

Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Engenharia de Energia

**Indicadores de continuidade e disponibilidade  
para os segmentos de Distribuição e  
Transmissão: desempenho e efetividade dos  
incentivos financeiros**

Autora: Helena Barbosa Santos  
Orientadora: Dra. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF  
2023



Helena Barbosa Santos

**Indicadores de continuidade e disponibilidade para os segmentos de Distribuição e Transmissão: desempenho e efetividade dos incentivos financeiros**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Dra. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF

2023

---

Helena Barbosa Santos

Indicadores de continuidade e disponibilidade para os segmentos de Distribuição e Transmissão: desempenho e efetividade dos incentivos financeiros/ Helena Barbosa Santos. – Brasília, DF, 2023-

89 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dra. Loana Nunes Velasco

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA , 2023.

1. Distribuição. 2. Transmissão. I. Dra. Loana Nunes Velasco. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Indicadores de continuidade e disponibilidade para os segmentos de Distribuição e Transmissão: desempenho e efetividade dos incentivos financeiros

CDU 02:141:005.6

---

Helena Barbosa Santos

## **Indicadores de continuidade e disponibilidade para os segmentos de Distribuição e Transmissão: desempenho e efetividade dos incentivos financeiros**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 11 de dezembro de 2023:

---

**Dra. Loana Nunes Velasco**  
Orientadora

---

**Dr. Leonardo Mendonça Oliveira de Queiroz**  
Convidado 1

---

**Dr. Alex Reis**  
Convidado 2

Brasília, DF  
2023

# Agradecimentos

A primeira pessoa que eu gostaria de agradecer neste trabalho sou eu, Helena. Agradeço a mim mesma por conseguir finalizar este trabalho mesmo passando por tantas coisas como foi neste último ano na universidade, serei eternamente grata a mim por não ter desistido e nem adiado este momento.

Agora sim, eu agradeço imensamente à minha mãe, Ana Maria, por todo o apoio incondicional na minha vida inteira e que com certeza formou a pessoa que eu sou hoje e a que serei no futuro. Agradeço ao meu pai, Rones, por me ouvir em todos os momentos e sempre me ajudar e mostrar lados da vida em que eu esqueci durante esta fase final da graduação. Agradeço muito à minha irmã, Michele, que me apoiou sempre da melhor forma que eu poderia imaginar.

Agradeço ao meu namorado e melhor amigo, Marcelo, que me apoiou tanto, mas tanto durante este trabalho, que literalmente seria impossível de realizar sem a sua ajuda. Obrigada por me aguentar durante todo esse período e me obrigar a me manter positiva mesmo quando tudo parecia que daria errado.

Também agradeço aos meus melhores amigos, Ana Luisa, Flávia, Washington e Ludmilla que por mais que de forma individual e única, todos me ajudaram muito nesta etapa da minha vida e me proporcionaram momentos que me motivaram a não desistir. Também agradeço à minha querida psicóloga, Elizabeth, por me ouvir desabafar e me reconfortar durante esse momento.

Agradeço sinceramente ao meu ex-chefe, Leonardo, por me auxiliar com minhas dúvidas durante a elaboração deste trabalho, e que mesmo com tantos compromissos e obrigações em sua vida profissional disponibilizou o seu tempo para me ajudar. Por fim, agradeço à minha orientadora, professora Loana, por me permitir seguir neste trabalho, obrigada por acreditar em mim neste momento.

# Resumo

O setor elétrico brasileiro é formado pelo conjunto dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O objetivo destes segmentos é operar em conjunto para garantir a continuidade, disponibilidade, segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Para isto, os setores de distribuição e transmissão estabeleceram indicadores de continuidade e disponibilidade, bem como a aplicação de incentivos financeiros associados a estes indicadores. Nesta perspectiva, o objetivo deste trabalho é analisar o desempenho e efetividade dos incentivos financeiros relacionados aos indicadores de continuidade e disponibilidade dos setores de distribuição e transmissão, respectivamente. A metodologia adotada para este trabalho consistiu na avaliação do histórico global e regional dos indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição e do histórico de disponibilidade e de aplicação de parcelas variáveis para as transmissoras. No setor de distribuição, foi possível observar que os indicadores de continuidade coletivos apresentaram uma evolução considerável no período analisado e as regiões que apresentaram o melhor e pior desempenho foram a sudeste e norte, respectivamente. Ademais, foi possível notar que a implementação das novas ferramentas de incentivo, tais como as compensações financeiras, o *ranking* de continuidade e os novos critérios de caducidade dos contratos de concessão, refletiu na evolução destes indicadores. Para o setor de transmissão, verificou-se que a FT que apresentou maior disponibilidade foi a de controle de reativo. Em relação às parcelas variáveis, notou-se que os montantes financeiros descontados do Pagamento Base das FT aumentaram a cada ano do período avaliado, porém a relevância destes montantes vêm reduzindo diante da receita das FT, sendo interessante a criação de novas ferramentas de incentivo visando melhorar ainda mais a disponibilidade do setor de transmissão.

**Palavras-chaves:** Setor elétrico. Distribuição. Transmissão. Indicadores de continuidade. Indicadores de disponibilidade. Compensações financeiras. Parcela Variável.

# Abstract

The Brazilian electrical sector is made up of all the segments of generation, transmission, distribution and commercialization of electrical energy. The objective of these segments is to operate together to guarantee the reliability, availability, safety and quality of electricity supply to end consumers. To this end, the distribution and transmission sectors established reliability and availability indicators, as well as the application of financial incentives associated with these indicators. From this perspective, the objective of this work is to analyze the performance and effectiveness of financial incentives related to reliability and availability indicators in the distribution and transmission sectors, respectively. The methodology adopted for this work consisted of evaluating the global and regional history of reliability indicators for distribution concessionaires and the history of availability and application of variable installments for transmission companies. In the distribution sector, it was possible to observe that the collective reliability indicators showed considerable evolution in the period analyzed and the regions that presented the best and worst performance were the southeast and north, respectively. Furthermore, it was possible to note that the implementation of new incentive tools, such as financial compensations, the reliability ranking and the new expiry criteria for concession contracts, reflected in the evolution of these indicators. For the transmission sector, it was found that the FT that presented the greatest availability was reactive control. In relation to the variable installments, it was noted that the financial amounts deducted from the FT Base Payment increased each year of the period evaluated, however the relevance of these amounts has been reducing in relation to the FT revenue, making it interesting to create new incentive tools aimed at further improve the availability of the transmission sector.

**Key-words:** Electrical sector. Distribution. Transmission. Reliability indicators. Availability indicators. Financial compensations. Variable Portion.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Histórico dos indicadores de qualidade DEC e FEC. . . . .	31
Figura 2 – Histórico de compensações de continuidade. . . . .	32
Figura 3 – Desempenho por distribuidora e <i>ranking</i> de continuidade. . . . .	33
Figura 4 – Histórico global do indicador DEC no período de 2000 a 2022. . . . .	50
Figura 5 – Histórico global do indicador FEC no período de 2000 a 2022. . . . .	51
Figura 6 – Histórico global de Compensações financeiras no período de 2011 a 2021. . . . .	52
Figura 7 – Histórico do indicador DEC na região Norte no período de 2000 a 2022. . . . .	54
Figura 8 – Histórico do indicador FEC na região Norte no período de 2000 a 2022. . . . .	54
Figura 9 – Histórico do indicador DEC na região Nordeste no período de 2000 a 2022. . . . .	55
Figura 10 – Histórico do indicador FEC na região Nordeste no período de 2000 a 2022. . . . .	56
Figura 11 – Histórico do indicador DEC na região Centro-oeste no período de 2000 a 2022. . . . .	57
Figura 12 – Histórico do indicador FEC na região Centro-oeste no período de 2000 a 2022. . . . .	57
Figura 13 – Histórico do indicador DEC na região Sudeste no período de 2000 a 2022. . . . .	58
Figura 14 – Histórico do indicador FEC na região Sudeste no período de 2000 a 2022. . . . .	59
Figura 15 – Histórico do indicador DEC na região Sul no período de 2000 a 2022. . . . .	60
Figura 16 – Histórico do indicador FEC na região Sul no período de 2000 a 2022. . . . .	61
Figura 17 – Histórico dos indicadores DECXP e DECXN no período de 2010 a 2022. . . . .	64
Figura 18 – Histórico dos indicadores FECXP e FECXN no período de 2010 a 2022. . . . .	65
Figura 19 – Histórico do indicador DISPF de LT no período de 2015 a 2022. . . . .	66
Figura 20 – Histórico do indicador DISPF de TR no período de 2015 a 2022. . . . .	67
Figura 21 – Histórico do indicador DISPF de CR no período de 2015 a 2022. . . . .	68
Figura 22 – Médias do indicadores DISPF de todas FT no período de 2015 a 2022. . . . .	69
Figura 23 – Percentuais de eventos de indisponibilidades por transmissora. . . . .	69
Figura 24 – Histórico das Parcelas Variáveis aplicadas no período de 2015 a 2020. . . . .	71
Figura 25 – Montantes da parcelas variáveis aplicadas e quantidade de eventos de indisponibilidade no período de 2015 a 2020. . . . .	71



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Médias e desvios padrões de DEC e FEC obtidos. . . . .	51
Tabela 2 – Dados das concessionárias de distribuição da região Norte. . . . .	53
Tabela 3 – Dados das concessionárias de distribuição da região Nordeste. . . . .	55
Tabela 4 – Dados das concessionárias de distribuição da região Centro-oeste. . . . .	56
Tabela 5 – Dados das concessionárias de distribuição da região Sudeste. . . . .	58
Tabela 6 – Dados das concessionárias de distribuição da região Sul. . . . .	60
Tabela 7 – Médias e desvios padrões de DEC de acordo com a região. . . . .	61
Tabela 8 – Médias e desvios padrões de FEC de acordo com a região. . . . .	62
Tabela 9 – Média de DEC regional para os períodos de antes e depois do ano de 2015. . . . .	62
Tabela 10 – Média de FEC regional para os períodos de antes e depois do ano de 2015. . . . .	63
Tabela 11 – Médias e desvios padrões do DISPF de acordo com o tipo de FT. . . . .	68
Tabela 12 – Quantidades de eventos de indisponibilidade e PV total acumulada por transmissora. . . . .	70

# Lista de quadros

Quadro 1 – Domínio dos indicadores de continuidade analisados. . . . .	44
Quadro 2 – Domínio dos indicadores de continuidade decorrentes de fatores externos analisados. . . . .	44
Quadro 3 – Domínio dos indicadores relativos aos valores de compensações analisados. . . . .	45
Quadro 4 – Domínio dos indicadores relativos a quantidade de compensações analisadas. . . . .	45
Quadro 5 – Domínio do tipo de FT atribuída aos indicadores de disponibilidade. .	46
Quadro 6 – Domínio dos tipos de Parcela Variável de acordo com o tipo de evento.	46

# Lista de abreviaturas e siglas

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARR	Avaliação de Resultado Regulatório
AT	Alta Tensão
BDGD	Banco de Dados Geográficos da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética Minas Gerais
CHESF	Companhia Hidro Elétrica de São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPST	Contrato de Prestação do serviço de Transmissão
CR	Controle de Reativo
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DECXN	Duração Equivalente de Interrupção de origem externa não programada
DECXP	Duração Equivalente de Interrupção de origem externa programada
DGC	Indicador de Desempenho Global de Continuidade
DISPF	Indicadores de Disponibilidade de Função Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FECXN	Duração Equivalente de Interrupção de origem externa não programada
FECXP	Duração Equivalente de Interrupção de origem externa programada

FT	Função Transmissão
INDISPPFF	Indisponibilidade Forçada das Funções Transmissão
INDISPPF	Indisponibilidade Programada das Funções Transmissão
ISO	Organização Internacional para Normalização
LT	Linha de Transmissão
MI	Mecanismo de Incentivo
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PB	Pagamento Base
Prodist	Regras e Procedimentos de Distribuição
Proret	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	Parcela Variável
PVA	Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação
PVC	Parcela Variável para Função Transmissão Conversora
PVCI	Parcela Variável devido a Cancelamentos de Intervenções
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVR	Parcela Variável devido à utilização de equipamento Reserva
PVIRO	Parcela Variável por Indisponibilidade e Restrição Operativa
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RR	Receita Requerida
REN	Resolução Normativa
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica

SED	Subestação de Distribuição
SIN	Sistema Interligado Nacional
TR	Transformação

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>17</b>
1.1.1	Objetivo Geral	17
1.1.2	Objetivos Específicos	17
<b>1.2</b>	<b>Escopo</b>	<b>18</b>
<b>1.3</b>	<b>Divisão do trabalho</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Aspectos regulatórios</b>	<b>21</b>
2.1.1	Regras e Procedimentos de Distribuição	21
2.1.2	Procedimentos de Regulação Tarifária	23
<b>2.2</b>	<b>Indicadores de continuidade de energia elétrica</b>	<b>25</b>
2.2.1	Indicadores de continuidade individuais	25
2.2.2	Indicadores de continuidade coletivos	26
<b>2.3</b>	<b>Incentivos Financeiros</b>	<b>28</b>
2.3.1	Fator X	29
2.3.2	Compensações Financeiras	30
<b>3</b>	<b>SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>34</b>
<b>3.1</b>	<b>Aspectos regulatórios</b>	<b>35</b>
3.1.1	Regras dos Serviços de Transmissão	35
3.1.2	Procedimentos de Rede	36
<b>3.2</b>	<b>Indicadores de disponibilidade de funções transmissão</b>	<b>37</b>
<b>3.3</b>	<b>Parcela Variável</b>	<b>38</b>
3.3.1	Parcela Variável por Indisponibilidade	40
3.3.2	Parcela Variável por Restrição Operativa	40
3.3.3	Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação	41
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>43</b>
<b>4.1</b>	<b>Pré-processamento</b>	<b>43</b>
4.1.1	Dados do setor de Distribuição	43
4.1.2	Dados do setor de Transmissão	45
<b>4.2</b>	<b>Processamento</b>	<b>46</b>
4.2.1	Ferramentas utilizadas	46
<b>4.3</b>	<b>Pós-processamento</b>	<b>47</b>

<b>5</b>	<b>ANÁLISE DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>49</b>
<b>5.1</b>	<b>Histórico global</b>	<b>49</b>
5.1.1	Duração equivalente de interrupção	49
5.1.2	Frequência equivalente de interrupção	50
5.1.3	Compensações Financeiras	51
<b>5.2</b>	<b>Histórico regional</b>	<b>53</b>
5.2.1	Região Norte	53
5.2.2	Região Nordeste	54
5.2.3	Região Centro-oeste	56
5.2.4	Região Sudeste	58
5.2.5	Região Sul	59
<b>5.3</b>	<b>Influência de fatores externos</b>	<b>63</b>
5.3.1	Duração Equivalente de Interrupção de origem externa	64
5.3.2	Frequência Equivalente de Interrupção de origem externa	64
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO</b>	<b>66</b>
<b>6.1</b>	<b>Histórico de disponibilidade das funções transmissão</b>	<b>66</b>
6.1.1	Linhas de transmissão	66
6.1.2	Transformação	67
6.1.3	Controle de reativo	67
<b>6.2</b>	<b>Histórico de apuração de Parcela Variável</b>	<b>70</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>73</b>
<b>7.1</b>	<b>Trabalhos futuros</b>	<b>74</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE A – PROCESSAMENTO DOS DADOS EM <i>PYTHON</i></b>	<b>79</b>
	<b>APÊNDICE B – CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>81</b>
	<b>APÊNDICE C – CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>83</b>

# 1 Introdução

O setor elétrico brasileiro é formado pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Esses segmentos operam em conjunto com o objetivo de garantir a continuidade, disponibilidade, segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A Matriz de Energia Elétrica no Brasil é constituída por uma diversidade de fontes, dentre elas, hidráulica, termelétrica, eólica e solar (EPE, 2022). A geração de energia elétrica é realizada por centrais geradoras, essa energia gerada é transmitida pelas concessionárias de transmissão através do Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é uma infraestrutura elétrica composta por uma malha de linhas de transmissão que interligam quatro subsistemas<sup>1</sup>, permitindo o transporte de energia entre as usinas e as subestações de distribuição, as quais são responsáveis pelo fornecimento de energia aos centros de consumo (ONS, 2023c).

A distribuição de energia elétrica é realizada pelas concessionárias de energia, responsáveis por levar a eletricidade até o consumidor final. Elas operam e mantêm as redes de distribuição transportando a energia para as residências, indústrias, comércios e demais estabelecimentos. Por fim, a comercialização de energia elétrica envolve a compra e venda desse recurso no mercado de energia.

O setor elétrico brasileiro é composto por sete agentes institucionais, sendo eles o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O Ministério de Minas e Energia é o órgão de administração pública federal com áreas de competência relacionadas às políticas energéticas do país (BRASIL, 2023). A implementação de políticas energéticas pelo MME são feitas de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética. O MME coordena o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, que possui a função de “acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional” (MME, 2021).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica trata das operações de compra e venda de energia. A Empresa de Pesquisa Energética realiza estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento energético. Além disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica

---

<sup>1</sup> Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.



regula e fiscaliza os segmentos desde a geração até a comercialização de energia e, por fim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico supervisiona e controla a operação da geração e transmissão de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996). A ANEEL é uma autarquia federal, em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável por regular o setor elétrico com o objetivo de garantir a eficiência, qualidade e modicidade tarifária na prestação dos serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país (BRASIL, 1996).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2023b). Ou seja, o ONS responsável pelo monitoramento e controle da operação de todo o sistema, com o objetivo de garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real (ONS, 2023b).

