidora dentro do grupo alcance determinado nível de PNT, o que possibilita verificar a factibilidade no atingimento às metas, evitando variações abruptas na trajetória de redução de PNT.

As principais mudanças apresentadas na proposta constam nas etapas iniciais, com a substituição da necessidade de modelos econométricos, os quais, antes, eram a base para a metodologia regulatória. Destaca-se que tal mudança conceitual é o princípio para a formulação desta nova alternativa.

A formação de grupos de empresas já é realizada pelo modelo atual da ANEEL, mediante a segmentação de distribuidoras pelo porte. Alternativamente, propõe-se, aqui, que a metodologia de *clusterização* seja aprofundada e utilizada também em variáveis socioeconômicas, com a finalidade de classificar as distribuidoras quanto à similaridade dos fatores que influenciam o combate às perdas de cada área de concessão.

Para a construção de *clusters* de similaridade, foram utilizadas variáveis selecionadas pelo modelo LASSO, acrescidas de variáveis de tamanho (número de unidades consumidoras) já utilizada pela ANEEL. Testes indicam que, para mais de dois grupos, o efeito do uso de variáveis a nível estadual é significativo. Portanto, para essas variáveis, utilizou-se séries do CENSO relativas às variáveis selecionadas pelo modelo econométrico, atualizadas pela taxa de crescimento da PNAD. Este processo se assemelha ao que já é atualmente realizado para ANEEL para estimar os índices de complexidade.

Por fim, para selecionar o número de grupos, verificou-se até que ponto as médias históricas em termos de perdas dos mesmos permanecem estatisticamente diferente entre os *clusters* formados, com base em um teste *t* de diferenças de médias. Com isso, busca-se garantir a representatividade dos grupos. É interessante notar que existe, de fato, uma diferença expressiva no nível de perdas entre os grupos utilizados para formar os *clusters* de similaridade.

Os testes realizados podem ser verificados na Tabela 6.6, demonstrando que os grupos diferem mais pelo nível de perdas do que pela redução das mesmas, a qual não pode ser considerada estatisticamente distinta. Portanto, considera-se mais interessante trabalhar com um desenho de mecanismo que use como variável principal o nível de perdas do que a sua redução.

Tabela 6.6: Diferença de médias entre os grupos formados

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
PNT/BT (%)	40,4 ^a	17,4 ^b	7,75 ^c

*Subscritos diferentes (*a, b e c*) indicam médias estatisticamente distintas.

Fonte: Elaboração própria.

As associações das empresas nos grupos formados podem ser encontradas nas Tabelas 6.7 e 6.8. Observa-se que existe uma concentração de empresas do Norte e Nordeste no grupo 1, empresas do Sul, Sudeste e Nordeste no grupo 2 e empresas do Sul e Centro-Oeste no grupo 3.

Tabela 6.7: Empresas pertencentes aos grupos 1 e 2

Grupo 1	Grupo 2
AMAZONAS	CEB
BOA VISTA/CERR	CEEE
CEAL	CELPE
CELPA	CEMIG
CEMAR	COELBA
CEPISA	COELCE
ELETROACRE	COSERN
SULGIPE	CPFL PAULISTA
CEA	EBO
CELTINS	ELETROPAULO
	ENEL RJ
	EPB
	ESE
	LIGHT
	PIRATININGA

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.8: Empresas pertencentes ao grupo 3

Grupo 3	
BANDEIRANTE	EMG
CELESC	ENERSUL
CELG	ENF
CEMAT	ESCELSA
CERON	ESS
CHESP	FORCEL
COCEL	HIDROPAN
COOPERALIANÇA	IENERGIA
COPEL	JOAOCESA
DEMEI	MUXFELDT
DME-PC	NOVA SANTA CRUZ ⁷⁰
EFLUL	RGE/RGE-SUL
ELEKTRO	SANTAMARIA
ELETROCAR	UHENPAL

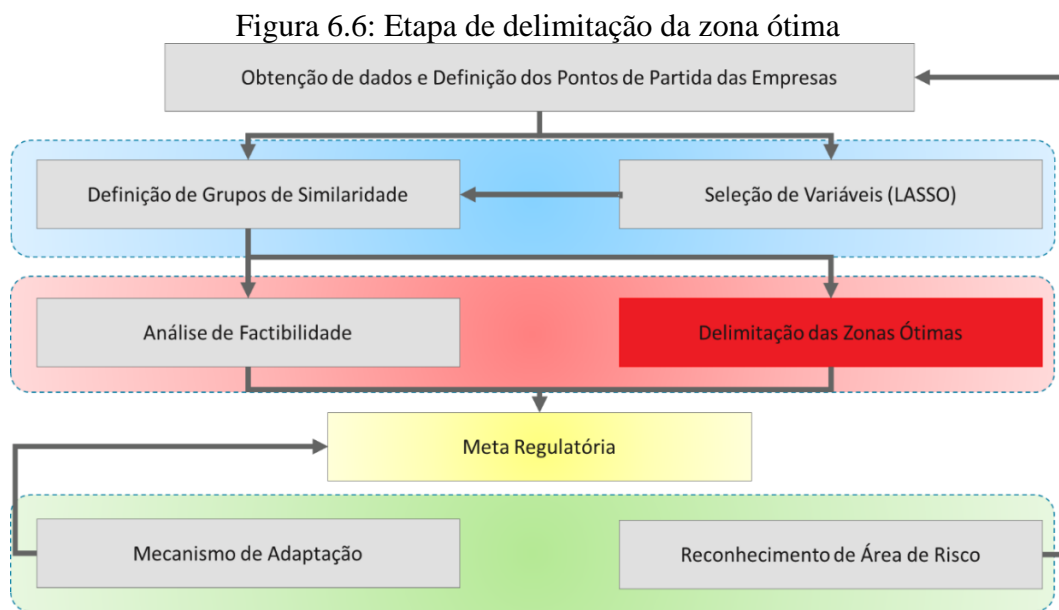
Fonte: Elaboração própria.

6.1.5. Definição da zona ótima de cada grupo

Após as etapas que compõem o Módulo Azul da metodologia, iniciam-se as etapas de análise segregada dos grupos de empresas comparáveis. Neste processo, uma etapa importante consiste no estabelecimento do nível eficiente de PNT relativo a cada grupo formado. Tal nível descreve o valor de perdas no qual a redução passa a não eficiente, ou seja, o custo de combate às perdas é muito elevado frente à receita marginal com a sua redução.

Este valor deve ser estipulado para cada grupo de empresas comparáveis, por meio de modelos de eficiência que sejam capazes de sinalizar um valor de PNT alcançável para as concessionárias e que capturem a saturação do seu combate de

uma forma geral. A Figura 6.6 apresenta a localização desta etapa no fluxograma da proposta.



Fonte: Elaboração própria.

A análise microeconômica do *trade-off* entre a receita adicional com a recuperação da energia e o custo de investimento no combate às perdas é realizada em diversos países para estabelecer este nível eficiente. Por exemplo, reguladores de países como Chile, Colômbia, El Salvador, Guatemala e Peru utilizam diferentes abordagens para o reconhecer na tarifa os custos de O&M relativos ao combate às PNT. No Brasil, atualmente, a declaração de informações das empresas ao órgão regulador não discrimina os valores específicos despendidos para o combate às PNT. Por isso, tal tratamento demandaria um esforço adicional para o levantamento desta informação junto às empresas do setor.

De acordo com a Nota Técnica ANEEL nº 106/2015, a abordagem que se aproxima da definição de níveis de saturação consiste nos limites de 7,5% para as empresas do grupo 1 e 2,5% para as empresas do grupo 2. Estes limites foram estabelecidos na revisão metodológica em 2015, com a justificativa de que os

valores estariam em linha com as melhores práticas do mercado. Entretanto, não foi apresentado nas notas técnicas da Agência a justificativa de cálculo para esses valores ou a razão de sua origem. Conforme já mencionado no capítulo anterior, o limite do grupo de empresas pequenas (2,5%) foi estabelecido no 40º percentil e o das empresas grandes (7,5%) no 24º percentil, o que indica que o valor do limite eficiente de perdas estabelecido para empresas grandes é relativamente mais agressivo.