Estes agentes institucionais regulam e operam o setor elétrico para que haja continuidade na prestação dos serviços de distribuição e para a manutenção da disponibilidade das instalações de transmissão conforme as necessidades de operação do sistema. Para isto, a ANEEL e o ONS estabelecem instrumentos regulatórios visando a melhora constante da prestação dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Os principais instrumentos regulatórios estabelecidos para o setor de distribuição consistem nas Regras e Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica e nos Procedimentos de Regulação Tarifária, elaborados pela ANEEL. Para a transmissão, foram estabelecidas as Regras dos Serviços de Transmissão, da ANEEL, e os Procedimentos de Rede, definidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL.

Para o setor de distribuição de energia elétrica, a continuidade do serviço é caracterizada pelas interrupções no fornecimento de energia às unidades consumidoras. Portanto, como forma de quantificar e qualificar o desempenho das distribuidoras no que diz respeito à continuidade, a ANEEL estabeleceu os indicadores de continuidade de energia elétrica (ANEEL, 2022c). Além disso, foram criados incentivos financeiros associados a estes indicadores, com o intuito de melhorar a qualidade do serviço. Estes incentivos possuem duas naturezas: tarifária e de compensação direta ao consumidor.

No setor de transmissão, os incentivos financeiros relacionados à qualidade da prestação do serviço referem-se à disponibilidade das Funções Transmissão<sup>2</sup> (FT) pertencentes aos agentes transmissores de energia elétrica. A quantificação da disponibilidade das FT se dá por meio de indicadores de disponibilidade e indisponibilidade (ANEEL, 2022b).

<sup>2</sup> Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares (ANEEL, 2021f).

Consequentemente, foi estabelecido o incentivo financeiro de aplicação de Parcela Variável, a qual é subtraída da receita das transmissoras de acordo com a indisponibilidade de suas instalações e equipamentos.

Apesar dos setores de distribuição e transmissão possuírem indicadores e incentivos financeiros distintos, é importante ressaltar o objetivo em comum destes dois segmentos: preservar e incentivar a melhora da qualidade, continuidade e disponibilidade destes serviços, sejam eles referentes à continuidade no fornecimento de energia ou à disponibilidade das instalações de transmissão. Tendo isso em vista, a seção a seguir apresenta o objetivo deste trabalho.

## 1.1 Objetivos

Esta seção define o objetivo geral e os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em analisar o desempenho e efetividade dos incentivos financeiros associados aos indicadores de continuidade e disponibilidade para os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. A análise para o setor de distribuição será feita a partir da avaliação dos históricos global e regionais dos indicadores de continuidade coletivos e das compensações totais pagas aos consumidores. Para o setor de transmissão serão avaliados os históricos dos indicadores de disponibilidade e de aplicação de parcelas variáveis para as transmissoras de detém Funções Transmissão integrantes da Rede Básica.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Para que seja possível cumprir o objetivo geral proposto para este trabalho, faz-se necessário elencar os seguintes objetivos específicos:

- Pesquisa bibliográfica e documental sobre os instrumentos regulatórios aplicáveis à continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica;
- Pesquisa bibliográfica e documental a respeito dos instrumentos regulatórios, do setor de transmissão, relacionados à disponibilidade de FT e à aplicação de Parcela Variável;
- Avaliação do histórico global dos indicadores de continuidade, bem como das compensações financeiras pagas aos consumidores pelas concessionárias de distribuição.

- Avaliação dos históricos regionais dos indicadores de continuidade para as regiões norte, nordeste, centro-oeste, sudeste e sul do Brasil.
- Avaliação do histórico dos indicadores de disponibilidade para as Funções Transmissão de Linhas de Transmissão, Transformação e Controle de Reativo, bem como a quantidade de eventos de indisponibilidade apurados.
- Análise do histórico das parcelas variáveis aplicadas referentes a indisponibilidade, atraso na entrada em operação e restrição operativa.

## 1.2 Escopo

O escopo deste trabalho para o setor de distribuição abrange as concessionárias que constam no Banco de Dados Geográficos da Distribuidora, da ANEEL, os indicadores de continuidade coletivos apurados no período de 2000 a 2022 e as compensações financeiras pagas por estas concessionárias no período de 2011 a 2021. Para o setor de transmissão o escopo abrange as transmissoras com FT integrantes da Rede Básica, os indicadores de disponibilidade para as Funções Transmissão no período de 2015 a 2022 e as Parcelas Variáveis por indisponibilidade, atraso na entrada em operação e restrição operativa para anos de 2015 a 2020 de acordo com os dados.

## 1.3 Divisão do trabalho

Este Trabalho de Conclusão de Curso encontra-se dividido em 5 capítulos, da seguinte maneira:

**Capítulo 1 - Introdução:** Este capítulo apresenta uma introdução sobre o Setor Elétrico Brasileiro e a contextualização do tema deste trabalho, a continuidade no transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como o objetivo geral e objetivos específicos deste trabalho.

**Capítulo 2 - Setor de Distribuição de Energia Elétrica:** O capítulo traz uma contextualização a respeito do setor de distribuição de energia elétrica, aborda os principais aspectos regulatórios do setor no que diz respeito à continuidade da prestação do serviço. Além disso, o capítulo apresenta os indicadores de continuidade e suas metodologias de cálculo estabelecidas pela ANEEL.

**Capítulo 3 - Setor de Transmissão de Energia Elétrica:** O capítulo apresenta a contextualização do setor de transmissão de energia elétrica, trata dos aspectos regulatórios, indicadores de disponibilidade e os procedimentos de aplicação de Parcela Variável.

**Capítulo 4 - Metodologia:** Este capítulo apresenta a proposta de metodologia para o desenvolvimento deste trabalho, tendo em vista os objetivos geral e específicos.

**Capítulo 5 - *Análise do Segmento de Distribuição***: O capítulo apresenta os históricos global e regional obtidos para os indicadores de continuidade e compensações financeiras, bem como a influência de fatores externos na continuidade da distribuição.

**Capítulo 6 - *Análise do Segmento de Transmissão***: Este capítulo apresenta o histórico dos indicadores de disponibilidade apurados das Funções Transmissão e o histórico de aplicação de parcelas variáveis.

**Capítulo 7 - *Conclusão***: O capítulo apresenta a conclusão do trabalho e trabalhos futuros.

## 2 Setor de Distribuição de Energia Elétrica

O objetivo deste trabalho é analisar a efetividade dos incentivos financeiros relacionados à continuidade e disponibilidade dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica, respectivamente. Neste sentido, é importante contextualizar o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

O setor de distribuição de energia elétrica é responsável pelo rebaixamento de tensão proveniente do sistema de transmissão para o fornecimento de energia ao consumidor final. A energia elétrica é transmitida para subestações sob responsabilidade das concessionárias distribuidoras e destina-se às unidades consumidoras do país. “As distribuidoras são empresas que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento do país” (GANIM, 2019).

As concessionárias distribuidoras prestam um serviço público competido à União, portanto, são responsáveis por operar e manter a infraestrutura necessária para prestação do serviço de distribuição de energia com qualidade e continuidade no fornecimento (ANEEL, 2022a). As concessionárias distribuidoras atuam sob regime de concessão, mediante celebração do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) (ANEEL, 2021h).

Diante disso, a ANEEL é responsável por regular e estabelecer a tarifa de energia elétrica. A tarifa consiste no meio de garantir que as distribuidoras possam obter a receita adequada para gestão dos custos operacionais e para remunerar os investimentos para garantir a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

No setor de distribuição, a qualidade do serviço das concessionárias está diretamente relacionada à continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Portanto, com o objetivo de quantificar a qualidade deste serviço, a ANEEL instituiu os indicadores de continuidade, bem como os incentivos financeiros associados aos limites destes indicadores (ANEEL, 2021a).

Os limites dos indicadores de continuidade são estabelecidos nos contratos de concessão, sendo assim, o cumprimento desses limites está atrelado a dois tipos de incentivos financeiros: a revisão tarifária e as compensações financeiras diretamente pagas aos consumidores em formato de crédito na fatura de energia.

Para isto, a ANEEL dispõe de instrumentos regulatórios que regulam o setor de distribuição de energia elétrica. Portanto, esse capítulo abordará os aspectos regulatórios do setor de distribuição, bem como os indicadores de continuidade de energia e incentivos financeiros associados a esses indicadores.

A pesquisa bibliográfica deste capítulo baseou-se nos instrumentos regulatórios publicados pela ANEEL. A pesquisa foi realizada principalmente a partir das Regras e Procedimentos de Distribuição e dos Procedimentos de Regulação Tarifária. Além disso, este trabalho traz como referencial documentos oficiais tais como Notas Técnicas e Relatório de Impacto Regulatório, elaborados pela ANEEL.

## 2.1 Aspectos regulatórios

As principais atividades da regulação técnica da distribuição são o estabelecimento das Regras e Procedimentos, dos indicadores de qualidade do serviço e do produto, da implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica e da implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica (ANEEL, 2022a).

A regulação econômica da distribuição é caracterizada por um regime de regulação pelo preço (*Price cap*). Esse regime possui dois mecanismos distintos de alteração das tarifas: a Revisão Tarifária Periódica (RTP) e o Reajuste Tarifário Anual (RTA) (ANEEL, 2022a).

Os principais instrumentos regulatórios do segmento de distribuição de energia elétrica são as Regras e Procedimentos de Distribuição e os Procedimentos de Regulação Tarifária, ambos estabelecidos pela ANEEL. As seções a seguir apresentam estes instrumentos tendo em vista o objetivo deste trabalho.

### 2.1.1 Regras e Procedimentos de Distribuição

Em 7 de dezembro de 2021, foi publicada a Resolução Normativa (REN) nº 1.000 pela ANEEL, essa resolução estabeleceu as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e é complementada pelas Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). A Resolução Normativa nº 1.000 define os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021h).

A Resolução Normativa nº 1.000 “é, portanto, um dos regulamentos mais importantes da ANEEL, pois define de maneira mais simples e objetiva as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com qualidade e eficiência” (ANEEL, 2022e).

O Prodist foi estabelecido pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 956, de 2021. O Prodist tem o objetivo de normatizar e padronizar as atividades de distribuição de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2021i). Os procedimentos de distribuição são divididos em módulos, conforme a organização a seguir.

- Módulo 1:** Glossário de Termos Técnicos do Prodist;
- Módulo 2:** Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3:** Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;
- Módulo 4:** Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5:** Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura;
- Módulo 6:** Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7:** Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8:** Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica;
- Módulo 9:** Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10:** Sistema de Informação Geográfica Regulatório; e
- Módulo 11:** Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

Para este trabalho, a pesquisa bibliográfica das Regras e Procedimentos de distribuição teve foco no Módulo 8, que trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica. O Módulo 8 do Prodist possui o objetivo de estabelecer os procedimentos relacionados aos conjuntos de unidades consumidoras, à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial das distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2021a).

O conjunto de unidades consumidoras é definido por Subestação de Distribuição (SED) no Prodist. O conjunto se refere as redes de Média Tensão que estejam à jusante<sup>1</sup> da SED e de propriedade da distribuidora (ANEEL, 2021a). Os conjuntos de unidades consumidoras estão disponíveis publicamente no sítio eletrônico da Base de Dados Geográficos da Distribuidora<sup>2</sup> (BDGD) da ANEEL (ANEEL, 2023c).

O Módulo 8 do Prodist estabelece a qualidade do produto na Seção 8.1, a qual caracteriza os fenômenos, estabelece indicadores e limites de referência para conformidade de tensão, metodologia de medição e outros procedimentos.

A Seção 8.2, sobre a qualidade do serviço, do Prodist “define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades” (ANEEL, 2021a).

A continuidade do serviço de distribuição de energia é caracterizada na ocorrência de interrupções no fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras. Os indicadores de continuidade e seus respectivos memoriais de cálculo estão apresentados na seção

<sup>1</sup> Trecho da rede mais próximo da carga.

<sup>2</sup> Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>>. Acesso em: 10 mai. 2023.

2.2. Neste aspecto, é importante ressaltar que a Resolução Normativa nº 1.000 estabelece no Art. 4º, §3º que:

“Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção:

I - em situação emergencial, assim caracterizada como a deficiência técnica ou de segurança em instalações do consumidor e demais usuários que ofereçam risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico ou o caso fortuito ou motivo de força maior;

II - por razões de ordem técnica ou de segurança em instalações do consumidor e demais usuários; ou

III - pelo inadimplemento, sempre após prévia notificação” (ANEEL, 2021h).

Assim como foi apresentado anteriormente, as concessionárias de distribuição celebram contratos de uso do sistema de distribuição, nos contratos deve conter, dentre outras informações, os limites e indicadores de conformidade e continuidade, bem como as penalidades em caso de descumprimento (ANEEL, 2021h). A seção a seguir apresenta os Procedimentos de Regulação Tarifária, estabelecidos pela ANEEL.

### 2.1.2 Procedimentos de Regulação Tarifária

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) tiveram a estrutura de seus Submódulos aprovada a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 1.003, de 2022. O Proret “consolida a regulamentação a cerca dos processos tarifários aplicáveis a concessionárias e permissionárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica e a consumidores de energia elétrica de suas respectivas áreas de concessão” (ANEEL, 2022d). O Proret é composto pelos módulos listados a seguir.

**Módulo 1:** Introdução;

**Módulo 2:** Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição;

**Módulo 3:** Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição;

**Módulo 4:** Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição;

**Módulo 5:** Encargos Setoriais;

**Módulo 6:** Demais Procedimentos;

**Módulo 7:** Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição;

**Módulo 8:** Permissionárias de Distribuição;

**Módulo 9:** Concessionárias de Transmissão;

**Módulo 10:** Ordem e Condições de Realização dos Processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações;



**Módulo 11:** Comercialização; e

**Módulo 12:** Concessionárias de Geração.

O Módulo 2 do Proret estabelece os procedimentos para a Revisão Tarifária Periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica. De acordo com o submódulo 2.1, Procedimentos gerais, o processo de revisão tarifária compreende-se em duas etapas: cálculo da Receita Requerida (RR) e a definição do Mercado de Referência. Após essas etapas, é realizada a abertura tarifária (ANEEL, 2021c).

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” 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 (ANEEL, 2021c).

O Período de Referência consiste no período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da realização da RTP. Durante o processo da revisão tarifária é necessário considerar determinados parâmetros que são considerados no reajustes tarifários do próximo ciclo tarifário da concessionária. Estes parâmetros são relativos ao percentual regulatório de Perdas Não Técnicas e o Fator X, este é um dos incentivos financeiros atrelados à continuidade na prestação dos serviços das concessionárias de distribuição (ANEEL, 2021c).

A Receita Requerida apresenta duas parcelas, A e B. O valor da Parcela A incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, bem como dos encargos setoriais. O Valor da Parcela B incorpora os custos propriamente da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, como pode ser observado a partir da Equação 2.1.

$$RR = VPA + VPB \quad (2.1)$$

Onde:

RR = Receita Requerida;

VPA = Valor da Parcela A; e

VPB = Valor da Parcela B.

O Valor da Parcela A é composto pelo somatório dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria, custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou

distribuição, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica. O Valor da Parcela B é calculado no processo de revisão tarifária e adota parâmetros como Fator de Ajuste de Mercado e o Mecanismo de Incentivo à melhora da Qualidade (ANEEL, 2021c).

O Módulo 3 estabelece os procedimentos relacionados ao Reajuste Tarifário Anual das concessionárias de Distribuição de energia elétrica. No RTA cabe à ANEEL homologar os reajustes das tarifas de acordo com as leis e normas, bem como os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, como descrito no Submódulo 3.1 (ANEEL, 2021e), Procedimentos gerais, as tarifas definidas nos contratos de concessão, juntamente às regras de reajuste e revisão tarifárias são suficientes para a prestação adequada dos serviços de distribuição de energia elétrica e para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato celebrado. Destaca-se que o RTA é realizado em periodicidade anual, na data estabelecida no contrato de concessão, exceto nos anos de realização da RTP.

## 2.2 Indicadores de continuidade de energia elétrica

A qualidade na prestação dos serviços de distribuição de energia pelas concessionárias pode ser qualificada e quantificada através dos indicadores de continuidade. Tendo isso em vista, o Módulo 8 das Regras e Procedimentos de Distribuição, dentre outras seções, estabelece na Seção 8.2 os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

De acordo com o Glossário de Termos Técnicos adotados no Prodist, define-se como Indicador de Continuidade a “representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos” (ANEEL, 2021b). Os indicadores de continuidade podem ser estabelecidos quanto à duração e frequência das interrupções ocasionadas em todas as unidades consumidoras, centrais geradoras ou por ponto de conexão.