Para a presente proposta metodológica, a definição dos limites de eficiência é crucial, pois irá possibilitar a mensuração da margem de atuação para reduzir as perdas associada à saturação dos limites de eficiência das medidas de seu combate. A inviabilidade atual de tratar a questão com base no *trade-off* dos custos abre espaço à proposição de alternativas para estimar estes limites. Por isso, na metodologia vigente, efetuou-se uma inferência frequencista, com a fixação de um percentil que denote o conjunto de empresas com menores perdas e que, portanto, representaria uma boa aproximação para os limites de eficiência. Este percentil foi estabelecido para cada grupo de empresas e obtido após a etapa de formação dos grupos.

Em relação à determinação de qual percentil adotar como eficiente, uma estratégia pode ser a busca por *benchmarks* internacionais. No trabalho desenvolvido por Jiménez *et al.* (2014), é possível encontrar um levantamento das perdas totais de eletricidade nos países da América Latina e Caribe (ALC) e a indicação de um *benchmark* de 8% de perdas, referente aos valores praticados em regiões desenvolvidas, como Europa e América do Norte. Por sua vez, na ALC, a média de perdas é a maior em relação às demais regiões do planeta (17%) e apenas alguns países ficam substancialmente abaixo deste *benchmark*. Em geral, são países de pequena extensão, como Trinidad e Tobago, Barbados e Suriname. Caso fosse adotado este *benchmark* para o Brasil, a exigência de redução das perdas seria

bastante agressiva para diversas distribuidoras e não condizente à diversidade de realidades das áreas de concessão.

Desta forma, para definir o nível eficiente de PNT, é desejável estabelecer um valor que estimule a competição com um grupo de empresas operando dentro da zona ótima. Caso contrário, a zona ótima serviria apenas para consolidar ainda mais as empresas que, por suas características, sempre possuíram as menores perdas. Sendo assim, a utilização de decis para determinação do limite de eficiência se mostra como uma boa alternativa, uma vez em que se torna possível verificar a capacidade de redução de PNT das distribuidoras entre os diferentes grupos.

A delimitação de um ponto de eficiência para cada grupo permite a criação de incentivos e penalizações pelo distanciamento deste ponto. As distribuidoras que estiverem dentro da zona ótima obtêm o benefício de se apropriar integralmente dos ganhos de redução de perdas ocorridos dentro do período tarifário, os quais, em períodos subsequentes, serão compartilhados com o consumidor. Já as empresas fora da zona ótima possuem uma trajetória decrescente de perdas que a fazem compartilhar os ganhos com a sua redução dentro do período tarifário.

A média das empresas do 3º decil de cada grupo representa uma boa estimativa das melhores práticas do mesmo. Com base nos valores obtidos, entende-se que, de fato, esse limite para a zona ótima promoveria a competição entre as empresas, no sentido de incentivar as concessionárias que estão fora da zona ótima a buscar melhorar seus desempenhos, com a finalidade de atingir o limite de entrada na zona. Por outro lado, as empresas que estão dentro da zona ótima estariam estimuladas a continuar performando bem, em vistas a garantir que permanecessem na zona.

Por fim, vale ressaltar que o principal aspecto do método de determinação dos limites de eficiência é o estabelecimento de um procedimento simples, transparente e continuado, com a finalidade de permitir o planejamento operacional

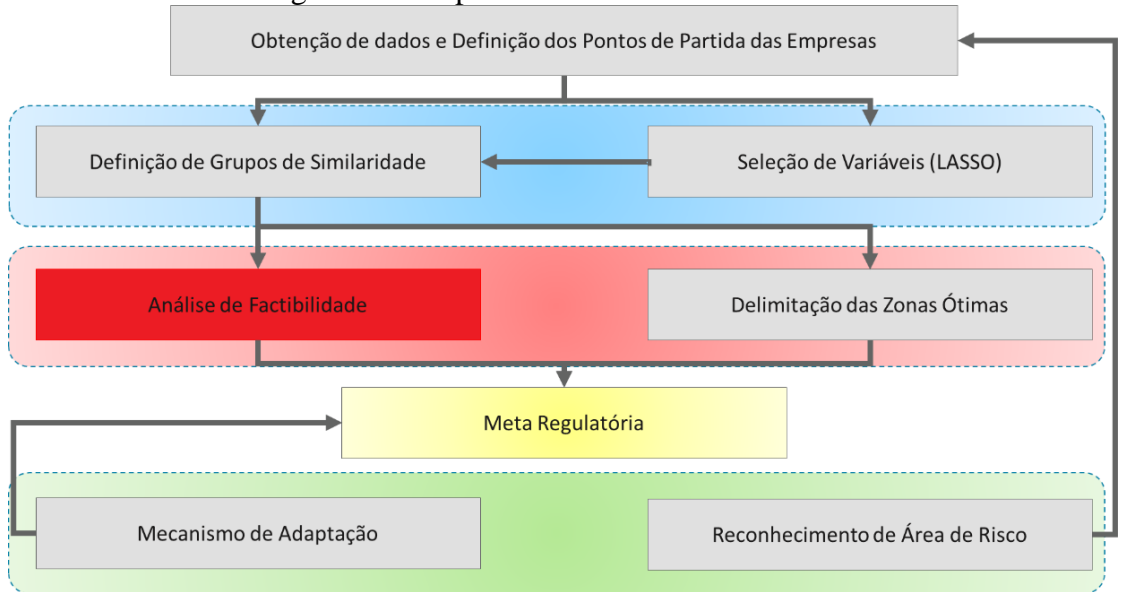
do mercado. Os níveis eficientes delimitados pelas zonas ótimas de PNT são uma indicação ao mercado dos objetivos de eficiência do setor. Deste modo, as empresas que operam abaixo dos níveis eficientes estariam em uma zona de saturação, em virtude de sua eficiência na redução das PNT. Entretanto, a efetividade da regulação no tratamento das perdas deve considerar, ainda, a formulação de objetivos específicos que orientem as empresas que possuem um potencial de redução de perdas acima destes limites eficientes.

6.1.6. Análise de factibilidade

O próximo passo da metodologia é a análise de factibilidade. Neste sentido, as informações geradas a partir do modelo de perdas e da *clusterização* das empresas servem de *inputs* para a análise de factibilidade a ser aplicada. Esta análise é um mecanismo consagrado de regulação por incentivos, cuja ideia é introduzir competição em mercados monopolizados, devendo resultar na definição de uma meta específica para cada concessionária, de acordo com um conjunto de empresas comparáveis.

Nesta proposta, o dimensionamento da comparabilidade entre as empresas passa a ser efetuado por meio da *clusterização* dos grupos. Posteriormente, a meta é definida com base em uma matriz de probabilidade de atingimento de determinado ponto por cada concessionária em cada grupo, a fim de utilizar as melhores práticas como referenciais de eficiência para as demais. O posicionamento desta etapa no fluxograma da alternativa proposta está ilustrado na Figura 6.7.

Figura 6.7: Etapa de análise de *benchmark*



Fonte: Elaboração própria.

O *cluster* irá indicar quais as empresas são comparáveis entre si e a trajetória histórica de redução do grupo irá determinar a meta das concessionárias. Deste modo, os resultados do modelo de perdas e do processo de *clusterização* são instrumentos para equalizar a comparação entre as empresas e a matriz de probabilidades passa a ser utilizada para definir metas factíveis, de acordo com a equação 6.6.

$$E(\text{MetaEmpresa}_{i,j}) = \text{Prob}_{(i,j)} * \text{PNT}_{bench} + [1 - \text{Prob}_{(i,j)}] * \text{PNT}_{(i)} \quad 6.6$$

Onde:

- $\text{MetaEmpresa}_{(i,j)}$: Meta de perdas da empresa i [%];
- $\text{Prob}_{(i,j)}$: Probabilidade da empresa i alcançar o nível de perdas da empresa j dentro de seu período tarifário;

- PNT_{bench} : Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *benchmark*; e
- $PNT_{(i)}$: Percentual de PNT sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *i*.

A escolha da meta associada a esta análise de factibilidade (*MetaBench*) ocorre mediante a comparação da empresa *i* com todas as outras pertencentes ao seu grupo e a combinação que apresentar o menor valor será definido como a meta de A. Posteriormente, esta meta será balizada também pelo distanciamento de cada empresa dos limites da zona ótima de seu grupo. Esta etapa é apresentada na equação 6.7.

$$\begin{aligned}
 & MetaBench_{i,k} \\
 &= \begin{cases} PP_{i,k} \leq Zona\ Ótima_k; PP_{i,k} \\ Se\ PP_{i,k} > Zona\ Ótima_k; \min(E(MetaEmpresa_{i,j})) \end{cases} \quad 6.7
 \end{aligned}$$

Onde:

- $MetaBench_{(i,k)}$: Meta de perdas da empresa *i* pertencente ao grupo *k*;
- $PP_{(i,k)}$: Ponto de partida da empresa *i* pertencente ao grupo *k*.