O controle dessas interrupções e a apuração dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição competem às distribuidoras e a partir da apuração desses indicadores, a ANEEL, as centrais geradoras e os consumidores podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico (ANEEL, 2021a). Para isto, os indicadores de continuidade estão divididos em caráter individual e coletivo.

### 2.2.1 Indicadores de continuidade individuais

A ANEEL estabelece que os indicadores de continuidade individuais devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, centrais geradoras ou por ponto de conexão (ANEEL, 2021a). Os indicadores individuais de continuidade são: Duração de In-

terrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DIC), Frequência de Interrupção Individual (FIC), Duração Máxima de Interrupção (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico<sup>3</sup> (DICRI) por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, os quais são expressos numericamente pelas equações 2.2, 2.3, 2.4 e 2.5, respectivamente.

$$DIC = \sum_{t=i}^n t(i) \quad (2.2)$$

$$FIC = n \quad (2.3)$$

Em que:

$i$  = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;

$n$  = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

$t(i)$  = tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração.

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (2.4)$$

$$DICRI = t_{critico} \quad (2.5)$$

Em que:

$t(i)_{max}$  = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas; e

$t_{critico}$  = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

## 2.2.2 Indicadores de continuidade coletivos

Os indicadores de continuidade coletivos são apurados de acordo com o conjunto de unidades consumidoras. Os indicadores coletivos de continuidade são: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de

<sup>3</sup> “Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados” (ANEEL, 2011).

Interrupção (FEC), os quais são expressos numericamente em (ANEEL, 2021a), pelas equações 2.6 e 2.7, respectivamente.

$$DEC = \left( \sum_{i=1}^{NUC} DIC(i) \right) \cdot \frac{1}{NUC} \quad (2.6)$$

$$FEC = \left( \sum_{i=1}^{NUC} FIC(i) \right) \cdot \frac{1}{NUC} \quad (2.7)$$

Em que:

$i$  = índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão ou Média Tensão faturadas do conjunto;

$NUC$  = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em Baixa Tensão ou Média Tensão;

$DIC(i)$  = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em horas e centésimos de hora; e

$FIC(i)$  = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

Os indicadores individuais e coletivos devem ser apurados apenas em casos de interrupções de longa duração, ou seja, com duração maior ou igual a 3 minutos e cada indicador apresenta situações que não devem ser consideradas durante a apuração, essas situações encontram-se definidas na Seção 2 do Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a).

Além disso, o Módulo 8 dispõe sobre os procedimentos para o estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC. Este módulo estabelece que as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD, a partir desses dados, são extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras (ANEEL, 2021a).

Além dos indicadores coletivos apresentados anteriormente, é importante mencionar os indicadores coletivos de Duração e Frequência Equivalente devidos a interrupções de origem externa. Estes indicadores representam as interrupções alheias ao sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021a).

O Módulo 8 descreve a apuração estes indicadores de acordo com a interrupção, sendo classificadas com interrupção de origem externa programada e não programada. Estes indicadores são denominados de Duração Equivalente de Interrupção de origem externa e programada (DECXP), Frequência Equivalente de Interrupção de origem externa (FECXP), Duração Equivalente de Interrupção de origem externa e não progra-

mada (DECXN) e Frequência Equivalente de Interrupção de origem externa e programada (FECXN).

É importante ressaltar que no Módulo 8 a ANEEL dispõe que o enquadramento desse tipo interrupção “não exime a distribuidora de atuar de forma eficiente para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica” (ANEEL, 2021a).

Após a apresentação e definição dos indicadores de continuidade da prestação dos serviços, é possível compreender sobre os incentivos financeiros associados a esses indicadores. Sendo assim, na seção a seguir serão apresentados os dois tipos de incentivos financeiros de continuidade da distribuição de energia elétrica.

## 2.3 Incentivos Financeiros

O setor de distribuição de energia elétrica possui dois incentivos financeiros associados à continuidade na prestação de serviço: o Fator X, calculado na Revisão Tarifária Periódica, e as compensações financeiras pagas aos consumidores.

É importante mencionar que em 2009, a ANEEL modificou a maneira como as penalidades pela violação dos indicadores de continuidade eram aplicadas às concessionárias de distribuição. “Havia dois tipos de penalidade: a multa pela violação dos indicadores coletivos dos conjuntos (DEC e FEC) e as compensações pagas aos consumidores pela violação dos limites estabelecidos para os indicadores individuais (DIC, FIC e DMIC)” (ANEEL, 2018).

Entretanto, a Resolução Normativa nº 177, de 28 de novembro de 2005 previu o término da aplicação da penalidade de multa. A partir disso, a ANEEL estabeleceu limites mais rígidos para os indicadores individuais de continuidade com a intenção de aumentar os valores dos incentivos financeiros associados a esses indicadores.

Retomando ao que foi apresentado anteriormente, os limites para os indicadores de continuidade são estabelecidos nos Contratos de Concessão das distribuidoras. Sendo assim, é importante mencionar a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (BRASIL, 2013), que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A Lei nº 12.783, de 2013 estabelece novas diretrizes e requisitos para a prorrogação dos contratos de concessão pelo prazo de até trinta anos, de forma a assegurar a continuidade e a eficiência da prestação dos serviços. Consecutivamente, o Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, regulamentou a prorrogação das Concessões de distribuição (BRASIL, 2015).

O Decreto nº 8.461 estabeleceu que em caso de descumprimento de qualquer uma das metas anuais estabelecidas nos critérios de prorrogação da concessão por dois anos consecutivos ou qualquer meta em cinco anos, seria iniciado o processo de extinção da

concessão (ANEEL, 2015). Esta penalidade foi aplicada posteriormente a todos os contratos de concessão, com o intuito de fortalecer os incentivos para preservação e melhora na continuidade do serviço de distribuição.

Diante deste Decreto, a ANEEL elaborou a Nota Técnica nº 175, de 2015 (ANEEL, 2015) com a Minuta dos novos Contratos de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nesta Nota Técnica, no que diz respeito à qualidade da prestação dos serviços, “o Poder Concedente optou por avaliar as distribuidoras pela continuidade do serviço, a qual é caracterizada pela frequência e pela duração das interrupções de energia elétrica” (ANEEL, 2015). Assim, determinou-se que as distribuidoras deveriam alcançar os limites de continuidade definidos pela ANEEL, em trajetória de melhora contínua<sup>4</sup>, nos cinco anos do período de avaliação.

Neste aspecto, os incentivos financeiros foram aprimorados pela ANEEL com o intuito de preservar e incentivar a melhora da continuidade do serviço de distribuição no Brasil. Assim, a ANEEL desenvolveu e instituiu novas ferramentas de incentivo para a melhora da continuidade, com foco nos indicadores coletivos DEC e FEC, estas ferramentas consistiram em:

“(i) o ranking da continuidade do serviço (2011), (ii) a componente Q do Fator X (2013), (iii) o acompanhamento das concessionárias por meio do Plano de Resultados (2014) e (iv) os novos contratos que prorrogaram as concessões de 33 distribuidoras, com critérios de caducidade e limitação de distribuição de proventos (2015)” (ANEEL, 2018).

Esta seção apresentará os incentivos financeiros de continuidade relacionados ao Fator X, componente Q, às compensações financeiras pagas aos consumidores e ao *ranking* de continuidade das distribuidoras, elaborado pela ANEEL.

### 2.3.1 Fator X

O Submódulo 2.5 do Proret define a metodologia utilizada para o cálculo do Fator X nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de distribuição. O Fator X é responsável pela transferência dos ganhos potenciais de produtividade<sup>5</sup> ao consumidor, atuando como um incentivo financeiro relacionado a qualidade técnica e comercial do serviço de distribuição oferecido por cada concessionária (ANEEL, 2021d).

O Fator X, de acordo com (ANEEL, 2021d), tem o objetivo de garantir o equilíbrio entre receitas e despesas estabelecidos nas revisões tarifárias. Isso se deve à transferência dos ganhos potenciais de produtividade para o consumidor. Portanto, o Fator X se define

<sup>4</sup> Consiste em um esforço contínuo para a melhora da qualidade e continuidade da prestação do serviço.

<sup>5</sup> Relativos ao segmento de distribuição de energia elétrica.

como um mecanismo de incentivo à melhora da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. Desta forma, o Fator X é composto por três componentes, conforme a Equação 2.8.

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (2.8)$$

Em que:

$P_d$  = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

$Q$  = Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

$T$  = Trajetória de custos operacionais.

No que diz respeito à continuidade do serviço, a componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados pela concessionária para os consumidores. De acordo com (ANEEL, 2021d) a componente Q está inserido no Mecanismo de Incentivo (MI), estabelecido pela ANEEL. O cálculo do MI considera a variação de seis indicadores e o atendimento de padrões de qualidade definidos pela ANEEL. O valor calculado para a componente Q possui parcelas que correspondem à qualidade técnica e à qualidade comercial, cada parcela apresenta pesos distintos, conforme a Equação 2.9.

$$Q = 0,70 \cdot Q_{\text{tecnico}} + 0,30 \cdot Q_{\text{comercial}} \quad (2.9)$$

Em que a parcela  $Q_{\text{tecnico}}$  é calculada por meio do indicador de continuidade coletivo DEC. Essa parcela tem sua apuração baseada no atendimento das concessionárias ao padrão estabelecido nos contratos de concessão. Além da Componente Q do Fator X, o outro tipo de incentivo de continuidade são as compensações financeiras pagas diretamente ao consumidor, bem como o *ranking* de continuidade e o indicador de desempenho global.

### 2.3.2 Compensações Financeiras

O Módulo 8 do Prodist estabelece que, em caso de violação dos limites de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, a distribuidora deve realizar a compensação financeira direta ao consumidor através de crédito na fatura de até 2 meses após o período de apuração (ANEEL, 2021a). Destaca-se que caso o valor da compensação exceda o valor da fatura de energia, o crédito remanescente é realizado nos próximos ciclos de faturamento da unidade consumidora.

O Módulo 8 também estabelece os procedimentos relacionados à coleta, armazenamento e envio dos indicadores de continuidade e compensações realizadas. A coleta

e armazenamento dos dados das interrupções devem ser mantidos na distribuidora por um período mínimo de 10 anos, além disso, o número de unidades consumidoras e o código de identificação do conjunto devem ser registrados pela concessionária, bem como as compensações realizadas.

Em relação aos indicadores de continuidade coletivos, a ANEEL apura e divulga, anualmente, os resultados dos desempenhos das distribuidoras de energia elétrica em relação à continuidade do serviço prestado. Essa divulgação é publicada oficialmente em seu sítio eletrônico<sup>6</sup>. A Figura 1 apresenta o histórico publicado pela ANEEL referente aos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, para o período de 2008 a 2022.

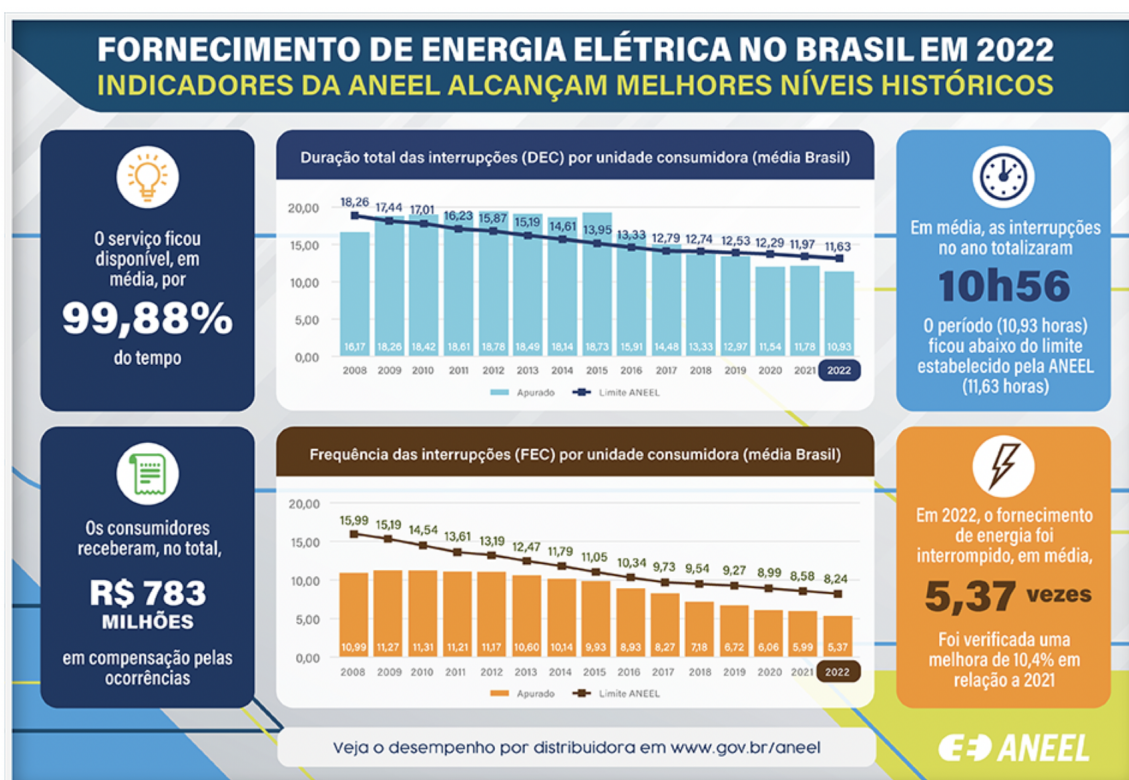


Figura 1 – Histórico dos indicadores de qualidade DEC e FEC.

Fonte: (ANEEL, 2023b).

É possível observar que nos anos de 2008 e de 2018 a 2022 os indicadores apurados resultaram em um valor médio abaixo do limite estabelecido pela ANEEL. No entanto, o valor das compensações de continuidade pagas aos consumidores aumentou no ano de 2022, totalizando R\$ 783 milhões em 2022 (ANEEL, 2023b). Porém, esse aumento no valor não reflete em um aumento na quantidade de compensações, mas sim em uma concentração maior de compensações pagas para um grupo menor de consumidores, como pode ser observado a partir do gráfico da Figura 2.

<sup>6</sup> Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>. Acesso em: 5 abr. 2023.



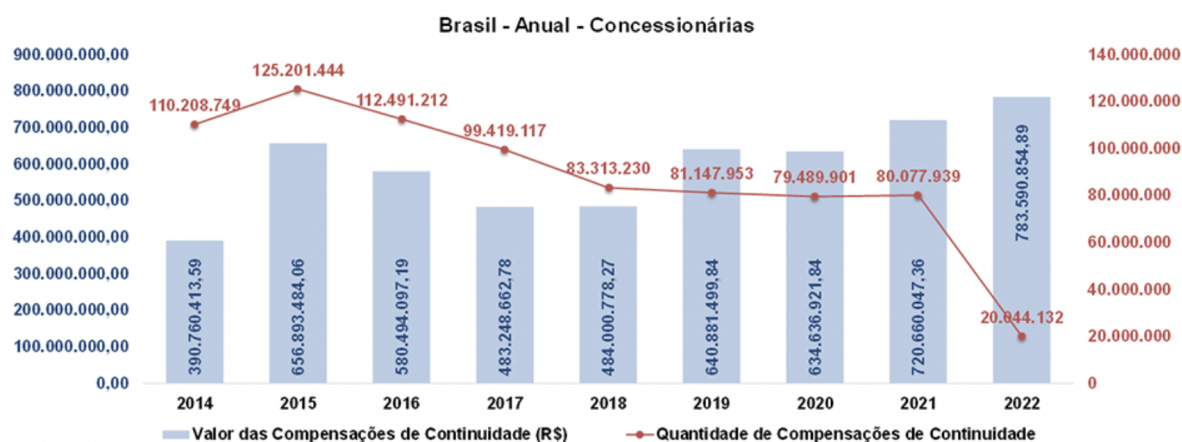


Figura 2 – Histórico de compensações de continuidade.

Fonte: (ANEEL, 2023b).

Além das compensações financeiras, outros incentivos criados pela ANEEL foram o *ranking* de continuidade e o Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC). O *ranking* de continuidade das concessionárias de distribuição é publicado anualmente pela ANEEL em seus portais públicos, este ranking pode ter agrupamentos de acordo com o porte das distribuidoras.

O Indicador DGC consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores globais DEC e FEC das distribuidoras (ANEEL, 2023a). Neste aspecto, o Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021a) estabelece a metodologia de cálculo para o Indicador DGC assim como pode ser observado a partir da Equação 2.10.

$$DGC = \frac{\frac{DEC\ Global_{apurado}}{DEC\ Global_{limite}} + \frac{FEC\ Global_{apurado}}{FEC\ Global_{limite}}}{2} \quad (2.10)$$

Em que:

$DEC\ Global_{apurado}$  = DEC apurado anual global da distribuidora considerando as parcelas não expurgáveis;

$DEC\ Global_{limite}$  = DEC limite anual global da distribuidora considerando os limites estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora

$FEC\ Global_{apurado}$  = FEC apurado anual global da distribuidora considerando as parcelas não expurgáveis;

$FEC\ Global_{limite}$  = FEC limite anual global da distribuidora considerando os limites estabelecidos em resolução específica para os conjuntos da distribuidora.