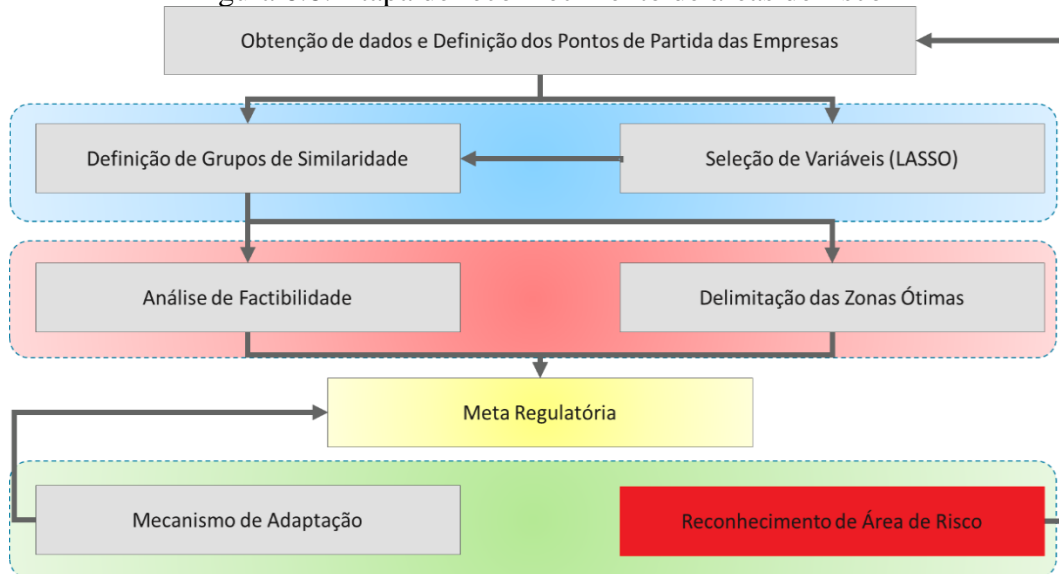
Posteriormente, a meta é ponderada por penalizações relacionadas ao distanciamento da zona ótima e outros possíveis ajustes finais, conforme será explicado mais adiante, na Seção 6.1.9, que trata das Metas regulatórias.

6.1.7. Reconhecimento de áreas de risco

Além dos aprimoramentos apresentados, a proposta considera alguns mecanismos complementares, que objetivam ajustar os resultados do modelo à realidade vivenciada pelas distribuidoras, de forma a garantir sua exequibilidade, mesmo em cenários de reversão das expectativas projetadas para o mercado. O estudo de experiências internacionais foi fundamental para embasar a concepção desses mecanismos, assim como o conhecimento a respeito do setor de distribuição nacional.

Afinal, os mecanismos foram estabelecidos em função da avaliação do modelo frente a cenários de aplicação. Assim, esses mecanismos proporcionam a sustentabilidade da proposta, pois permitem lidar com fenômenos que, dificilmente, são capturados ou capazes serem representados por modelos matemáticos, como, por exemplo, o efeito das áreas de risco (AR) sobre as PNT (vide Figura 6.8).

Figura 6.8: Etapa de reconhecimento de áreas de risco



Fonte: Elaboração própria.

O resultado alcançado após a aplicação da análise de *benchmark*, associado a parâmetros de penalização pela distância do limite eficiente, poderia ser utilizado como a meta de redução potencial para as empresas. Porém, o processo de definição das metas de PNT deve considerar, ainda, aspectos críticos para o seu combate que não são capturados nos modelos atuais, como é o caso das AR.

As AR são áreas de elevadas PNT em decorrência da impossibilidade de atuação das distribuidoras, causada pela presença do crime organizado e pelas ameaças do poder paralelo existente nestas localidades. O forte impacto negativo das AR no desempenho das distribuidoras revela o enorme contraste das condições para a prestação de serviços, em comparação com Áreas Possíveis de Atuação (APA).

Apesar de os determinantes socioeconômicos fazerem parte da metodologia de fixação de perdas regulatórias da ANEEL, sua aplicação é realizada de forma agregada por área de concessão e, assim, não é possível capturar a magnitude da heterogeneidade intraconcessão que as AR representam. É o que acontece no Rio de Janeiro, estado que, na média, apresenta indicadores socioeconômicos bons, mas possui diversas áreas onde não há a atuação do Estado e onde a distribuidora tem grande dificuldade de operar, sobretudo no combate às perdas.

Em consequência, as concessionárias tendem, recorrentemente, a encontrar maiores dificuldades para o atingimento das metas impostas pelo regulador. Ademais, a operação nas AR representa grandes prejuízos para as distribuidoras, dado que os gastos empreendidos são elevados e os investimentos possuem retorno incerto. A partir deste entendimento, fica clara a necessidade de o regulador adotar um tratamento distinto para essas áreas, o que acarretaria em um reconhecimento regulatório de perdas à parte daquele obtido pelo modelo de factibilidade. Com isso, as empresas que comprovarem a existência de AR em sua concessão poderiam incorporar na meta regulatória um valor relativo às PNT destas localidades.

Essa medida é importante, pois a regulação do setor deve garantir a continuidade da prestação do serviço, promovendo condições para a sustentabilidade financeira das concessionárias. Além disso, ter regras de reconhecimento específico para as AR é uma medida consistente, pois, mesmo que pertençam geograficamente à área concessão de uma distribuidora, não é possível afirmar que a empresa tenha capacidade de gestão sobre elas. Afinal, a presença de facções criminosas exercendo poder paralelo nestas áreas impõe restrições que fogem da alçada da concessionária e revelam a ausência do Estado.

Para a alternativa metodológica, esta etapa de desagregação das AR para um tratamento regulatório distinto já consiste em uma proposta de inovação para o modelo atual. A compreensão da desagregação das AR, em si, já representa uma mudança capaz de melhor explicar a realidade enfrentada pelas distribuidoras e, assim, possibilitar o aprofundamento do tema e o aprimoramento do modelo.

Entretanto, para que este reconhecimento de fato seja aplicado, é fundamental a definição precisa das características que configuram uma AR, além da validação de dados que comprovem as restrições das áreas identificadas. Somente assim, é possível garantir um tratamento isento e homogêneo para todas as concessionárias, além de condizente com os desafios do setor. Nesse sentido, configuram-se duas frentes para o aperfeiçoamento do modelo regulatório nesta etapa da metodologia: uma, referente à validação regulatória da definição dessas áreas e, outra, referente à proposição de soluções regulatórias baseadas no seu reconhecimento.

Em termos da primeira frente, a definição de AR consiste na consolidação das características que configuram a sua formação e na obtenção de dados aceitos pelo órgão regulador que ratifiquem a demarcação dessa área. No entanto, por conta do perfil de atuação das facções criminosas que, por vezes, mascara os indicadores de violência, as AR dificilmente são capturadas por análises estatísticas.

Inevitavelmente, a sustentação para a proposição de inovações regulatórias perpassa pela resolução deste problema. Com isso, o desafio primordial imposto ao tratamento regulatório em AR consiste no reconhecimento e na validação, por parte do órgão regulador, da demarcação dessas áreas.

A abordagem das AR, sobretudo a questão da validação, tem assumido grande importância no país, por conta da deterioração das condições socioeconômicas que têm promovido a disseminação da criminalidade e do poder paralelo. Inclusive, podem ser citados outros projetos de P&D no âmbito do Programa regulado pela ANEEL que focam neste tema, como aqueles desenvolvidos pela LIGHT em conjunto com o GESEL, pela ENEL com a UFF e pela PUC juntamente com a SIGLASUL. Acompanhando esta preocupação do setor, a ANEEL tem se sensibilizado com o tema e enviou um ofício para todas as distribuidoras, solicitando as demarcações de AR e os dados de comprovação.

No âmbito deste projeto de P&D, o foco esteve centrado na frente de proposição de soluções regulatórias para as AR comprovadas, ou seja, busca-se definir quais mecanismos regulatórios devem ser desenvolvidos para lidar com esta realidade. Isso significa que, para este projeto, assume-se que a frente validação dessas áreas esteja solucionada.

Em termos de inovação, poderia se pensar em inserir aspectos de AR nas variáveis do modelo de estimação das perdas, entretanto não há uma consolidação conceitual de qual variável seria representativa e poucas empresas teriam estes dados disponíveis. Idealmente, acredita-se que o modelo de perdas deveria ser executado apenas para as APA e excluir as AR da análise, no entanto ainda não há como segregar as variáveis do modelo ao nível da diferenciação local entre os dois tipos de áreas. Outras análises também se mostram inviáveis, devido à ausência de controle e à incapacidade de parametrização destas áreas com as informações disponíveis para estabelecer níveis factíveis de desempenho das empresas.

Em consulta à experiência internacional, destaca-se o caso do Panamá. O regulador panamenho introduziu um mecanismo regulatório de reconhecimento extraordinário para as empresas que comprovem, por meio de informações de segurança pública, a existência das chamadas “*zonas rojas*”⁷¹. Através deste reconhecimento extraordinário, o regulador oferece um percentual adicional à meta regulatória de perdas, ao assumir os custos de 60% das perdas totais⁷² verificadas nas AR comprovadas.

Apesar de não constar na amostra dos países investigados neste projeto, sabe-se que outro país que também adota um mecanismo similar ao panamenho é a Jamaica. O regulador jamaicano estabelece o que o próprio denomina de fator de responsabilidade (*Responsibility Factor*) para descrever o quanto as empresas devem se responsabilizar pelas perdas em AR, devendo o restante ser repassado à tarifa. De acordo com OUR (2016), este fator é de 20%, o que acarreta no reconhecimento regulatório de 80% das perdas em AR.

Conforme apresentado, a abordagem do tema da AR é bastante complexa para a regulação, sobretudo porque transcende o setor de distribuição. Além disso, não foram encontrados outros estudos avançados que desenvolvam mecanismos regulatórios para o tratamento distinto das AR.

Os próprios fatores adotados pelas regulações panamenha e jamaicana são estipulados de forma *ad hoc*. Neste sentido, considera-se que um fator poderia ser definido pela ANEEL, podendo ser ajustado quando novos estudos forem gerados. Dito isso, sugere-se que, para a metodologia regulatória a ser utilizada no Brasil, seja adotado o reconhecimento de um percentual que reflita a real dificuldade das distribuidoras no combate ao furto e à fraude nessas áreas.

⁷¹ *Zonas rojas* são o equivalente às AR no Panamá.

⁷² Não há a distinção entre perda não técnica e técnica no Panamá.

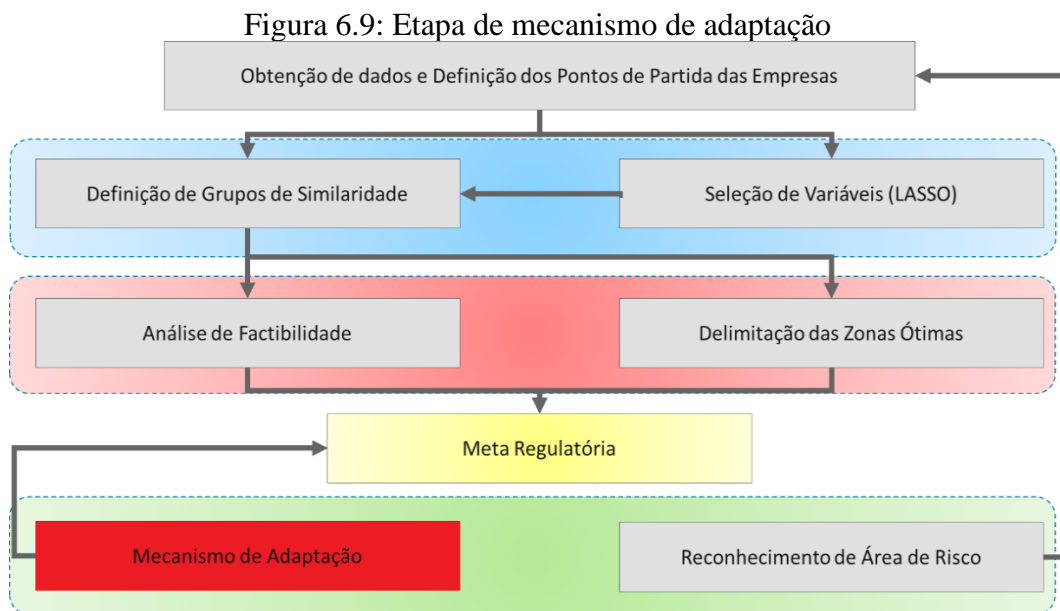
Este reconhecimento das AR irá afetar não só a meta regulatória, como a definição do ponto de partida e da trajetória de redução das PNT. Isso ocorre porque os valores de PNT regulatória estabelecidos anualmente deverão considerar que parte das perdas não estará mais sob controle das empresas e passará a estar coberta pelo reconhecimento das AR, o que não era feito anteriormente. No instante em que a componente das AR recebe um tratamento à parte, torna-se necessário considerar que as condições iniciais das empresas abrangem valores correspondentes ao conjunto APA+AR.

Neste sentido, as PNT verificadas de uma distribuidora no último ciclo englobam os valores ocorridos no conjunto APA+AR. Caso a empresa declare e comprove a existência de AR, o valor reconhecido será descontado do cálculo do ponto de partida. Da mesma forma, os valores empregados na equação da meta também irão considerar este abatimento nas PNT. Dito isso, os valores totais de PNT reconhecidas pelo regulador anualmente seriam os valores da trajetória definida do ponto de partida até a meta final do período, acrescidos do valor reconhecido para as AR.

6.1.8. Mecanismo de adaptação à variação do contexto socioeconômico

Conforme destacado no Capítulo 5, os efeitos de uma recessão econômica tendem a dificultar as metas impostas pelo regulador. A partir da compreensão de que essa maior dificuldade advém de fatores externos à gestão das distribuidoras, entende-se que a possibilidade de sua ocorrência também deveria estar considerada na formulação de inovações regulatórias. Para isso, este projeto propôs a introdução de um mecanismo de adaptação à variação do contexto socioeconômico acoplado ao final da metodologia, conforme mostra a Figura 6.9. Este mecanismo busca

agilizar a reação de resposta, de forma a antecipar e preparar a regulação para cenários críticos.



Fonte: Elaboração própria.

Em consequência da correlação evidenciada no Capítulo 5, propõe-se utilizar o PIB como um indicador de “gatilho” para sinalizar a necessidade de aplicação de um mecanismo de adaptação da trajetória de redução de perdas ao contexto do momento. Com isso, na ocorrência de valores atípicos de PIB, o mecanismo de adaptação seria acionado e seu efeito seria flexibilizar ou intensificar as trajetórias de redução das empresas. Assim, as metas seriam relaxadas em momentos de crise e apertadas em momentos de grande dinamismo no crescimento do PIB.

Nesse sentido, os principais pontos para a implementação do mecanismo de adaptação consistem em estabelecer o valor de variação do PIB que acionaria o “gatilho” e propor um percentual de ajuste sobre as trajetórias de redução. Para isso, é importante ponderar que a correlação entre PNT e PIB não é simétrica, visto que

há uma maior inelasticidade na melhora das perdas frente a bons resultados do PIB do que na piora frente a resultados negativos. Além disso, a série histórica de PIB mostra que variações positivas ocorrem com maior frequência e magnitude.

Com base nessas considerações, para acionar o mecanismo de adaptação, propõe-se utilizar variações de PIB real menores de -3,2% e maiores de +5,1%, considerando os 5% de casos mais raros verificados de variação do PIB nacional. Esses valores correspondem à soma entre a média e o desvio-padrão dos valores negativos e positivos, respectivamente, da série histórica de variação do PIB. Essa métrica foi utilizada por se entender que os valores que se distanciam da média em grau superior a dois desvios-padrões podem ser considerados como anômalos na série.

6.1.9. Metas regulatórias

Além do estabelecimento da meta com base em perdas históricas dos grupos e do ponto no qual a empresa se encontra, entende-se ser necessário considerar a distância que uma concessionária específica se encontra do ponto definido como eficiente nos grupos criados. Sendo assim, a meta de cada empresa seria composta por uma média ponderada entre o ponto considerado eficiente em cada grupo (zona ótima) e os limites definidos pelo modelo de *benchmark*. Sugere-se que esta comparação seja realizada através da utilização de um fator de ponderação, calibrado a partir de *backtests*, de forma a garantir que os resultados tendam a ser aqueles esperados pelas distribuidoras. A equação 6.8 apresenta este cálculo.

$$Meta_{i,k} = MetaBench_i * (\alpha) + (\max(PP_i; ZO_k) - ZO_k) * (1 - \alpha) \quad 6.8$$

Onde:

- $Meta_{i,k}$: Meta a ser aplicada antes do acionamento do mecanismo de flexibilização para a empresa i pertencente ao grupo k ;

- *MetaBench_i*: Meta estabelecida pelo modelo de *benchmark*;
- *ZO_k*: Zona ótima, em percentual de PNT medida sobre mercado BT; e
- α : Parâmetro entre 0 e 1 relacionado ao grau de penalização pelo distanciamento da empresa da zona ótima no início do período tarifário.