Desta forma, a ANEEL elabora o *ranking* de desempenho em continuidade de prestação de serviço de acordo com o porte das concessionárias de distribuição. As concessionárias de grande porte são aquelas que fornecem energia elétrica para mais de 400 mil unidades consumidoras, e as de pequeno porte para menos de 400 mil. A Figura 3 apresenta o *ranking* publicado pela ANEEL referente ao ano de 2022.

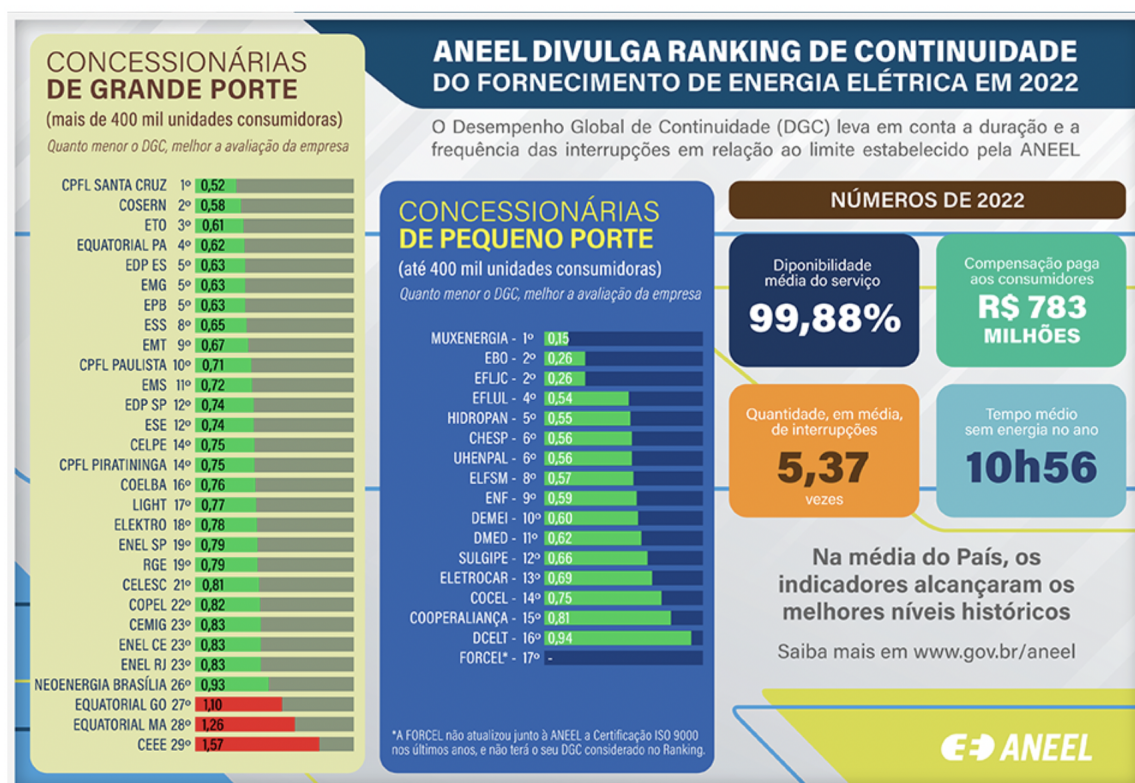


Figura 3 – Desempenho por distribuidora e *ranking* de continuidade.

Fonte: (ANEEL, 2023b).

No que diz respeito à qualidade da informação dos indicadores apurados, as concessionárias de distribuição devem ser certificadas nos termos das normas de certificação da Organização Internacional para Normalização, International Organization for Standardization (ISO), ISO 9.000<sup>7</sup>, como estabelecido pela ANEEL. Caso a distribuidora não apresente a certificação, esta será classificada na última posição do *ranking* de continuidade (ANEEL, 2023a). Os dados apurados encontram-se disponíveis no Banco de Dados Abertos<sup>8</sup> no Portal Público da ANEEL.

<sup>7</sup> Trata de Sistemas de Gestão de Qualidade.

<sup>8</sup> Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 18 jun. 2023.

## 3 Setor de Transmissão de Energia Elétrica

O capítulo anterior apresentou os aspectos regulatórios que regem o sistema de distribuição de energia elétrica no que se refere à continuidade da prestação do serviço. Também foram apresentados os indicadores de continuidade e os procedimentos para as compensações financeiras pagas diretamente ao consumidor. Portanto, de forma a prosseguir com o objetivo deste trabalho, também faz-se necessário abordar os princípios de funcionamento do sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro.

As concessionárias transmissoras atuam na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional celebram os contratos de concessão para explorar a remuneração estabelecida durante o período de vigência. Após a assinatura do contrato de concessão, também é celebrado, junto ao ONS, o Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST) (ONS, 2023a).

O CPST “estabelece os termos e condições técnicas e comerciais para a prestação dos serviços de transmissão” (ONS, 2023a). Para isto, as concessionárias de transmissão recebem o pagamento da Receita Anual Permitida (RAP) para operação e manutenção das instalações de transmissão. Além disso, no CPST são informados os valores referentes aos Pagamentos Base (PB) para as concessionárias de transmissão.

As concessionárias de transmissão recebem seus respectivos valores de RAP perante a responsabilidade de operação, manutenção e disponibilidade de suas instalações de transmissão. Desta forma, conforme disposto pela Resolução Normativa (ANEEL, 2020c), as concessionárias podem ter valores descontados de suas receitas anuais caso ocorram indisponibilidades de equipamentos em instalações sob sua responsabilidade.

Os descontos na RAP relacionados à disponibilidade das instalações são denominados de Parcelas Variáveis, os quais são os incentivos financeiros diretamente relacionados aos indicadores de disponibilidade das concessionárias de transmissão. Neste aspecto, este capítulo apresentará os aspectos regulatórios presentes no setor de transmissão de energia elétrica, bem como o detalhamento dos indicadores de disponibilidade e dos cálculos referentes à aplicação de parcelas variáveis.

A pesquisa bibliográfica deste capítulo baseou-se em documentos publicados pelos agentes institucionais responsáveis pela regulação e operação do sistema de transmissão de energia elétrica. A pesquisa foi realizada a partir das Regras dos Serviços de Transmissão e dos Procedimentos de Rede, bem como os sítios institucionais da ANEEL e do ONS, além de documentos como Notas Técnicas, Resoluções Normativas e Relatórios.

## 3.1 Aspectos regulatórios

O sistema de transmissão de energia elétrica, no Brasil, é regulado e fiscalizado pela ANEEL, assim como o setor de distribuição. Porém, o segmento de transmissão conta com a atuação do ONS, que é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de transmissão que estão conectadas ao SIN.

Portanto, esses dois agentes institucionais dispõem de regras e procedimentos para que o sistema de transmissão de energia elétrica prevaleça com qualidade, continuidade e disponibilidade na prestação de serviço. Os instrumentos regulatórios que tratam da disponibilidade das instalações de transmissão são as Regras dos Serviços de Transmissão, estabelecidas pela ANEEL, e os Procedimentos de Rede, definidos pelo ONS e com revisão pela ANEEL.

### 3.1.1 Regras dos Serviços de Transmissão

A ANEEL consolidou as Regras dos Serviços de Transmissão, que estabelecem a regulamentação do segmento de transmissão de energia elétrica para o Sistema Elétrico Nacional. Sua estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa n° 905, de 2020, ([ANEEL, 2020c](#)), conforme os módulos a seguir.

**Módulo 1:** Glossário;

**Módulo 2:** Classificação das Instalações;

**Módulo 3:** Instalações e Equipamentos;

**Módulo 4:** Prestação dos Serviços;

**Módulo 5:** Acesso ao Sistema;

**Módulo 6:** Coordenação e Controle da Operação;

Para este trabalho, a pesquisa bibliográfica das Regras de Transmissão se baseou no Módulo 4. O Módulo 4 foi incluído nas Regras de Transmissão com a publicação da Resolução Normativa n° 906, de 2020, ([ANEEL, 2020d](#)) e estabelece as Regras dos Serviços de Transmissão em relação à prestação de serviços. A seção 4.3 do Módulo 4 dispõe sobre a qualidade do serviço público de transmissão no que diz respeito à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações que estão sob responsabilidade de transmissoras integrantes da Rede Básica ([ANEEL, 2021g](#)).

A disponibilidade das instalações está relacionada à aplicação de descontos de Parcela Variável na receita da concessionária de transmissão. Neste sentido, o Módulo 4 estabelece os procedimentos para aplicação, cálculo e limites da Parcela Variável, esses procedimentos estão mais detalhados na Seção 3.3.

A qualidade na transmissão de energia elétrica, de acordo com a ANEEL, “é medida com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão”(ANEEL, 2021g). Portanto, é estabelecido pelas Regras de Transmissão que o ONS deve disponibilizar anualmente um relatório técnico contendo todos os atrasos, indisponibilidades, restrições de capacidade operativa e os descontos das Parcelas Variáveis associadas a cada evento.

Além disso, o Módulo 4 estabelece os procedimentos para aplicação da Parcela Variável de acordo com o tipo de indisponibilidade, bem como a metodologia de cálculo e os limites da parcela Variável, as isenções nas aplicações e os critérios especiais para aplicação.

### 3.1.2 Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede foram estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e dispõem sobre as regras para as atividades de coordenação e controle da operação dos setores de geração e transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2020a).

Os Procedimentos de Rede foram reestruturados, após aprovação da ANEEL, conforme a publicação da Resolução Normativa n° 903 de 2020 (ANEEL, 2020b). Os documentos dos submódulos dos Procedimentos de Rede são classificados nos tipos: Responsabilidades, Procedimental, Operacional, Critérios, Requisitos, Metodologia, Definição, Indicadores e Manual de Procedimentos da Operação - MPO. A nova estrutura<sup>1</sup> dos Procedimentos de Rede pode ser observada a seguir.

**Módulo 1:** Relacionamento com Agentes;

**Módulo 2:** Critérios e Requisitos;

**Módulo 3:** Planejamento da Operação;

**Módulo 4:** Programação da Operação;

**Módulo 5:** Operação do Sistema;

**Módulo 6:** Avaliação da Operação;

**Módulo 7:** Integração de Instalações;

**Módulo 8:** Administração dos Contratos e Contabilização Financeira;

**Módulo 9:** Indicadores;

---

<sup>1</sup> A relação dos submódulos dos Procedimentos de Rede reestruturados com a antiga estrutura está disponível em (ONS, 2022).

A reestruturação dos Procedimentos de Rede alterou a organização do conteúdo em novas enumerações dos submódulos. O objetivo dessa mudança foi relacionar os módulos com os macroprocessos de operação do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2021). Este trabalho abordará as diretrizes estabelecidas no Módulo 8, que trata da Administração dos Contratos e Contabilização Financeira, e no Módulo 9 que trata dos indicadores.

O Módulo 8 aborda os procedimentos referentes a administração dos contratos, disponibilização de dados para cálculo tarifário e apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais (ONS, 2020c). O submódulo 8.3, documento tipo procedimental, em seu anexo C, estabelece as diretrizes para apuração de Parcela Variável.

O Módulo 9 dispõe dos indicadores apurados pelo ONS e disponibilizados para ANEEL e os agentes de transmissão. O Módulo 9 apresenta os indicadores apurados pelo ONS a respeito dos seguintes : confiabilidade da Rede básica; desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração; desempenho dos sistemas de proteção; desempenho das programações eletroenergética, de manutenção e de intervenção; cumprimento de providências; desempenho dos sistemas de supervisão e controle e dos serviços de telecomunicações; e qualidade da energia elétrica da Rede Básica.

O Submódulo 9.2, documento tipo indicadores, estabelece os indicadores de desempenho de equipamento e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração, na perspectiva da operação e da manutenção (ONS, 2020d). Neste submódulo são descritos os procedimentos de cálculo dos indicadores de disponibilidade das funções transmissão e geração, estes indicadores estão relacionado ao gerenciamento do desempenho dessas funções transmissão. A Seção 3.2 apresentará a metodologia de cálculo destes indicadores.

## 3.2 Indicadores de disponibilidade de funções transmissão

O Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede dispõe sobre os indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração. Esta seção apresenta os Indicadores de Disponibilidade de Função Transmissão (DISP), Indisponibilidade Programada das Funções Transmissão (INDISPPF) e Indisponibilidade Forçada das Funções Transmissão (INDISPPFF).

Estes indicadores são calculados e divulgados<sup>2</sup> pelo ONS por meio de relatório encaminhado aos agentes de operação e à ANEEL. Além disso, o ONS disponibiliza esses indicadores em seu portal público, SINtegre<sup>3</sup>.

No Portal SINtegre estão disponíveis os indicadores de disponibilidade de Função Transmissão (FT) de acordo com as seguintes funções: Equipamentos de Controle de Reativo; Conversores; e Linhas de Transmissão e Transformadores.

<sup>2</sup> Conforme o Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede.

<sup>3</sup> Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br>>. Acesso em: 5 jul. 2023.

O Indicador de Disponibilidade das Funções Transmissão (DISPF) é calculado de acordo com a Equação 3.1. De acordo com o Submódulo 9.2 (ONS, 2020d), o cálculo desses indicadores se dá em bases anuais.

$$DISPF = \frac{n^\circ \text{ total de horas disponíveis no período considerado}}{n^\circ \text{ total de horas do período considerado}} \cdot 100 \text{ [\%]} \quad (3.1)$$

O Indicador de Indisponibilidade Programada das Funções Transmissão (INDISPPF) é calculado como mostra a Equação 3.2. A indisponibilidade programada é definida<sup>4</sup> como “Porção ou porcentagem de tempo em que um equipamento, LT ou função ficou fora de operação, resultante da execução de intervenção programada, conforme prazos de solicitação constantes nos Procedimentos de Rede” (ONS, 2020b).

$$INDISPPF = \frac{n^\circ \text{ total de horas indisponíveis programadas da FT}}{n^\circ \text{ total de horas do período considerado}} \cdot 100 \quad (3.2)$$

A Equação 3.3 apresenta o cálculo do Indicador de Indisponibilidade Forçada das Funções Transmissão. A indisponibilidade forçada se caracteriza como “Estado de uma instalação ou equipamento que não está apto para entrar em serviço, por falha ou interrupção de emergência em condições não programadas” (ONS, 2020b).

$$INDISPPF = \frac{n^\circ \text{ total de horas indisponíveis forçadas da FT}}{n^\circ \text{ total de horas do período considerado}} \cdot 100 \quad (3.3)$$

A partir da definição dos indicadores calculados e divulgados pelo ONS no que diz respeito à disponibilidade das Funções Transmissão, é necessário apresentar os procedimentos para aplicação de Parcela Variável, na seguinte seção.

### 3.3 Parcela Variável

As Parcelas Variáveis são os montantes descontados do Pagamento Base<sup>5</sup> (PB) de Funções Transmissão devido à diminuição da qualidade do serviço prestado pela FT (ONS, 2020c). Portanto, a Parcela Variável é o incentivo financeiro associado à qualidade do serviço prestado pelas FT pertencentes a instalações de concessionárias de transmissão da Rede Básica.

Vale destacar que, de acordo com as Regras de Transmissão, “o desconto da parcela variável correspondente a FT constituída por instalações sob responsabilidade de mais

<sup>4</sup> De acordo com o Glossário dos Procedimentos de Rede.

<sup>5</sup> “Parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma Função Transmissão” (ONS, 2020b).

de uma concessão deverá ser aplicado à parcela de receita associada às instalações da TRANSMISSORA responsável pelo evento” (ANEEL, 2021g).

O Submódulo 8.3 dos Procedimentos de Rede, dispõe que o ONS deve encaminhar anualmente um relatório de apuração das Parcelas Variáveis, conforme as Resoluções Normativas (ONS, 2020c). Neste relatório devem constar os descontos das Parcelas Variáveis associadas aos atrasos, indisponibilidades e restrições de capacidade operativa para as FT integrantes da Rede Básica.

Além disso, o relatório contém as FT por concessão que tiveram limites de descontos de Parcela Variável por Indisponibilidade, Parcela Variável por Restrição Operativa e Parcela Variável de FT Conversora.

As Parcelas Variáveis podem ser descontadas devido a indisponibilidade de FT, restrição operativa, indisponibilidade devido a atraso na entrada em operação, cancelamentos de intervenções aprovadas previamente, utilização de equipamento reserva remunerado e Parcela Variável para FT Conversoras. De acordo com (ONS, 2020c), o montante total relacionado a aplicação de Parcela Variável descontada da Transmissora é a soma dos eventos apurados em cada FT, sob responsabilidade do agente de transmissão, de acordo com a Equação 3.4.

$$PV = PVIRO + PVA + PPCI + PVR \quad (3.4)$$

Em que,

PVIRO = somatório das Parcelas Variáveis por Indisponibilidade (PVI) e por Restrição Operativa (PVRO), exceto para FT Conversora;

PVA = Parcela Variável por Atraso na entrada em operação;

PPCI = Parcela Variável devido a Cancelamentos de Intervenções previamente aprovadas;

PVR = Parcela Variável devido à utilização de equipamento Reserva.