Sugere-se que o parâmetro α seja calibrado com base no resultado de períodos tarifários anteriores. Ademais, o fechamento da metodologia de regulação das PNT deve efetuar a consolidação dos aspectos abordados ao longo de todo o processo de revisão. Assim, os resultados da regulação precisam ser revistos e analisados com base nos possíveis cenários de aplicação. Com isso, a avaliação da regulação poderá antecipar alguns efeitos e indicar possibilidades de ajustes na forma de aplicação ao setor. Além disso, é uma etapa em que devem ser ponderadas as especificidades não abrangidas pela proposta.

Por fim, todas as considerações devem ser organizadas e expostas de forma a garantir a transparência do processo e contar com a ampla participação pública para julgar os melhores encaminhamentos a serem selecionados. A consolidação dos resultados ocorre por meio do plano regulatório de metas para a redução de perdas, o qual contém os valores anuais de reconhecimento de perdas, bem como suas condicionantes e possíveis encaminhamentos futuros.

6.2. METODOLOGIA DO *BACKTEST*

Nesta seção, serão apresentadas simulações da aplicação da metodologia proposta. As metas calculadas com esta metodologia foram comparadas com as metas definidas pela ANEEL. Destaca-se que as metas definidas com a metodologia proposta foram calculadas para os períodos de revisão tarifária com início em 2011, 2015 e 2019, para todas as distribuidoras. Ademais, foi calculada a distância entre as PNT regulatórias e as PNT reais, de acordo com as duas metodologias, e foi

estimado o impacto financeiro para cada distribuidora, em decorrência do atingimento ou não das PNT regulatórias.

As PNT regulatórias do modelo proposto foram definidas utilizando o agrupamento das distribuidoras em três grupos e foram calculadas a partir dos dados de perdas verificadas sobre o mercado medido, contidos na planilha de cálculo dos limites de perdas disponibilizada pela ANEEL, referente ao processo de revisão tarifária da CPFL Piratininga. Para estimar o impacto financeiro sobre as distribuidoras, foi preciso converter as metas expressas em relação ao mercado medido para metas sobre o mercado faturado, o que foi realizado através das proporções entre estas duas métricas, disponíveis na mencionada planilha.

A estimativa do impacto financeiro foi baseada no resultado apresentado no Capítulo 3 e envolveu (i) o uso de dados contábeis das distribuidoras, obtidos a partir dos Balancetes Mensais Padronizados das concessionárias, (ii) o uso de dados não contábeis, contidos nas notas técnicas de reajuste e revisão tarifária de cada empresa, e (iii) a conversão dos dados tarifários para ano calendário, de modo a torna-los compatíveis com os dados contábeis.

As simulações financeiras foram realizadas apenas para empresas consideradas grandes pela ANEEL. A simulação do impacto financeiro das PNT a partir de dados contábeis exigiu a conversão dos dados tarifários para ano calendário, conforme mencionado acima. Já os dados referentes às PNT sobre mercado de baixa tensão foram obtidos no site da ANEEL (ANEEL, 2020).

Destaca-se que as metas calculadas de acordo com o modelo proposto não consideraram limites à velocidade de redução por parte das distribuidoras individualmente, ou seja, um percentual máximo de redução ao ano. Além disso, não foi considerado o uso de mecanismo de flexibilização da meta devido a mudanças no cenário socioeconômico.

Seguindo a lógica explicitada na Seção 6.1.9, o peso utilizado para compor a meta provinda do modelo de *benchmark* foi de 75% e para determinar a distância entre o ponto de partida e a zona ótima do grupo foi de 25%. Estes valores foram obtidos a partir da sensibilização destes fatores entre 0% e 100%, com acréscimos de 5%, e da manutenção de outros parâmetros, de maneira a garantir o cumprimento médio das metas e a neutralidade do impacto sobre lucros antes de impostos. Esta simulação foi realizada a partir de simulações tarifárias, por meio de um algoritmo iterativo empregado na própria planilha de simulações.

As zonas ótimas foram calculadas com base na média entre do 3º decil, conforme apresentado na Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Referência Zona Ótima

Grupo/Ano	2011	2015	2019
1	30,3%	21,9%	19,1%
2	10,7%	7,0%	9,0%
3	3,2%	2,2%	3,0%

Fonte: Elaboração própria.

6.3. RESULTADOS DO *BACKTEST*

A avaliação das reduções históricas de PNT por parte das distribuidoras mostra que estas, em geral, não atingem as metas impostas pelo regulador. Por outro lado, as metas estabelecidas de acordo com esta proposta metodológica estão mais aderentes à capacidade de atendimento por parte das empresas. Para fins de compatibilidade com os resultados financeiros, as tabelas abaixo apresentam uma avaliação realizada com base nos resultados de 49 empresas passíveis de comparação. Destaca-se que foram excluídas as distribuidoras Energisa Sul Sudeste, Nova Santa Cruz e RGE, devido agrupamento e Jari por falta de dados para o teste.

As Tabelas 6.10 e 6.11 mostram que as metas definidas pelo modelo proposto tendem a ser mais facilmente atingidas do que aquelas definidas pelo modelo atual. Observa-se, também, que a dispersão entre grupos tende a ser menor.

Tabela 6.10: Diferença entre perdas não técnicas realizadas e meta (Mercado PNT/BT – Medido) – empresas grandes e pequenas – modelo proposto

Grupo/ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Média Total
1	6,3%	5,3%	6,6%	4,6%	-1,1%	-1,4%	-3,6%	2,3%
2	0,2%	0,2%	1,5%	1,0%	-0,3%	-1,4%	-1,9%	-0,1%
3	0,2%	0,8%	0,9%	0,5%	-1,4%	-1,3%	-0,5%	-0,1%
Média Total	1,1%	1,3%	2,0%	1,2%	-1,0%	-1,3%	-1,4%	0,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.11: Diferença entre perdas não técnicas realizadas e meta (Mercado PNT/BT–Medido) – empresas grandes e pequenas – modelo atual

Grupo/ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-21,9%	-19,1%	-21,0%	-16,1%	-16,0%	-19,6%	-7,8%	-17,4%
2	1,3%	-1,5%	-0,2%	-0,2%	2,9%	-1,5%	4,6%	0,8%
3	-11,2%	-10,2%	-5,5%	-2,3%	-1,8%	-1,8%	-2,4%	-5,0%
Média Total	-4,1%	-5,0%	-4,6%	-3,7%	-3,3%	-6,2%	-1,3%	-4,0%

Fonte: Elaboração própria.

Nas Tabelas 6.12 e 6.13, são apresentados os dados das distribuidoras selecionadas para análise financeira, que abrangem as concessionárias consideradas grandes, segundo a classificação atual da ANEEL, com exceção da Amazonas Energia e das distribuidoras já excluídas da análise contida nas Tabelas 6.10 e 6.11, acima. A Amazonas Energia foi removida do conjunto analisado por apresentar níveis de perdas muito altos e, portanto, poderia enviesar a avaliação.

Tabela 6.12: Diferença entre perdas não técnicas realizadas e meta (Mercado PNT/BT – Medido) – empresas grandes – modelo proposto

Grupo/ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-3,4%	-6,3%	-0,1%	7,3%	9,4%	10,0%	7,8%	3,5%
2	0,0%	0,0%	1,2%	0,6%	-0,5%	-1,7%	-2,3%	-0,4%
3	0,2%	0,8%	1,5%	1,5%	0,0%	-0,1%	-0,1%	0,5%
Média Total	-0,2%	-0,2%	1,2%	1,4%	0,5%	-0,2%	-0,7%	0,3%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.13: Diferença entre perdas não técnicas realizadas e meta (Mercado PNT/BT – Medido) – empresas grandes – modelo atual

Grupo/ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-4,6%	-10,6%	-11,4%	-3,4%	-0,2%	1,7%	2,2%	-3,8%
2	0,8%	-2,2%	-0,9%	-1,5%	-1,3%	-2,8%	-1,8%	-1,4%
3	-3,3%	-3,9%	-3,4%	-2,6%	-3,0%	-3,9%	-2,7%	-3,3%
Média Total	-1,0%	-3,5%	-2,6%	-2,0%	-1,8%	-2,8%	-1,7%	-2,2%

Fonte: Elaboração própria.

As Tabelas 6.14 e 6.15 apresentam, respectivamente, os resultados sobre lucros antes do imposto de renda do modelo proposto e do modelo atualmente vigente. É possível observar que, em geral, com o modelo proposto, as empresas perderiam menos com perdas quando comparado ao modelo vigente, proporcionando um impacto mais neutro sobre as finanças das distribuidoras.

Grupo/Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-16,5%	-31,5%	-14,1%	31,4%	34,5%	33,9%	29,5%	9,6%
2	-0,4%	0,1%	7,4%	4,6%	-4,2%	-8,8%	-16,4%	-2,5%
3	0,3%	2,0%	7,2%	9,5%	-1,8%	-3,4%	-2,0%	1,7%
Total	-1,5%	-1,9%	5,6%	8,4%	-0,2%	-3,4%	-7,8%	-0,1%

Fonte: Elaboração própria.

Grupo/Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
-----------	------	------	------	------	------	------	------	-------

1	-14,6%	-34,6%	-45,6%	-19,3%	-3,4%	5,4%	7,1%	-15,0%
2	-0,8%	-10,3%	-11,7%	-15,1%	-21,0%	-22,0%	-19,4%	-14,3%
3	-9,5%	-12,6%	-17,3%	-18,5%	-24,3%	-22,4%	-17,0%	-17,4%
Média Total	-4,8%	-13,1%	-16,4%	-16,6%	-20,6%	-19,8%	-16,4%	-15,4%

Fonte: Elaboração própria.

As Tabelas 6.16 e 6.17, por sua vez, mostram que o Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (LAJIR) apresenta o mesmo comportamento do LAIR, tendendo a ser mais neutro entre os anos analisados.

Grupo/Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-10,9%	-22,1%	-14,1%	17,8%	22,5%	22,2%	19,6%	5,0%
2	-0,4%	-0,2%	3,4%	2,3%	-2,5%	-5,2%	-10,1%	-1,8%
3	0,2%	1,3%	4,0%	4,8%	-1,4%	-2,4%	-1,6%	0,7%
Total	-1,1%	-1,5%	2,1%	4,4%	-0,1%	-2,0%	-4,8%	-0,4%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6.17 - Impacto de perdas não técnicas no LAJIR – modelo atual

Grupo/ Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
1	-9,3%	-23,6%	-33,8%	-16,4%	-3,3%	2,9%	4,2%	-11,3%
2	-0,2%	-6,1%	-5,8%	-8,0%	-12,0%	-13,1%	-12,0%	-8,2%
3	-5,8%	-7,8%	-9,3%	-10,3%	-14,8%	-14,0%	-10,7%	-10,4%
Média Total	-2,8%	-8,1%	-9,4%	-9,5%	-12,2%	-12,0%	-10,2%	-9,2%

Fonte: Elaboração própria.

Portanto, verifica-se que o modelo aqui proposto seria mais condizente com a capacidade das empresas em cumprir com as metas de redução das PNT, onerando especialmente as concessionárias mais ineficientes e garantindo que o impacto financeiro geral da regulação de perdas não seja demasiadamente negativo.

AGRADECIMENTOS

"Os autores gostariam de agradecer ao Grupo CPFL pelo apoio técnico e financeiro, através do projeto de pesquisa e desenvolvimento PD-02937-3040/2018 com recursos do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica."

REFERÊNCIAS

AEQUUS. Estudo sobre as condições socioeconômicas dos municípios que compõem a área de concessão da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa), 2007.

ACENDE. Perdas comerciais e inadimplência no setor elétrico. Instituto Acende Brasil, Tech. Rep, v. 18, 2017.

AHRENS, A.; HANSEN, C. B.; SCHAFFER, M. E. Lassopack: Model selection and prediction with regularized regression in Stata. arXiv preprint arXiv:1901.05397, 2019.

ALMEIDA, A. C. O componente social das perdas e inadimplência na área de concessão da CERJ. XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2004.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 030/2003. Informações sobre a metodologia e os conceitos adotados pela ANEEL para proceder à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 342/2008. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica - Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2008a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 271/2010. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica - Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 298/2011. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica – Terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição

de energia elétrica. Audiência Pública 040/2010 Final. Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2011b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 188/2014. Atualização do índice de Complexidade Socioeconômico adotado para definição do nível regulatório de perdas não técnicas na distribuição. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 106/2015. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica - Audiência Pública 023/2014 Final. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Superintendência de Regulação Econômica (SER). Brasília, 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Por dentro da conta de luz. Brasília, 2008b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Perdas não técnicas. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), 2020. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDYyY2YwNjgtYTZmMC00MjUxLTgzYjAtOWMxYmIwYjUxN2U4IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011. Brasília, 2011a.

ARAÚJO, A. C. M. Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica. Tese D.Sc, Programa de Planejamento Energético (PPE), Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2007.

ASEP, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Ingreso máximo permitido para las empresas de distribución eléctrica para el periodo 2006-2010 - Metodología de Cálculo. Panamá, 2007.

ASEP, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Título Iv: Régimen tarifario del servicio público de distribución y comercialización. reglamento de distribución y comercialización. Panamá, 2018.

ASEVEDO, F. Abordagem linear generalizada para estimar perdas não técnicas de energia elétrica. Tese D.Sc. Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

ASOCODIS. Análisis de pérdidas no técnicas de las empresas de distribución eléctrica. asociación colombiana de distribuidores de energía eléctrica. 2004.

BELLONI, A. *et al.* Least squares after model selection in high-dimensional sparse models. *Bernoulli*, v. 19, n. 2, pp. 521-547, 2013.

BOX, G. E. P.; PIERCE, D. A.. Distribution of residual autocorrelations in autoregressive integrated moving average time series models. *Journal of the American Statistical Association*, 64, 1509-1526, 1970.

BRANDÃO, R.; OZÓRIO, L.; TOLMASQUIN, M.; CASTRO, N.; TAVARES, A.; CATÓLICO, A. C.; MAESTRINI, M. Determinantes do desempenho econômico das empresas de distribuição de energia elétrica - P&D Tarifa Moderna”. GESEL-UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

CÂMARA, G.; MACIEL, A. M.; VINHAS, L. Algoritmos de *clustering* para separação de culturas agrícolas e tipos de uso e cobertura da terra utilizando dados de sensoriamento remoto, 2015.

CALINSKI, T.; HARABASZ, J. A dendrite method for cluster analysis. *Communications in Statistics*, v. 3, n. 1, pp. 1-27, 1974.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; OZÓRIO, L.; MACEDO, M.; TORRES FILHO, A.; RUFIN, C.; GOMES, R.; SCALZER R., TAVARES, A.; MARTINS, N.; BRAGA, K. Indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das empresas de distribuição de energia elétrica. 2018.

CASTRO, N. *et al.* As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: O porquê das diferenças. 1 ed. Rio de Janeiro: Ed. Fábrica de Livros, 2017.

CEER, Council of European Energy Regulators. CEER Report on power losses. Brussels, Belgium, 2017. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/1271>>.

CHANKONG, V.; HAIMES, Y. Multiobjective decision making: Theory and methodology. Courier Dover Publications, 2008.

CYRILLO, O. I; Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário. Dissertação M.Sc. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

CNE, Comisión Nacional de Energía. Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Santiago, Chile: informe técnico, novembro, 2016a.

CNE, Comisión Nacional de Energía. Metodología y definición de las áreas típicas de distribución. Proceso fijación tarifaria del valor agregado de distribución, cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, y fijación de precios de los servicios asociados al suministros de electricidad. 2016b.

CNE, Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta n° 699/2015. Santiago, Chile, 2015.

COSTA, G. G. O. Uso da técnica *two step cluster* para segmentação de funcionários de uma empresa no Rio de Janeiro segundo clima organizacional: Um estudo de caso. Revista da Estatística da Universidade Federal de Ouro Preto, v. 6, n. 1, 2017.

COSTA, C.; CEBALLOS, C. Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador. Mercados Energéticos Consultores / Superintendencia de Competencia, 2016.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución n° 15/2018. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá, Colômbia, 2018.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas; UTP, Universidad Tecnológica de Pereira. Modelo de estimación del costo total de plan de reducción de pérdidas no técnicas. Grupo de Investigación en Desarrollo en Investigación Operativa y Grupo de Investigación SIRIUS, 2017.