“A regulação da qualidade da prestação do serviço foca principalmente em 3 pontos: disponibilidade, capacidade operativa e atendimento ao cronograma de obras. Visto isso, são aplicados 3 incentivos econômicos aos agentes:

- **Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI):** parcela a ser deduzida do Pagamento Base (PB) de uma FT por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos;
- **Parcela Variável por Restrição de Capacidade Operativa (PVRO):** parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da FT;



- **Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação (PVA):** parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido ao atraso na Entrada em Operação da FT” (ANEEL, 2020a).

Portanto, esta seção apresentará a metodologia de apuração das Parcelas Variáveis por indisponibilidade, restrição operativa e atraso na entrada em operação de acordo com as Regras de Transmissão (ANEEL, 2021g) e os Procedimentos de Rede (ONS, 2020c).

### 3.3.1 Parcela Variável por Indisponibilidade

A Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) de uma Função Transmissão é aplicada quando ocorrem desligamentos programados ou outros desligamentos da referida FT (ANEEL, 2021g). Desta forma, o valor da PVI corresponde aos montantes financeiros a serem descontados do Pagamento Base das FT, com exceção de FT Conversora. Desta forma, é possível estimar a efetiva disponibilidade da FT indisponível à Rede básica (ONS, 2020c).

O Módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão estabelece o cálculo e limites da Parcela Variável, a Equação 3.5 mostra como deve ser calculado o valor da PVI.

$$PVI = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \left( K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{O_j} \cdot PAOD_j) \right) \quad (3.5)$$

D = Número de dias no mês da ocorrência;

24.60.D = Número de minutos no mês da ocorrência;

PB = Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;

$PADP_i$  = Período Associado a desligamento programado i, em minutos;

$PAOD_j$  = Período Associado a outro desligamento j, em minutos;

KP = Fator multiplicador para Desligamento programado;

KO = Fator multiplicador para outros desligamentos, sendo que esse fator será reduzido para KP após o 300º minuto;

NP = Número de desligamentos programados da FT ocorrido ao longo do mês; e

NO = Número de outros desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

### 3.3.2 Parcela Variável por Restrição Operativa

A Parcela Variável por Restrição Operativa é aplicada a FT quando há uma redução da capacidade operativa desta FT. A capacidade operativa é definida pela ANEEL

como a “capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condições de operação normal e de emergência” (ANEEL, 2021f). O cálculo da PVRO é estabelecido pela ANEEL conforme a Equação 3.6.

$$PVRO = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \left( \sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \cdot DROC_c) \right) \quad (3.6)$$

Sendo,

ROL = Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;

ROC = Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;

DROL = Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;

DROC = Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;

NRL = Número de restrições operativas de longa duração no mês; e

NRC = Número de restrições operativas de curta duração no mês.

Destaca-se que o montante financeiro total de PV descontado considera o valor da PVIRO quando há a ocorrência de aplicação de PVI e PVRO a uma mesma FT, exceto FT conversora. Portanto, o valor da PVIRO é calculado conforme a Equação 3.7 e as equações 3.5 e 3.6, apresentadas anteriormente.

$$PVIRO = PVI + PVRO \quad (3.7)$$

### 3.3.3 Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação

De acordo com (ANEEL, 2021g), o valor da Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação (PVA) é aplicada a uma Função Transmissão a partir dos seguintes critérios:

“[...]”

a) o período de atraso será limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;

b) o valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro-rata-dia” do PB da FT; e

c) o valor por dia de atraso entre o 61º (sexagésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia corresponderá ao valor “pro-rata-dia” do PB da FT” (ANEEL, 2021g).

O desconto da PVA se dá por dezoito parcelas mensais iguais nos primeiros meses a partir da entrada em operação comercial da FT. Destaca-se que a PVA pode ser recontabilizada caso a ANEEL isente parcial ou totalmente a responsabilidade da Transmissora pelo atraso, porém, isso só pode ser feito após solicitação da Transmissora.

É importante mencionar que o Módulo 4 das Regras de Transmissão também dispõe sobre os limites para os valores dos montantes de Parcelas Variáveis para Indisponibilidade e Restrição Operativa. De acordo com o limite que for atingido para o valor do descontos das parcelas variáveis correspondentes a PVI e a PVRO, o ONS deve informar à fiscalização da ANEEL caso a FT permaneça indisponível ou com restrição da capacidade operativa (ANEEL, 2021g).

Além disso, também constam no Módulo 4 as isenções na aplicação da Parcela Variável, tais como desligamentos solicitados pelo ONS ou desligamentos programados já iniciados e suspensos por solicitação do ONS. À cerca da aplicação de Parcela Variável, a ANEEL realizou a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da Qualidade dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica<sup>6</sup>. O objetivo deste relatório consistiu em analisar os resultados, ao longo dos anos, da Resolução Normativa nº 729, de 2016 (ANEEL, 2020a).

A Resolução Normativa nº 729, de 2016, (ANEEL, 2016) estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade relativa, e foi revogada pela Resolução nº 906, de 2020, que aprovou o Módulo 4 e o Módulo 1 das Regras dos Serviços de Transmissão.

O relatório de ARR teve foco nos Atrasos na Entrada em Operação de novas Funções Transmissão e as Indisponibilidades na Rede Básica entre os anos de 2008 e 2019. Para isto, foram apurados indicadores de duração e frequência dos eventos de indisponibilidade (ANEEL, 2020a).

Nesta perspectiva, este trabalho utilizará como base a apuração dos indicadores agregados de disponibilidade (DISP) para as FT e os valores apurados das Parcelas Variáveis no que diz respeito ao setor de transmissão de energia elétrica.

Para o setor de distribuição serão analisados os indicadores de continuidade e o total de compensações financeiras pagas diretamente aos consumidores da Rede Básica. O Capítulo 4 apresentará a proposta de metodologia a ser adotada neste trabalho tendo em vista o cumprimento dos objetivos gerais e específicos apresentados anteriormente.

---

<sup>6</sup> Resultado de Avaliação do Resultado Regulatório nº 2/2020/SRT/ANEEL.

## 4 Metodologia

A metodologia deste trabalho baseou-se na pesquisa exploratória do histórico de dados dos indicadores de continuidade e disponibilidade, bem como dos incentivos financeiros associados a estes indicadores. O objetivo foi realizar uma análise qualitativa do desempenho dos incentivos financeiros aplicados aos setores de distribuição e transmissão a partir do comportamento de seus respectivos indicadores. Para isto, este trabalho foi realizado conforme as seguintes etapas:

**Pré-processamento:** Pesquisa dos dados quantitativos dos indicadores de continuidade, indicadores de disponibilidade, compensações financeiras e parcelas variáveis;

**Processamento:** Tratamento dos dados utilizando os *softwares Anaconda, Jupyter Notebook e Microsoft Excel*;

**Pós-processamento:** Organização dos bancos de dados e representação gráfica dos resultados obtidos para os setores de distribuição e transmissão.

### 4.1 Pré-processamento

Na etapa do pré-processamento dos dados, primeiramente, foi necessário estabelecer as fontes de pesquisa dos dados referentes à continuidade no setor de distribuição e à disponibilidade no setor de transmissão. Para o setor de distribuição foram encontrados os dados quantitativos referentes aos indicadores de continuidade e às compensações financeiras pagas pelas concessionárias de distribuição. Estes dados foram obtidos a partir dos portais de Banco de Dados Abertos e Banco de Dados Geográficos da Distribuidora, da ANEEL.

Para o setor de transmissão foram obtidos os dados quantitativos dos indicadores de disponibilidade agregados das FT das transmissoras listadas pelo ONS, bem como a apuração das Parcelas Variáveis, disponíveis no portal SINtegre, e nos relatórios anuais de apuração de Parcelas variáveis, disponibilizados publicamente pelo ONS. Após a pesquisa de todos os dados quantitativos, foi necessário estabelecer o escopo de dados necessários a análise de cada setor, como pode ser observado a seguir.

#### 4.1.1 Dados do setor de Distribuição

Os dados do setor de distribuição abrangem os indicadores de continuidade coletivos, os valores das compensações financeiras e a quantidade de compensações financeiras pagas aos consumidores.

Devido à extensão das bases de dados originais da ANEEL, foi necessário filtrar apenas os indicadores do escopo deste trabalho. Para isto, foi utilizado o documento de Domínio dos Indicadores de Continuidade (ANEEL, 2023d), que apresenta a descrição do indicador constante no banco de dados de continuidade da ANEEL. O Quadro 1 apresenta o domínio dos indicadores de continuidade coletivos analisados neste trabalho.

Quadro 1 – Domínio dos indicadores de continuidade analisados.

Indicador	Descrição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (acima de 3 minutos)
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (acima de 3 minutos)

Fonte: (ANEEL, 2023d).

Os indicadores coletivos de continuidade analisados nesse trabalho consideraram apenas as interrupções com duração acima de 3 minutos. Além disso, o mesmo parâmetro foi adotado para os indicadores de continuidade decorrentes de fatores externos, ou seja, também abrangem apenas as interrupções com duração maior que 3 minutos, como pode ser visto a partir do Quadro 2.

Quadro 2 – Domínio dos indicadores de continuidade decorrentes de fatores externos analisados.

Indicador	Descrição
DECXP	DEC de interrupção de origem externa ao Sistema de Distribuição e programada
DECXN	DEC de interrupção de origem externa ao Sistema de Distribuição e não programada
FECXP	FEC de interrupção de origem externa ao Sistema de Distribuição e programada
FECXN	FEC de interrupção de origem externa ao Sistema de Distribuição e não programada

Fonte: (ANEEL, 2023d).

No que diz respeito às compensações financeiras, o domínio desses indicadores separa estes dados de acordo com o valor dos montantes financeiros das compensações pagas aos consumidores e a quantidade de compensações. Nesse sentido, o domínio desses indicadores é separado de acordo com a tensão de atendimento das unidades consumidoras, ou seja, por Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) ou Baixa Tensão (BT).

Além disso, também é considerada a classificação das unidades consumidoras como urbanas ou não-urbanas (ANEEL, 2023d). O Quadro 3 apresenta o domínio de indicadores referentes aos valores de compensações financeiras pagas aos consumidores.

Quadro 3 – Domínio dos indicadores relativos aos valores de compensações analisados.

<b>Indicador</b>	<b>Descrição</b>
PGUCATA	Valor pago a UCs AT por violação dos limites de continuidade no ano
PGUCBTNUA	Valor pago a UCs BT não urbanas por violação dos limites de continuidade no ano
PGUCBTUA	Valor pago a UCs BT urbanas por violação dos limites de continuidade no ano
PGUCMTNUA	Valor pago a UCs MT não urbanas por violação dos limites de continuidade no ano
PGUCMTUA	Valor pago a UCs MT urbanas por violação dos limites de continuidade no ano

Fonte: (ANEEL, 2023d).

Estes dados foram utilizados no processamento de maneira agrupada, ou seja, todos esses indicadores formaram o conjunto de dados relativos aos valores pagos em compensações financeiras. O mesmo foi aplicado em relação ao domínio dos indicadores de quantidade de compensações, apresentados no Quadro 4.

Quadro 4 – Domínio dos indicadores relativos a quantidade de compensações analisadas.

<b>Indicador</b>	<b>Descrição</b>
QTUCATA	Quantidade de UCs AT compensadas por violação dos limites de continuidade no ano
QTUCBTNUA	Quantidade de UCs BT não urbanas compensadas por violação dos limites de continuidade no ano
QTUCBTUA	Quantidade de UCs BT urbanas compensadas por violação dos limites de continuidade no ano
QTUCMTNUA	Quantidade de UCs MT não urbanas compensadas por violação dos limites de continuidade no ano
QTUCMTUA	Quantidade de UCs MT urbanas compensadas por violação dos limites de continuidade no ano

Fonte: (ANEEL, 2023d).

#### 4.1.2 Dados do setor de Transmissão

Os dados do setor de transmissão abrangem os indicadores de disponibilidade das Funções Transmissão, DISPF, para as Funções Transmissão listadas no Quadro 5.

Quadro 5 – Domínio do tipo de FT atribuída aos indicadores de disponibilidade.

Tipo de FT	Descrição
LT	Linha de transmissão
TR	Transformação
CR	Controle de reativo

Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação às Parcelas Variáveis, a base de dados do Portal SINtegre disponibiliza os eventos de indisponibilidade por FT associados a sua respectiva transmissora. Sendo assim, foi necessário adicionar um novo campo referente ao tipo de Parcela Variável aplicada, levando em consideração os tipos de eventos, essa classificação foi feita de acordo com o Quadro 6.

Quadro 6 – Domínio dos tipos de Parcela Variável de acordo com o tipo de evento.

Tipo de PV	Tipo de evento
PVA	Atraso na entrada em operação
PVI	Desligamento programado
	Outros desligamentos
PVRO	Restrição operativa temporária

Fonte: Autoria própria, 2023.

## 4.2 Processamento

A etapa de processamento foi responsável pelo tratamento dos dados de distribuição e transmissão com o objetivo de filtrá-los e organizá-los de acordo com o escopo deste trabalho. O escopo definido para o processamento dos dados está apresentado pelas tabelas de concessionárias de distribuição (Apêndice B) e transmissoras (Apêndice C).

Esta seção introduz as ferramentas adotadas neste trabalho. O tratamento dos dados foi realizado de formas diferentes para cada setor devido à natureza distinta de suas respectivas bases de dados.

### 4.2.1 Ferramentas utilizadas

O tratamento dos dados de continuidade foi feito a partir de programação em *Python* com o auxílio das ferramentas *Anaconda Navigator*, *Jupyter Notebook*. Esta etapa foi essencial para o tratamento de dados na ferramenta *Microsoft Excel*, que suporta uma quantidade limitada de linhas por planilha.

### *Anaconda Navigator*

O *Anaconda Navigator* é uma interface gráfica que permite a gestão de ambientes de programação em linguagem *Python*. Esta ferramenta oferece acesso a diferentes ambientes, como por exemplo o *Jupyter Notebook*.

### *Jupyter Notebook*

O *Jupyter Notebook* é um dos ambientes disponíveis no *Anaconda Navigator* para programação em linguagem *Python*, esta ferramenta permite a leitura de arquivos salvos em nuvem e a manipulação destes dados, bem como a exportação de arquivos. Após o tratamento dos dados no *Jupyter Notebook*, foi possível exportar os arquivos dos dados tratados em formato de valores separados por vírgula e assim, tratá-los no *Microsoft Excel*.

A filtragem dos dados de continuidade foi feita de acordo com os códigos em *Python* disponibilizados no Apêndice A. O tratamento dos dados foi realizado para os indicadores coletivos de continuidade e indicadores coletivos de interrupções de origem externas. Além disso, também foi necessário filtrar os dados de valores e quantidade de compensações financeiras, devido à quantidade de linhas na base de dados da ANEEL. Após estes tratamentos no ambiente *Jupyter Notebook*, foi possível exportar as novas bases de dados filtradas em arquivos compatíveis com o *Microsoft Excel*.

### *Microsoft Excel*

O *Microsoft Excel* é uma ferramenta de planilha eletrônica para organizar, manipular e analisar dados. Para este trabalho, o *Microsoft Excel* foi utilizado para o tratamento dos dados filtrados dos indicadores de continuidade e compensações financeiras por concessionária de distribuição, bem como os indicadores de disponibilidade e parcelas variáveis descontadas referentes às FT das concessionárias de transmissão avaliadas.

Além disso, essa ferramenta foi utilizada para adicionar mais um campo na base de dados para classificar as concessionárias de distribuição de acordo com a localização regional, bem como para a classificação do tipo de PV para as transmissoras.

## 4.3 Pós-processamento

No pós-processamento, foram realizadas as análises qualitativas e quantitativas dos resultados obtidos para os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Para o segmento de distribuição os resultados consistem nos históricos global e regional dos indicadores de continuidade, bem como no histórico global das compensações financeiras pagas aos consumidores.



Para o segmento de transmissão, foram obtidos os históricos de disponibilidade das FT, o histórico de aplicação de Parcelas Variáveis e os maiores montantes dentre as transmissoras analisadas.

## 5 Análise do segmento de distribuição

Este capítulo apresenta os resultados obtidos após o processamento dos dados dos indicadores de continuidade do setor de distribuição de energia elétrica, bem como os pagamentos das compensações financeiras pelas concessionárias. Neste aspecto, optou-se por analisar o histórico de desempenho dos indicadores e incentivos financeiros das distribuidoras e apresentá-los em contexto global e regional.

Por fim, esse capítulo aborda brevemente a influência de fatores externos a partir do histórico dos indicadores de duração e frequência equivalente de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição de energia elétrica.

### 5.1 Histórico global

Esta seção apresenta o histórico global dos indicadores de continuidade listados na Tabela 1, no período do ano 2000 a 2022, e das compensações pagas aos consumidores, no período de 2011 a 2021. Estes dados encontram-se apresentados separadamente para o indicador de duração equivalente de interrupção, o indicador de frequência equivalente de interrupção e as quantidades e valores de compensações financeiras pagas.

O escopo dessa análise envolve todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica listadas no Banco de Dados Geográficos da Distribuidora, da ANEEL. A Tabela do Apêndice B apresenta a listagem das concessionárias analisadas neste trabalho com suas respectivas quantidades de unidades consumidoras.