DORMANN, C. F.; ELITH, J.; BACHER, S.; BUCHMANN, C.; CARL, G.; CARRÉ, G.; MARQUÉZ, J. R. G.; GRUBER, B.; LAFOURCADE, B.; LEITÃO, P. J.; MÜNKEMÜLLER, T.; MCCLEAN, C.; OSBORNE, P. E.; REINEKING, B.; SCHRÖDER, B.; SKIDMORE, A. K.; ZURELL, D.; LAUTENBACH, S. Collinearity: A review of methods to deal with it and a simulation study evaluating their performance. *Ecography*, 36: 27–46. doi:10.1111/j.1600-0587.2012.07348.x, 2013.

EIA, U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2016 -With Projections to 2040. Washington, DC 20585, USA. May, 2016. DOE/EIA-0484(2016).

ENSA, Elektra Noreste, S.A. Comentarios de ENSA a la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo compren. Consulta Pública n° 016/2018 - Resolución AN n° 12760-elec de 1ro de octubre de 2018, 2018.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Regulamento Tarifário. Lisboa, Portugal, 2017a.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Parâmetros de Regulação para o Período 2018 a 2020. Lisboa, Portugal, 2017b.

FGV, Fundação Getúlio Vargas; ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Componente social das perdas não técnicas de energia. Contribuição à Audiência Pública n° 052/2007 – ANEEL, 2008.

GOMES, L. F. A. M. TODIM: Basics and application to multicriteria ranking of projects with environmental impacts. *Foundations of Computing and Decision Sciences*, v. 16, n. 4, pp. 113-127, 1992.

GOMES, L. F. A. M.; LIMA, M. M. P. P. From modeling individual preferences to multicriteria ranking of discrete alternatives: A look at prospect theory and the additive difference model. *Foundations of Computing and Decision Sciences*, v. 17, n. 3, pp. 171-184, 1992.

GOMES, K. G. A. Um método multicritério para a localização de unidades celulares de intendência da FAB. Dissertação de M.Sc. Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

GOMES, L. F. A. M.; RANGEL, L. A. D. An application of the TODIM method to the multicriteria rental evaluation of residential properties. *European Journal of Operational Research*, 193(1), 204-211. 2009.

GOMES, L. F. A. M.; RANGEL, L. A. D.; MARANHÃO, F. J. C. Multicriteria analysis of natural gas destination in Brazil: An application of the TODIM method. *Mathematical and Computer Modelling*, 50(1-2), 92-100, 2009.

HAUSMAN, J. A. Specification tests in econometrics. *Econometrica* 46, 1251–1271, 1978.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censo Demográfico 2010 – Aglomerados subnormais – Informações territoriais. Rio de Janeiro, 2010.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Indicadores Sociais Mínimos. Conceitos. Disponível em:

<https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/condicaodevida/indicadores_minimos/conceitos.shtm>.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Síntese de indicadores sociais. Uma análise das condições de vida da população brasileira. Rio de Janeiro, 2017.

IRENA, International Renewable Energy Agency. Evaluación del estado de preparación de las energías renovables: Panamá. Abu Dhabi, 2018.

JAMIL, F. Electricity theft among residential consumers in Rawalpindi and Islamabad. *Energy Policy*, v. 123, pp. 147-154, 2018.

JARQUE, C. M.; BERA, A. K. Efficient tests for normality, homoscedasticity and serial independence of regression residuals. *Economics Letters*. 6 (3): 255–259. 1980. doi:10.1016/0165-1765(80)90024-5, 1980.

JI, P.; ZHANG, H.; WANG, J. Fuzzy decision-making framework for treatment selection based on the combined QUALIFLEX–TODIM method. *International Journal of Systems Science*, v. 48, n. 14, pp. 3072-3086, 2017.

JIMÉNEZ, R.; SEREBRISKY, T.; MERCADO, J. Power lost: Sizing electricity losses in transmission and distribution systems in Latin America and the Caribbean. Inter-American Development Bank (IDB), 2014.

Lee, J. H.; Shi, Z.; Gao, Z. On LASSO for predictive regression. ArXiv e-prints, 2018.

LIMA, D. A. Perdas de energia. Apresentação realizada no dia 16 de maio de 2018. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)/Superintendência de Gestão Tarifária (SGT). Brasília, 2018.

MACQUEEN, J. *et al.* Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In: Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability. pp. 281-297, 1967.

MARIA, M. C. Valutazione e socializzazione delle perdite nelle reti di distribuzione attive. M. Sc. Ingegneria Elettrica. Dipartimento di Ingegneria Industriale - Università degli Studi di Padova, Anno Accademico 2015/2016.

MARÍN, J. C. Un nuevo modelo de retribución para la distribución eléctrica. Cuaderno de Energía, 2016.

MME, Ministerio de Minas y Energía. Decreto nº 111/2012. Bogotá, Colômbia, 2012.

MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 3/2018. Brasília, 2018.

NAVARRO, R. Capítulo 10: La eficiencia en las redes: Niveles de pérdidas y reducción de fraude energético. En: Energía y Regulación en Iberoamérica, v. 1., pp. 221-236, Thomson - Civitas, 2008.

NOBRE, F. F.; TROTTA, L. T. F.; GOMES, L. F. A. M. Multi-criteria decision making – An approach to setting priorities in health care. Statistics in Medicine, v. 18, 1999.

OUR, Office of Utilities Regulation. Jamaica Public Service Company Limits – Annual Tariff Adjustment 2016 – Determination Notice. Kingston, Jamaica. 2016.

PASSOS, A. C. T.; TEIXEIRA, M. G.; GARCIA, K. C.; CARDOSO, A. M.; GOMES, L. F. A. M. Using the TODIM-FSE method as a decision-making support methodology for oil spill response. Computers & Operations Research, v. 42, pp. 40-48, 2014.

PASSOS, A. C.; GOMES, L. F. M. TODIM-FSE: A multicriteria classification method based on prospect theory. Multiple Criteria Decision Making, v. 9, pp. 123-139, 2014.

PWC, PricewaterhouseCoopers. Best practices and strategies for distribution loss reduction - Final Report. Forum of Regulators, 2016.

RANGEL, L. A. D.; GOMES, L. F. A.; RANGEL, S. V. D. Avaliação de alternativas pelo método TODIM considerando diferentes valores do fator de atenuação de perdas. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Natal, 2013.

RADCHENKO, P. *et al.* Improved variable selection with forward-lasso adaptive shrinkage. *The Annals of Applied Statistics*, v. 5, n. 1, pp. 427-448, 2011.

ROCHA, M. S. Classificação multicritério de projetos de novos negócios: Uma aplicação do método TODIM-FSE. Dissertação de M. Sc. em Economia do IBMEC. Rio de Janeiro, 2014.

SCHLEIFER, A. A theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics*, v. 16, n. 3. 1985.

SMITH, T. B. Electricity theft: A comparative analysis. *Energy Policy* 32: 2067-2076, 2004.

SPSS, Inc. The SPSS two-step cluster component: A scalable component enabling more efficient customer segmentation. White Paper Technical Report, 2001.

TAN, PN. Introduction to data mining. Pearson Education, Índia, 2018.

TENDÊNCIAS, Tendências Consultoria Integrada. Determinantes estruturais de perdas não-técnicas no Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo, 2005.

TIBSHIRANI, R. Regression shrinkage and selection via the LASSO. *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological)*, v. 58, n. 1, pp. 267-288, 1996.

TIBSHIRANI, R.; WAINWRIGHT, M.; HASTIE, T. Statistical learning with sparsity: The LASSO and generalizations. Chapman and Hall/CRC, 2015.

VALENZUELA, L. G.; MONTAÑA, C. S. Chilectra: Uma experiencia exitosa em el control de pérdidas no-técnicas. Seminário Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos em el Sector, Maceió. Brasil: CIER, CL-83, 2005.

VARIAN, H. R. Microeconomia - Princípios Básicos - 7ªed. Editora Campus/Elsevier. Rio de Janeiro, 2006.

VIEIRA, S. J. C. Regulação da distribuição no Brasil. GESEL/PPE-COPPE/ENERGISA, 2017.

ZHANG, L.; XIM, H.; KAN, Z. Renewable energy project performance evaluation using a hybrid multi-criteria decision-making approach: Case study in Fujian, China. *Journal of Cleaner Production*, v. 206, pp. 1123-1137, 2019.