#### 5.1.1 Duração equivalente de interrupção

O histórico global de duração equivalente de interrupção tem o objetivo de apresentar a média do indicador DEC, em horas por mês, para cada ano do período de 2000 a 2022. É importante destacar que o Banco de Dados Abertos da ANEEL disponibiliza os valores dos indicadores de continuidade e compensações de acordo com o período do ano, ou seja, em 12 meses.

Portanto, optou-se por apresentar o histórico global de DEC e FEC em horas por mês e número de interrupções por mês, respectivamente. A Figura 4 apresenta o histórico global de DEC para o período de 2000 a 2022.

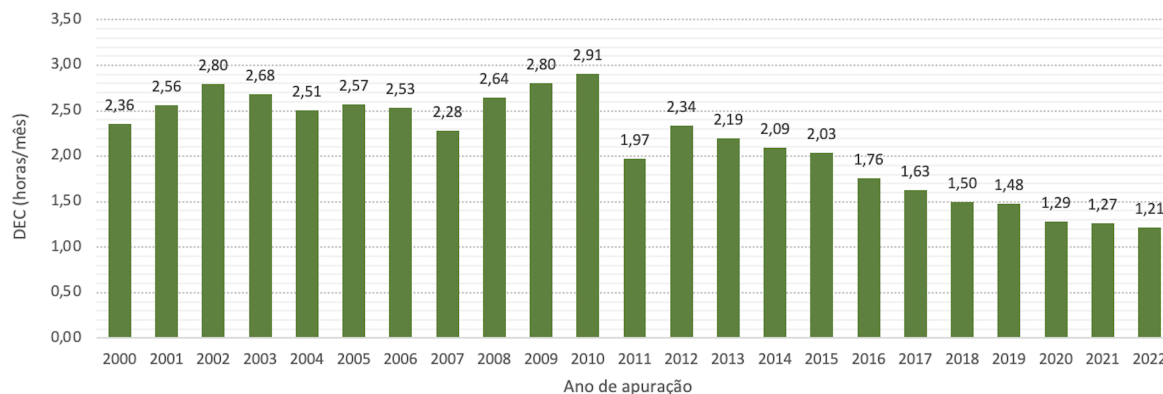


Figura 4 – Histórico global do indicador DEC no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

É possível observar que a duração equivalente das interrupções apuradas para as concessionárias apresentou um comportamento majoritariamente decrescente. No início ano 2000 o DEC global médio mensal foi de 2,36 horas, já em 2023 a média foi de 1,21 horas, aproximadamente 49% menor do que no início do período de análise.

Conforme apresentado no Capítulo 2, a ANEEL aprimorou os incentivos financeiros de continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. Neste sentido, as ferramentas de incentivo instituídas foram a criação do ranking de continuidade, em 2011, aplicação da componente Q do fator X, em 2013, acompanhamento das concessionárias por meio do Plano de Resultados, 2014, e celebração de novos contratos de prorrogação de concessões, com critérios de caducidade, em 2015, e posteriormente aplicados aos demais contratos de concessão (ANEEL, 2018).

A partir disso e do comportamento obtido para o indicador DEC, nota-se que a partir do ano de 2012, em 100% dos anos posteriores houve neste indicador em relação ao ano anterior, reduzindo a média global mensal de 2,34 horas para 1,21 horas.

### 5.1.2 Frequência equivalente de interrupção

O histórico global de frequência equivalente de interrupção apresenta a média do indicador FEC para interrupções com duração acima de 3 minutos, em número de interrupções por mês, também para cada ano de 2000 a 2022, para que fosse possível observar o desempenho de ambos indicadores para o mesmo período. A Figura 5 apresenta o histórico global de FEC para o período de 2000 a 2022.

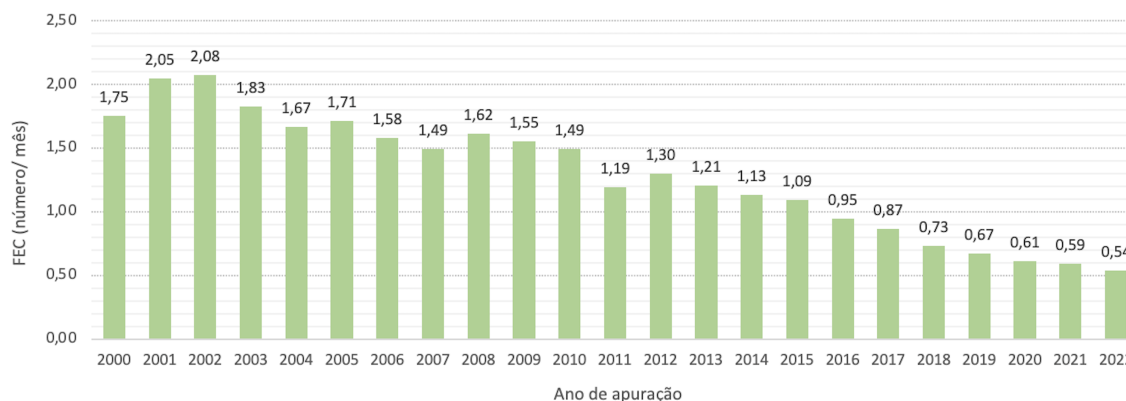


Figura 5 – Histórico global do indicador FEC no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A média global mensal mensal do indicador FEC também se comportou de forma decrescente, observa-se também que a partir do ano de 2012 a frequência média mensal de interrupções reduziu-se consideravelmente, acompanhando o comportamento da duração dessas interrupções. Em 2000 a frequência mensal foi de 1,75 interrupções e em 2022 foi de 0,54 interrupções, ou seja, houve uma redução de 69%. A Tabela 1 dispõe das médias e desvios padrões para DEC e FEC obtidos para o período de análise.

Tabela 1 – Médias e desvios padrões de DEC e FEC obtidos.

Indicador	Média	Desvio padrão
DEC	2,14	0,53
FEC	1,29	0,47

Fonte: Autoria própria, 2023.

A média mensal de durações das interrupções no serviço de distribuição foi de 2,14 horas e a frequência média foi de 1,29 interrupções mensais no período de 2000 a 2022. O indicador DEC apresentou desvio padrão de 0,53 horas neste período e o indicador FEC apresentou desvio padrão de 0,47 interrupções.

O Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre os aprimoramentos na regulação de continuidade do fornecimento de energia elétrica avaliou o impacto dos mecanismos financeiros de continuidade. Este relatório foi publicado em 2018 e destacou a grande evolução dos indicadores nos anos de 2016 e 2017 (ANEEL, 2018), evolução que se manteve em melhora constante nos anos seguintes como foi possível observar com as figuras 4 e 5.

### 5.1.3 Compensações Financeiras

Neste trabalho o escopo se limitou em obter o histórico de compensações financeiras pagas diretamente aos consumidores, não contabilizando os incentivos financeiros às

concessionárias através da componente Q do fator X. As compensações financeiras levam em consideração o atendimento aos limites estabelecidos para os indicadores de continuidade individuais, conforme Capítulo 2. Além disso, é necessário destacar que os dados disponíveis para as compensações financeiras no Banco de Dados da ANEEL constam a partir do ano de 2011 até 2021, sendo este o período analisado neste trabalho.

Dito isso, o histórico global das compensações financeiras pagas aos consumidores encontra-se apresentado adotando dois conjuntos de dados distintos: os valores pagos em compensações e a quantidade de compensações, de acordo com o domínio de dados das tabelas 3 e 4. O histórico global abrange as mesmas concessionárias de distribuição listadas no Apêndice B. No que diz respeito às unidades consumidoras, foram consideradas as UCs urbanas e não-urbanas atendidas por todos os níveis de tensão, AT, MT e BT.

A Figura 6 apresenta o histórico global obtido para os valores das compensações financeiras e quantidades de compensações no período de 2011 a 2021.

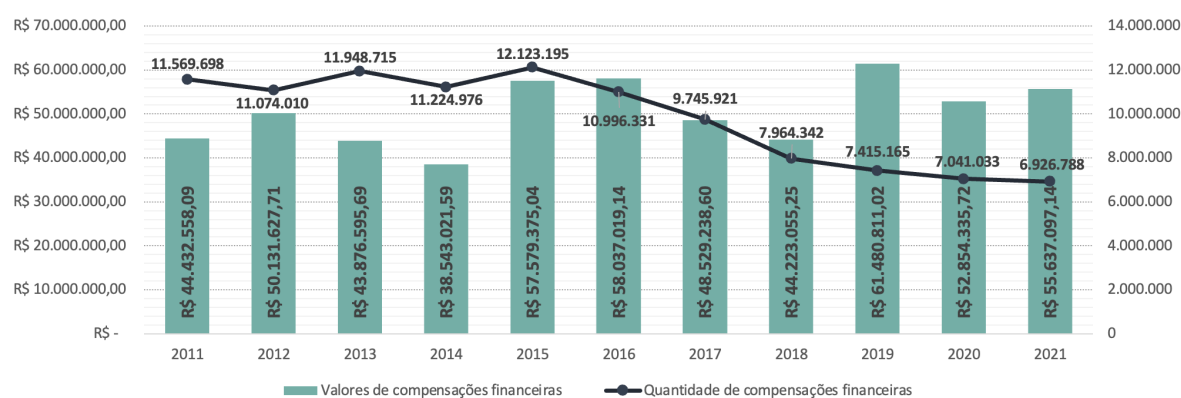


Figura 6 – Histórico global de Compensações financeiras no período de 2011 a 2021.

Fonte: Autoria própria, 2023.

O gráfico obtido e apresentado na Figura 6 ilustra que a quantidade de compensações financeiras pagas aos consumidores começaram a reduzir a partir do ano de 2015, com 12.123.195 até 2022, com 6.926.788 compensações pagas a UC urbanas e não-urbanas abastecidas em Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão. É possível observar que a quantidade de compensações apresentou um comportamento decrescente assim como os indicadores de continuidade coletivos, no entanto, não foi possível observar este mesmo comportamento para os valores pagos nas compensações.

Os valores pagos nestas compensações não apresentaram um comportamento caracterizável como crescente ou decrescente, os anos com os maiores valores de pagamentos de compensações foram 2019, de R\$ 61.480.811,02, 2016, com R\$ 58.037.019,14 e 2015, de R\$ 57.579.375,04. Os anos com menores valores pagos em compensações foram 2014, 2013 e 2011, com R\$ 38.543.021,59, R\$ 43.876.595,69 e R\$ 44.432.558,09, respectivamente.

Faz-se importante destacar que os incentivos de continuidade agregam não apenas as compensações financeiras, mas também mecanismos como o *ranking* de continuidade, componente Q do Fator X e os critérios de caducidade dos contratos de concessões.

## 5.2 Histórico regional

Essa seção apresenta o histórico dos indicadores de continuidade, DEC e FEC, para cada região do Brasil durante o período de 2000 a 2022. Para esta análise, separou-se as concessionárias do Apêndice B de acordo com a sua respectiva localização, através das informações constantes no Banco de Dados Geográficos da Distribuidora. A seguir estão apresentados os históricos de DEC e FEC para as regiões norte, nordeste, centro-oeste, sudeste e sul.

### 5.2.1 Região Norte

A região norte, de acordo com (ANEEL, 2023e), possui 7 concessionárias de distribuição de energia elétrica, atendendo um total de 5.617.100 unidades consumidoras e extensão territorial de 3.850.593,10 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022). As informações relativas ao estado e ao número de UCs atendidas pelas concessionárias da região norte podem ser observadas a partir da Tabela 2.

Tabela 2 – Dados das concessionárias de distribuição da região Norte.

Concessionária	Estado	Número de UCs
Equatorial PA	PA	2.364.639
AME	AM	1.065.509
ERO	RO	831.107
ETO	TO	643.502
EAC	AC	313.752
CEA	AP	222.982
Roraima Energia	RR	175.609
<b>Total</b>	-	5.617.100

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023e).

A Figura 7 apresenta o histórico agrupado da média do indicador DEC, em horas por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região norte.

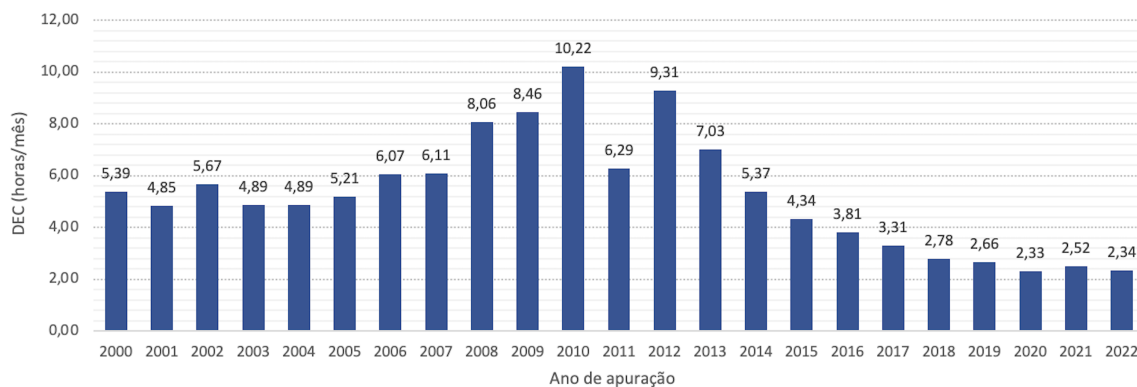


Figura 7 – Histórico do indicador DEC na região Norte no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A Figura 8 apresenta o histórico agrupado da média do indicador FEC, em número de interrupções por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região norte.

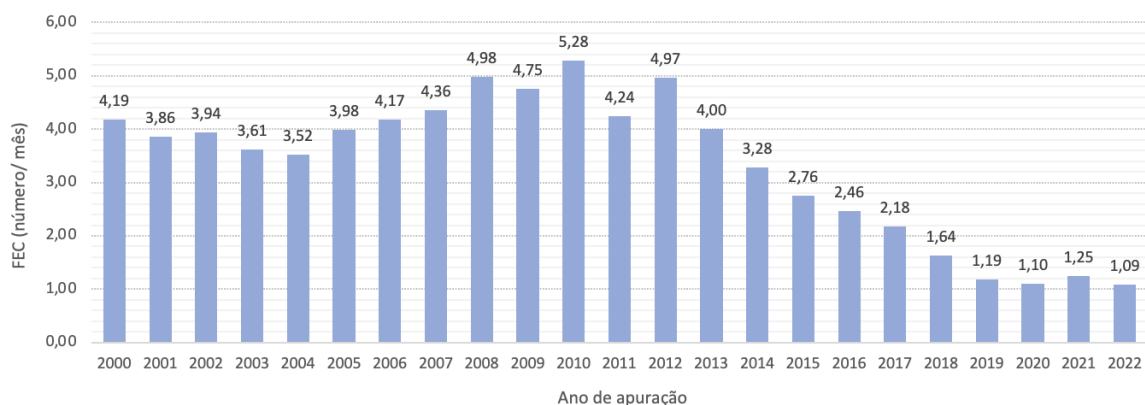


Figura 8 – Histórico do indicador FEC na região Norte no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

Observa-se que entre os anos 2000 e 2010 a região Norte apresentou comportamento crescente nos indicadores DEC e FEC, com uma redução notável em 2011 e aumento em 2012. No entanto, a partir de 2012 o comportamento se manteve decrescente com 9,31 horas/mês de duração e frequência de 4,97 interrupções/mês em 2012 e em 2022 2,34 horas e 1,09 interrupções.

### 5.2.2 Região Nordeste

A região nordeste possui 11 concessionárias de distribuição, totalizando 23.016.775 unidades consumidoras e extensão de 1.552.175,42 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022). A Tabela 3 apresenta as informações destas concessionárias.

Tabela 3 – Dados das concessionárias de distribuição da região Nordeste.

Concessionária	Estado	Número de UCs
COELBA	BA	6.359.992
CELPE	PE	4.037.670
ENEL CE	CE	3.669.240
CEMAR	MA	2.365.546
COSERN	RN	1.584.315
EPB	PB	1.478.641
Equatorial PI	PI	1.304.073
Equatorial AL	AL	1.119.021
ESE	SE	815.827
EBO	PB	230.100
Sulgipe	SE	152.350
<b>Total</b>	-	<b>23.016.775</b>

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023e).

A Figura 9 apresenta o histórico agrupado da média do indicador DEC, em horas por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região nordeste.

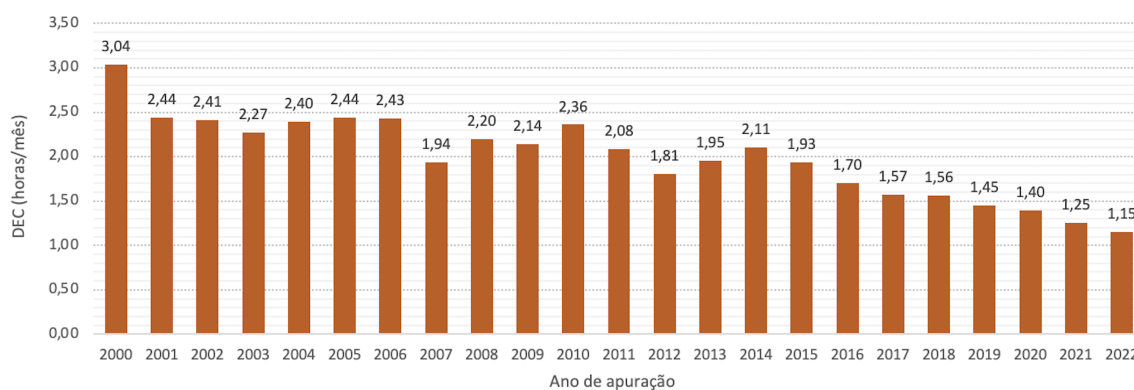


Figura 9 – Histórico do indicador DEC na região Nordeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A Figura 10 apresenta o histórico agrupado da média do indicador FEC, em número de interrupções por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região nordeste.



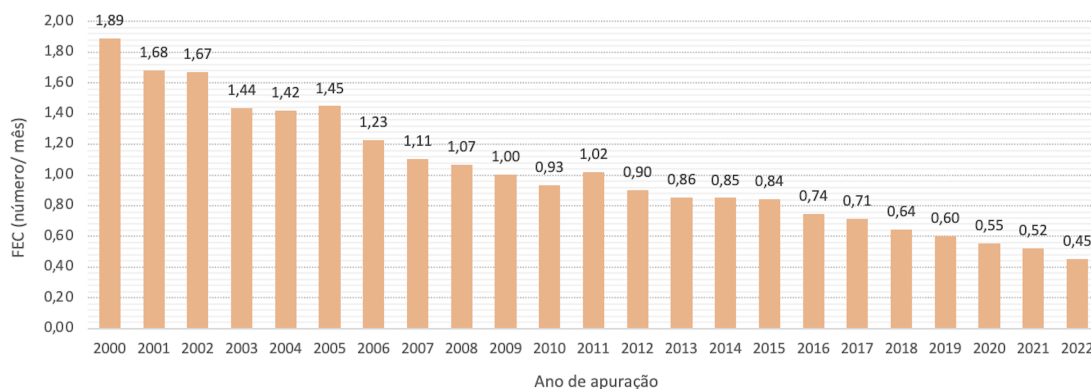


Figura 10 – Histórico do indicador FEC na região Nordeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A região nordeste apresentou comportamento predominantemente decrescente em seus indicadores DEC e FEC, em 2000 a duração apurada foi de 3,04 horas/mês e frequência de 1,89 interrupções/mês. Já em 2022 a duração foi de 1,15 horas/mês e frequência de 0,45 interrupções/mês.

### 5.2.3 Região Centro-oeste

A região nordeste possui 5 concessionárias de distribuição, com um total de 6.985.937 unidades consumidoras e extensão de 1.606.354,08 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022). A Tabela 4 apresenta as informações destas concessionárias.

Tabela 4 – Dados das concessionárias de distribuição da região Centro-oeste.

Concessionária	Estado	Número de UCs
ENEL GO	GO	3.130.138
EMT	MT	1.557.764
EMS	MS	1.146.357
CEB-DIS	DF	1.113.922
CHESP	GO	37.756
<b>Total</b>	-	<b>6.985.937</b>

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023e).

A Figura 11 apresenta o histórico agrupado da média do indicador DEC, em horas por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região centro-oeste.

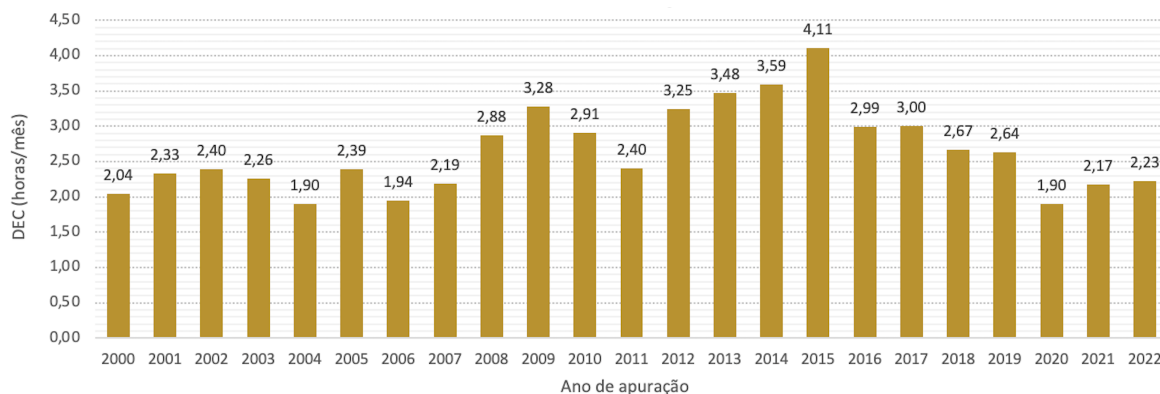


Figura 11 – Histórico do indicador DEC na região Centro-oeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A Figura 12 apresenta o histórico agrupado da média do indicador FEC, em número de interrupções por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região centro-oeste.

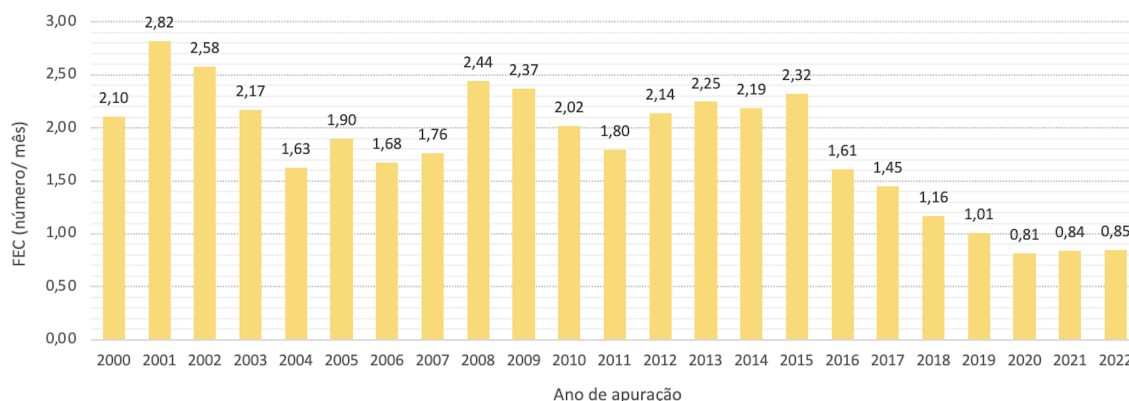


Figura 12 – Histórico do indicador FEC na região Centro-oeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A região centro-oeste apresentou comportamentos diferentes para DEC e FEC, o histórico de duração das interrupções não permaneceu consistente no período de 2000 a 2022, com duração de 2,04 horas/mês no ano 2000 e 2,23/mês no ano de 2022. A frequência das interrupções também não apresentou um comportamento muito consistente, no entanto, a partir de 2016, com 1,61 interrupções/mês a frequência manteve comportamento decrescente até 2020, com 0,81 interrupções/mês e apresentou leve aumento nos anos de 2021 e 2022, com 0,84 e 0,85 interrupções/mês, respectivamente.

### 5.2.4 Região Sudeste

A região nordeste possui 15 concessionárias de distribuição, com um total de 40.303.732 unidades consumidoras e extensão de 924.558,34 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022). A Tabela 5 apresenta as informações destas concessionárias.

Tabela 5 – Dados das concessionárias de distribuição da região Sudeste.

Concessionária	Estado	Número de UCs
CEMIG-D	MG	9.835.494
ENEL SP	SP	8.234.376
CPFL Paulista	SP	4.669.674
LIGHT	RJ	4.490.356
ELEKTRO	SP	2.771.904
ENEL RJ	RJ	2.766.570
EDP SP	SP	1.963.350
CPFL Piratininga	SP	1.822.183
EDP ES	ES	1.634.590
ESS	SP	827.430
EMG	MG	491.291
CPFL Santa Cruz	SP	473.255
ELFSM	ES	120.467
ENF	RJ	113.789
DMED	MG	79.049
<b>Total</b>	-	<b>40.303.732</b>

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023e).

A Figura 13 apresenta o histórico agrupado da média do indicador DEC, em horas por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região sudeste.

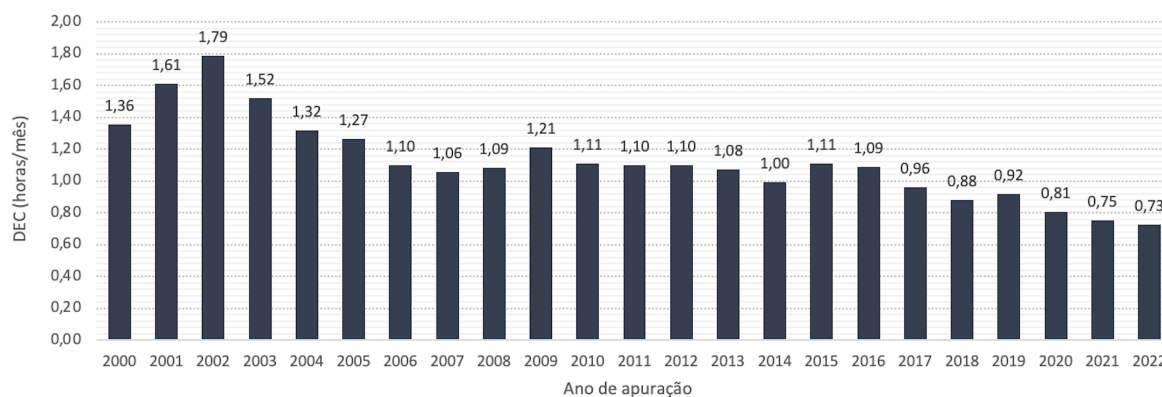


Figura 13 – Histórico do indicador DEC na região Sudeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A Figura 14 apresenta o histórico agrupado da média do indicador FEC, em número de interrupções por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região

sudeste.

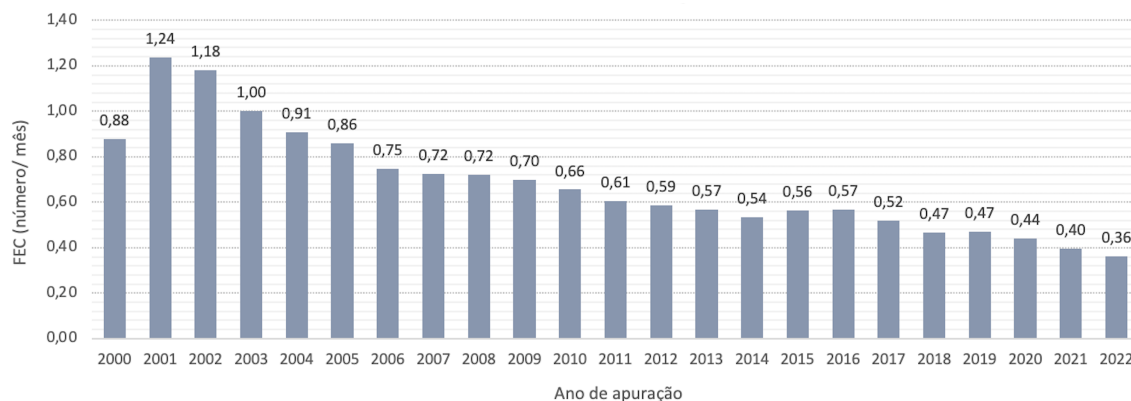


Figura 14 – Histórico do indicador FEC na região Sudeste no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A região sudeste apresentou um comportamento ligeiramente decrescente a partir do ano de 2002 em ambos indicadores de continuidade. Em 2003 a duração média das interrupções foi de 1,52 horas/mês e em 2022 de 0,73 horas/mês. Já a frequência obtida foi de 1,00 interrupções/mês em 2003 e 0,36 interrupções/mês em 2022.

### 5.2.5 Região Sul

A região nordeste também possui 15 concessionárias de distribuição, porém, com um total de 13.396.515 unidades consumidoras e extensão de 576.736,82 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022). A Tabela 6 apresenta as informações destas concessionárias.

Tabela 6 – Dados das concessionárias de distribuição da região Sul.

Concessionária	Estado	Número de UCs
COPEL-DIS	PR	5.224.635
CELESC-DIS	SC	3.041.851
RGE	RS	3.000.526
CEEE-D	RS	1.754.348
COCEL	PR	53.038
COOPERALIANÇA	SC	40.009
ELETROCAR	RS	38.432
DCELT	SC	36.873
DEMEI	RS	35.339
HIDROPAN	RS	18.826
UHENPAL	RS	16.275
MUXENERGIA	RS	11.833
FORCEL	PR	8.192
EFLUL	SC	7.413
EFLJC	SC	4.195
<b>Total</b>	-	<b>13.396.515</b>

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2023e).

A Figura 15 apresenta o histórico agrupado da média do indicador DEC, em horas por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região sul.

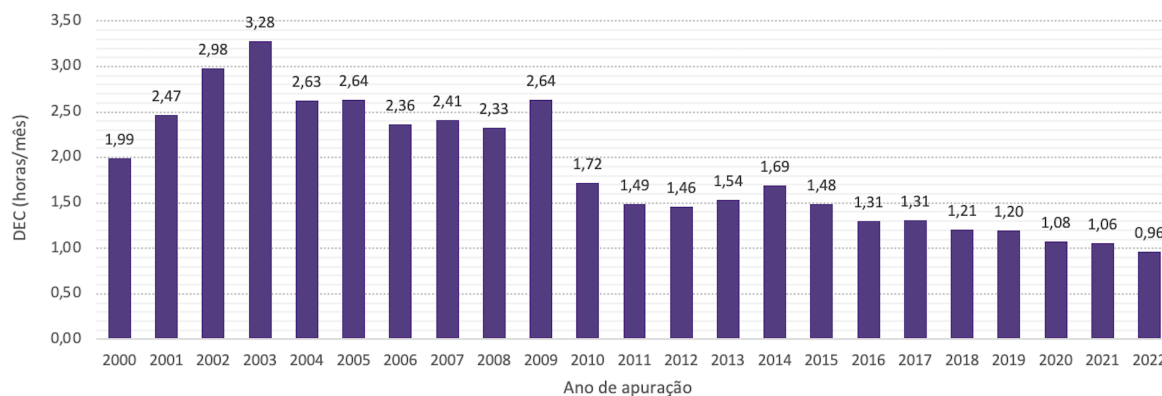


Figura 15 – Histórico do indicador DEC na região Sul no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A Figura 16 apresenta o histórico agrupado da média do indicador FEC, em número de interrupções por mês, no período de 2000 a 2022 das concessionárias da região sul.

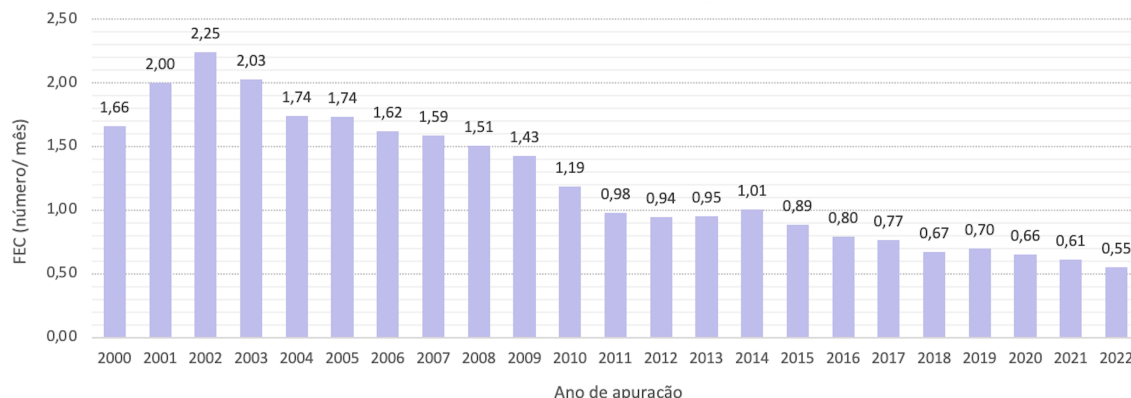


Figura 16 – Histórico do indicador FEC na região Sul no período de 2000 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A região sul apresentou comportamento majoritariamente decrescente para a duração das interrupções entre os anos de 2003 a 2022, com exceção dos anos de 2005, 2007, 2009 e 2014 que apresentaram um aumento na média de DEC mensal com relação aos seus anos anteriores. No ano 2000 o DEC médio foi de 1,99 horas/mês e em 2022 foi de 0,96 horas/mês.

Em relação à frequência, o comportamento também foi majoritariamente decrescente a partir de 2003, com exceção dos anos de 2013, 2014, 2019 que apresentaram valores maiores de FEC mensal em quando comparados aos respectivos anos anteriores. No ano 2000 o FEC média foi de 1,66 interrupções/mês e em 2022 de 0,55 interrupções/mês.

A partir dos resultados obtidos para os indicadores de continuidade regionais, foi possível observar a diferença entre as médias dos indicadores DEC e FEC de acordo com a região em que as concessionárias prestam os serviços de distribuição. A fim de obter um panorama regional comparativo, a Tabela 7 dispõe das médias e desvios padrões obtidos para o indicador DEC de acordo com a região do país.

Tabela 7 – Médias e desvios padrões de DEC de acordo com a região.