ZINDANI, D. *et al.* A material selection approach using the TODIM method and its analysis. *International Journal of Materials Research*, v. 108, n. 5, pp. 345-354, 2017.

ZNOTINAS, N. M.; HIPEL, K. W. Comparison of alternative engineering designs 1. *JAWRA Journal of the American Water Resources Association*, v. 15, n. 1, pp. 44-59, 1979.

ZOU, H. The adaptive LASSO and its oracle properties. *Journal of the American Statistical Association*, v. 101, n. 476, pp. 1418-1429, 2006.

APÊNDICE I – DICIONÁRIO DE VARIÁVEIS

Código	Variável	Fonte
sufixos_r e _urb	_r: dados de áreas rurais _urb: dados de áreas urbanas	-
agua	Cobertura de água - total	PNAD/CENSO
lixo	Cobertura de lixo - total	PNAD/CENSO
lixo_d	Coleta de lixo direta (serviço de limpeza) - % de domicílios com coleta de lixo - total	PNAD/CENSO
esgoto	% domicílios com cobertura de esgoto sanitário	PNAD/CENSO
sem_lixo	% de domicílios sem coleta de lixo	PNAD/CENSO
sem_banh	% de domicílios sem banheiro	PNAD/CENSO
dom_prec	% de pessoas que vivem em domicílios precários	PNAD/CENSO
ocup_outra	% de domicílios cuja classificação de posse do terreno foi enquadrada como 'outra condição'	PNAD/CENSO
adens	Adensamento (domicílios com número de pessoas por dormitório maior que 3)	PNAD/CENSO
ppcom	Média de pessoas por dormitório	PNAD/CENSO
net	Domicílios com acesso à internet por meio de computador	PNAD/CENSO
rend_dompc	Renda média por habitante	PNAD/CENSO
Ln_rend	Logarítmo neperiano da renda média por habitante	PNAD/CENSO
rendpc_12sm	1/2 s.m. - % de pessoas com renda per capita inferior a 1/2 s.m.	PNAD/CENSO
chefe_3sm	% de chefes de família com renda de até 3 s.m.	PNAD/CENSO
linpob1	% de pessoas abaixo da linha da pobreza	PNAD/CENSO/BANCO MUNDIAL/OECD
analf	Taxa de analfabetismo - pessoas acima de 25 anos	PNAD/CENSO
anoest	Ano médio de estudos - pessoas acima de 15 anos	PNAD/CENSO
escol1	% de pessoas acima de 15 anos com até 1 ano de escolaridade (excluindo analfabetos)	PNAD/CENSO

escol13	1 a 3 anos de escolaridade - pessoas acima de 15 anos	PNAD/CENSO
escol47	4 a 7 anos de escolaridade - pessoas acima de 15 anos	PNAD/CENSO
escol7mais	Mais de 7 anos de escolaridade - pessoas acima de 15 anos	PNAD/CENSO
gini	Índice de Gini	PNAD/CENSO
sem_eletr	Domicílios sem energia elétrica	PNAD/CENSO
escol_v1	Variável utilizada para cálculo do índice de pobreza multidimensional	PNAD/CENSO
escol_v2	Variável utilizada para cálculo do índice de pobreza multidimensional	PNAD/CENSO
pobre	Pessoas caracterizadas como multidimensionalmente pobres	PNAD/CENSO
emprego_formal_total	Razão entre empregados formais e empregados	PNAD/CENSO
ctprop_empregador	Razão entre empregadores e empregadores mais trabalhadores por conta própria	PNAD/CENSO
mort_inf	Mortalidade infantil	DATASUS
chef_fem_analf	% de domicílios chefiados por mulheres por faixa de escolaridade - analfabetas	PNAD/CENSO
chef_fem_fund	% de domicílios chefiados por mulheres por faixa de escolaridade - sem ensino fundamental completo	PNAD/CENSO
chef_fem_med	% de domicílios chefiados por mulheres por faixa de escolaridade - sem ensino médio completo	PNAD/CENSO
escol_agua	Escolas públicas com abastecimento de água - rede pública	CENSO ESCOLAR
escol_esgoto	Escolas públicas com tratamento de esgoto - rede pública	CENSO ESCOLAR
escol_lixo	Escolas públicas com coleta de lixo regular	CENSO ESCOLAR
escol_net	Escolas públicas com acesso à internet	CENSO ESCOLAR
escol_bdlarga	Escolas públicas com acesso à internet banda larga	CENSO ESCOLAR

escol_ae	Escolas públicas com acesso à água e esgoto	CENSO ESCOLAR
escol_ael	Escolas públicas com acesso à água, esgoto e coleta de lixo	CENSO ESCOLAR
escol_aeln	Escolas públicas com acesso à água, esgoto, coleta de lixo e internet	CENSO ESCOLAR
escol_sae	Escolas públicas sem acesso à água e esgoto	CENSO ESCOLAR
escol_sael	Escolas públicas sem acesso à água, esgoto e coleta de lixo	CENSO ESCOLAR
escol_saeln	Escolas públicas sem acesso à água, esgoto, coleta de lixo e internet	CENSO ESCOLAR
obt_agr	Violência – óbitos por agressão	DATASUS
obt_agr5	Violência acumulada (5 anos) – óbitos por agressão	DATASUS
crime_viol	Crimes violentos - (i) tentativa de homicídio; (ii) crimes resultantes em mortes; (iii) crimes violentos letais intencionais	SINESPJC
inad_cred	Inadimplência no setor de crédito do SFN	BACEN
cheq_dev	% de cheques devolvidos	
temp_med	Temperatura média	INMET
pi_b_agro	Participação do PIB a preços correntes da agropecuária no montante do PIB municipal da área de concessão da distribuidora (mil reais)	IBGE
pi_b_ind	Participação do PIB a preços correntes da indústria no montante do PIB municipal da área de concessão da distribuidora (mil reais)	IBGE
pi_b_serv	Participação do PIB a preços correntes dos serviços (exclusive administração, defesa, educação e saúde públicas e seguridade social) no montante do PIB municipal da área de concessão da distribuidora (mil reais)	IBGE
pi_b_admpub	Participação do PIB a preços correntes da administração, defesa, educação e saúde públicas e seguridade social no montante do PIB municipal da área de concessão da distribuidora (mil reais)	IBGE

evasao_agua	Índice de evasão no setor de água	SNIS
consu_bt	Mercado baixa renda/(Mercado BT total)	SAMP
unid_bt	UC baixa renda/(UC B1 total)	SAMP
consu_b1	Mercado baixa renda/(Mercado B1 total)	SAMP
tfmed	Fatura média baixa tensão	SAMP
cons_med_bt	Consumo médio residencial em baixa tensão	SAMP
cap_inv	<i>Dummy</i> para capital investido >200 MM em 2015	Base Financeira - GESEL
federal	<i>Dummy</i> de distribuidora federal	Base Financeira - GESEL
estadual	<i>Dummy</i> de distribuidora estadual	Base Financeira - GESEL
privada	<i>Dummy</i> de distribuidora privada	Base Financeira - GESEL
ieo_adj	IEO Ajustado	Base Financeira - GESEL
ieo_compt	IEO com perdas técnicas	Base Financeira - GESEL
ieo_sempt	IEO sem perdas técnicas	Base Financeira - GESEL
ieo_pmssa	IEO PMSSA	Base Financeira - GESEL
ieo	IEO	Base Financeira - GESEL
rat_a	<i>Dummy</i> para <i>rating</i> LAIR A	Base Financeira - GESEL
rat_b	<i>Dummy</i> para <i>rating</i> LAIR B	Base Financeira - GESEL
rat_c	<i>Dummy</i> para <i>rating</i> LAIR C	Base Financeira - GESEL
rat_d	<i>Dummy</i> para <i>rating</i> LAIR D	Base Financeira - GESEL
pop_uf	População do estado	IBGE
pop_dist	População dos municípios na área de concessão da distribuidora	IBGE/ANEEL
proc_jgdt	Relação entre processos julgados e distribuídos no TRF no estado	CJF
proc_acum	% de processos acumulados no TRF no estado	CJF
pib_pc	PIB <i>per capita</i> dos municípios na área de concessão da distribuidora	IBGE
btinj_med	Relação entre consumo medido em BT e energia injetada	LIGHT
btinj_fat	Relação entre consumo faturado em BT e energia injetada	LIGHT
bt_med_pc	Consumo medido em baixa tensão <i>per capita</i>	LIGHT
bt_fat_pc	Consumo faturado em baixa tensão <i>per capita</i>	LIGHT