Região	Média	Desvio padrão
Norte	5,30	2,23
Nordeste	2,00	0,46
Centro-oeste	2,65	0,60
Sudeste	1,13	0,26
Sul	1,88	0,69

Fonte: Autoria própria, 2023.

Em questão de duração das interrupções do serviço de distribuição, a região norte apresentou o menor desempenho dentre as regiões, de 5,30 horas de duração por mês com

desvio padrão de 2,23. a região com melhor desempenho foi o sudeste do país, com média de duração das interrupções de 1,12 horas por mês.

Vale destacar que a região com o pior desempenho, região norte, possui a menor quantidade de UCs atendidas por concessionárias e a maior extensão territorial dentre as regiões do Brasil. A Tabela 8 apresenta as médias e desvios padrões obtidos para o indicador FEC de para as regiões do país. Além disso, a região sudeste, que apresentou o melhor desempenho, possui a maior quantidade de UCs atendidas e o maior número de concessionárias de distribuição.

Tabela 8 – Médias e desvios padrões de FEC de acordo com a região.

<b>Região</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio padrão</b>
Norte	3,34	1,35
Nordeste	1,03	0,40
Centro-oeste	1,82	0,58
Sudeste	0,68	0,24
Sul	1,23	0,52

Fonte: Autoria própria, 2023.

A região norte também apresentou o desempenho de continuidade mais baixo dentre todas as regiões do país, com média de 3,34 interrupções por mês e desvio padrão de 1,35. A região sudeste também apresentou o melhor desempenho para este indicador e também maior consistência, com média e desvio padrão de 0,68 e 0,24 interrupções mensais.

Diante da mudança nas ferramentas de incentivo estabelecidas pela ANEEL, principalmente em 2015 com o Decreto nº 8.461, de 2015, que alterou os critérios de prorrogação da concessão foram elaboradas as tabelas 9 e 10, que apresentam a média dos indicadores DEC e FEC regionais, respectivamente para os períodos anteriores e posteriores ao Decreto nº 8.461.

Tabela 9 – Média de DEC regional para os períodos de antes e depois do ano de 2015.

<b>Região</b>	<b>Média DEC (Antes de 2015)</b>	<b>Média DEC (Após 2015)</b>	<b>Redução (%)</b>
Norte	6,39	2,82	55,86
Nordeste	2,25	1,44	36,00
Centro-oeste	2,71	2,51	7,38
Sudeste	1,24	0,88	29,03
Sul	2,19	1,16	47,03

Fonte: Autoria própria, 2023.

A partir da Tabela 9 nota-se que todas as regiões apresentaram uma redução no indicador DEC entre os anos anteriores e posteriores ao Decreto nº 8.461. A região que apresentou a maior redução, ou seja, melhora no desempenho, foi a região norte, com 55,86% de redução entre os dois períodos. A Tabela 10 apresenta a média de FEC regional para estes períodos.

Tabela 10 – Média de FEC regional para os períodos de antes e depois do ano de 2015.

<b>Região</b>	<b>Média FEC (Antes de 2015)</b>	<b>Média FEC (Após 2015)</b>	<b>Redução (%)</b>
Norte	4,12	1,56	62,13
Nordeste	1,21	0,6	50,41
Centro-oeste	2,14	1,1	48,59
Sudeste	0,78	0,46	41,02
Sul	1,47	0,68	53,74

Fonte: Autoria própria, 2023.

É possível observar que todas as regiões apresentaram melhoras em seus indicadores FEC no período a partir de 2015, após o Decreto nº 8.461. A região norte também apresentou o maior percentual de redução de frequência de interrupções, com 62,13% de redução.

Assim como para o histórico global, a evolução dos indicadores de continuidade coletivos foi notável em todas as regiões do Brasil. Dito isso, foi observado que a aplicação dos incentivos financeiros e as mudanças nos critérios de caducidade dos contratos de concessão foram refletidas na evolução dos indicadores globais e regionais após o Decreto nº 8.461, de 2015, assim como avaliado pelo Relatório de AIR (ANEEL, 2018).

### 5.3 Influência de fatores externos

Uma outro resultado trazido neste trabalho foi o histórico de duração e frequência equivalente de interrupções de origem externa ao sistema de distribuição, este histórico apresenta os indicadores referentes às interrupções externas programadas e não programadas.

Os indicadores analisados foram DECXP, DECCN, FECXP e FECXN. Estas interrupções se dão por fatores externos ao sistema de distribuição, podendo ser originadas na transmissão ou no fornecimento de energia entre as distribuidoras. É importante ressaltar que estas interrupções são contabilizadas pelas concessionárias através de DEC e FEC e sim pelos indicadores DECXP, DECCN, FECXP e FECXN.

Os dados destes indicadores foram filtrados na etapa de pré-processamento dos dados de acordo com o domínio de dados disponível no Banco de Dados Abertos da



ANEEL, apresentados no Quadro 2, e avaliados no período do ano de 2010 a 2022, como pode ser visto a seguir.

### 5.3.1 Duração Equivalente de Interrupção de origem externa

O histórico dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção de origem externa programada e não programada, DECXP e DECN, para todas as regiões do Brasil, nos anos de 2010 a 2022 é apresentado pela Figura 17.

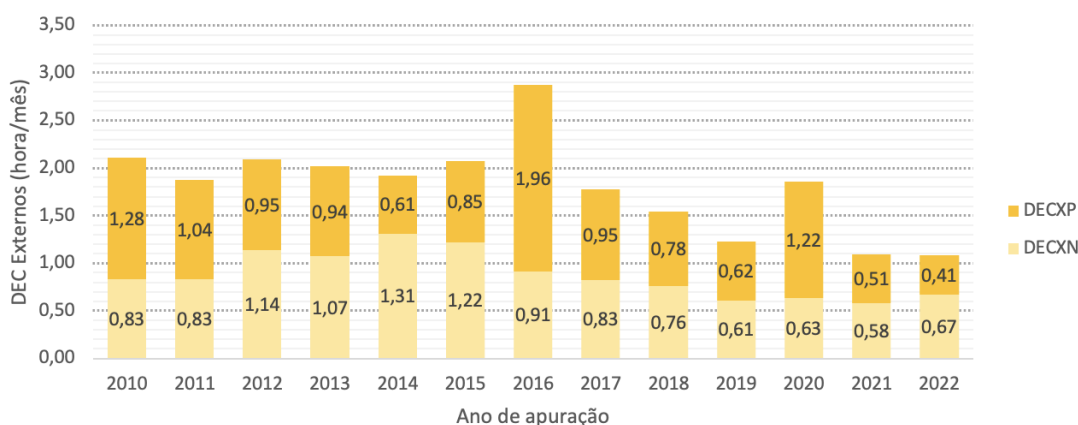


Figura 17 – Histórico dos indicadores DECXP e DECN no período de 2010 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

Nota-se que os indicadores de duração de interrupções de origem externa apresentaram uma redução na maioria dos anos entre 2010 e 2022. No entanto, cabe destacar que os anos de 2016 e 2020 se destacaram com aumento no DECXP em relação aos anos anteriores. Para o período analisado, o ano com maior duração de interrupções de origem externa foi 2016, com 2,87 horas por mês. Já o ano com a menor duração deste tipo de interrupção foi em 2022, com um total de 1,08 horas por mês.

### 5.3.2 Frequência Equivalente de Interrupção de origem externa

A Figura 18 ilustra o histórico dos indicadores de Frequência Equivalente de Interrupção de origem externa programada e não programada, FECXP e FECN, de todas as regiões do Brasil, nos anos de 2010 a 2022.

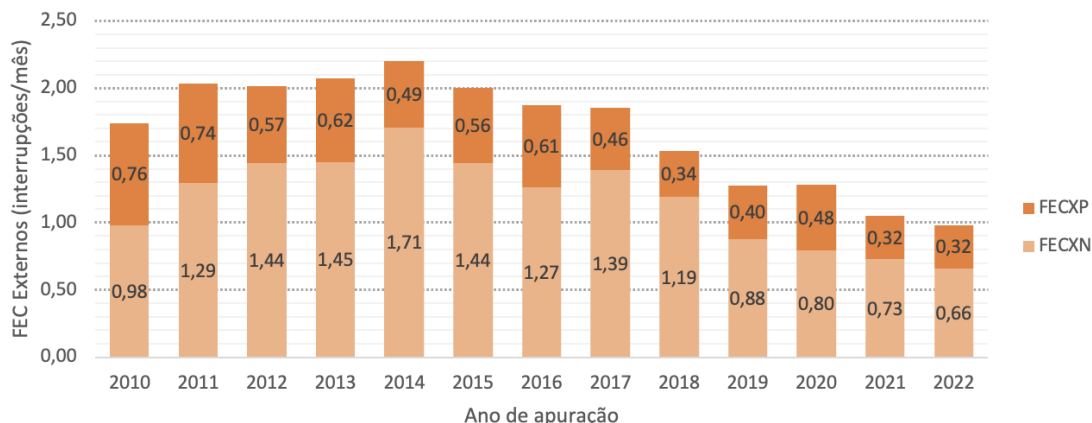


Figura 18 – Histórico dos indicadores FECXP e FECXN no período de 2010 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

É possível observar que entre os anos de 2010 e 2014 a média mensal da frequência das interrupções de origem externa foi aumentando. Porém, a partir do ano de 2014 os indicadores de frequência de interrupções apresentaram comportamento predominantemente decrescente, principalmente a partir de 2018. O ano que apresentou a maior frequência foi 2014 com média de 2,20 interrupções por mês. O ano com a menor frequência apurada foi 2022, com 0,98 interrupções por mês.

A observação do comportamento dos indicadores de continuidade a respeito das interrupções de origem externa se deve ao fato de que uma parte da causa dessas interrupções se encontra no sistema de transmissão, podendo ser utilizados para averiguar os efeitos da regulação da transmissão para os consumidores finais (ANEEL, 2020a).

## 6 Análise do segmento de transmissão

Este capítulo aborda os indicadores de disponibilidade de Funções Transmissão e aplicação de parcelas variáveis nas transmissoras integrantes da Rede Básica do SIN. Os resultados obtidos para a análise do setor de transmissão consistem no Histórico de disponibilidade de acordo com o tipo de FT e o histórico de aplicação de parcelas variáveis de acordo com os eventos apurados pelo ONS.

### 6.1 Histórico de disponibilidade das funções transmissão

Os Indicadores de Disponibilidade de Função Transmissão encontram-se disponibilizados na base de dados do Portal SINtegre, do ONS, divididos por três tipos de FT: Linhas de transmissão (LT), Transformação (TR) e Controle de Reativo (CR). Estes indicadores constam na base de dados em agregação temporal para os anos de 2015 a 2022.

#### 6.1.1 Linhas de transmissão

A FT Linha de transmissão é definida como o conjunto do equipamento principal, linha de transmissão e pelos equipamentos complementares, como os equipamentos das entradas de LT, reator em derivação, equipamento de compensação série não manobrável sob tensão conectado à LT e demais equipamentos (ONS, 2020b). A Figura 19 mostra o histórico de DISPF anual para FT LT no período de 2015 a 2022.

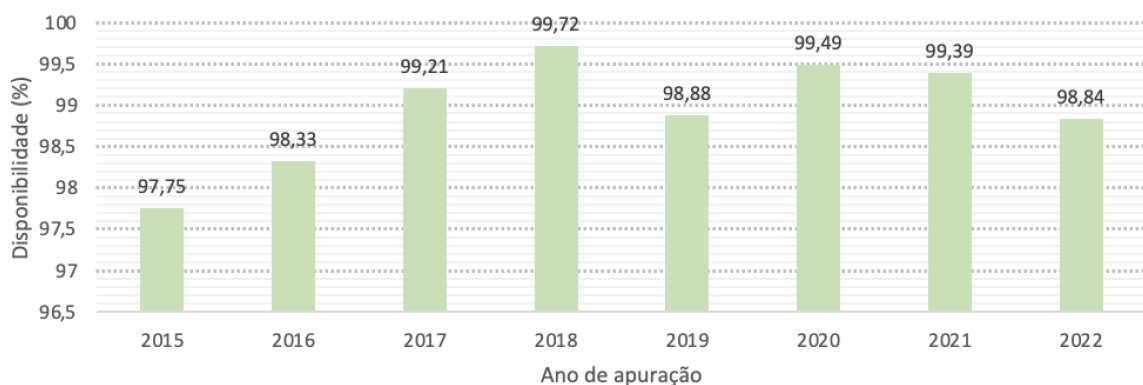


Figura 19 – Histórico do indicador DISPF de LT no período de 2015 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

É possível observar que os valores de do indicador DISPF variam ligeiramente ao longo do período avaliado, mantendo-se acima de 97% em todo os anos. Nota-se um

aumento da disponibilidade de FT LT entre 2015 a 2018. Os valores mais altos são observados em 2018 e 2021, ambos acima de 99,7%, enquanto o menor valor é observado em 2015, com aproximadamente 97,75%.

### 6.1.2 Transformação

A FT Transformação é o conjunto entre o equipamento principal, transformador de potência ou conversor de frequência, e pelos equipamentos complementares de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos (ONS, 2020b). A Figura 20 apresenta o histórico de DISPF anual para FT TR no período de 2015 a 2022.

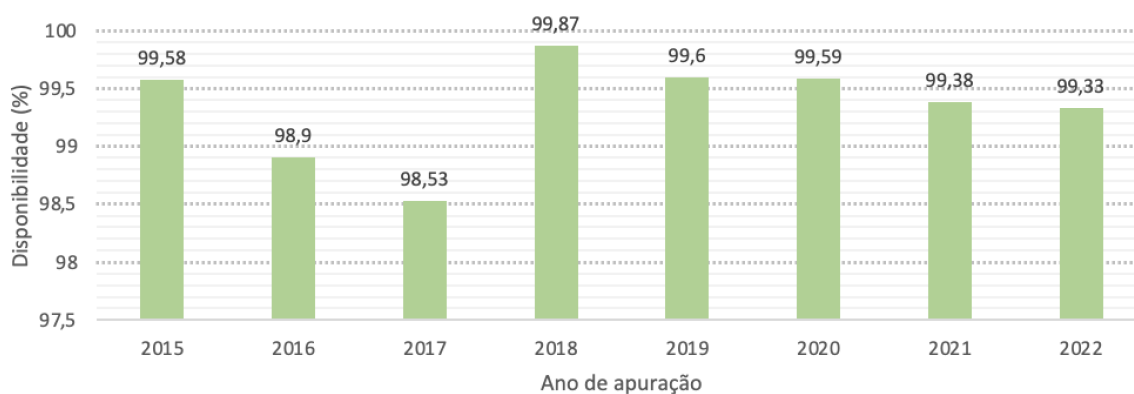


Figura 20 – Histórico do indicador DISPF de TR no período de 2015 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

Observa-se que o comportamento do DISPF para FT Transformação diverge do comportamento para LT no período de 2015 a 2017, com valores decrescentes até 2018. O ano que apresentou maior indisponibilidade foi 2017, com 98,53% de disponibilidade. Porém, a partir de 2018 o DISPF se manteve acima de 99% até 2022, último ano do período avaliado.

### 6.1.3 Controle de reativo

A FT Controle de Reativo constitui-se por equipamentos principais, Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor em derivação, compensador síncrono e compensador estático e equipamentos complementares de conexão e transformador de potência e demais equipamentos (ONS, 2020b). A Figura 21 mostra o histórico de DISPF anual para FT CR no período de 2015 a 2022.

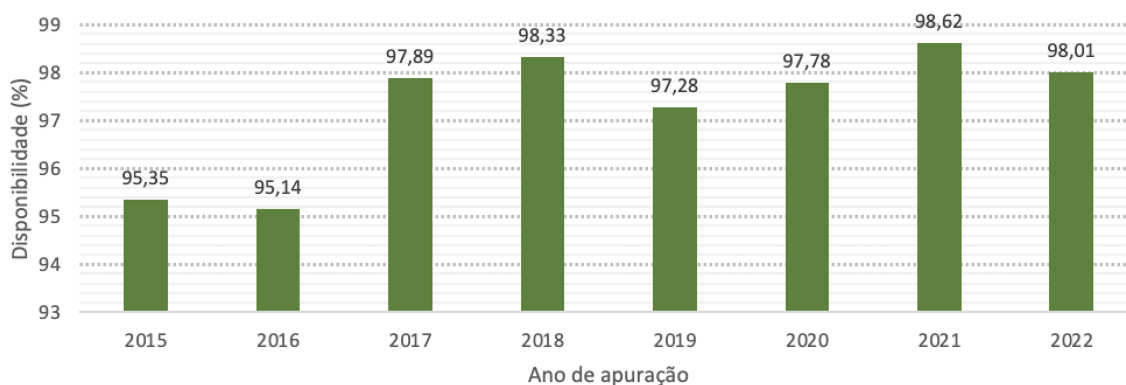


Figura 21 – Histórico do indicador DISPf de CR no período de 2015 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação ao indicador DISPf para FT Controle de Reativo, nota-se uma variação maior entre os indicadores anuais em relação às FT apresentadas anteriormente, principalmente nos anos de 2015 a 2017. Neste sentido, outra avaliação realizada foi sobre a média do indicador DISPf para todos os anos do período de 2015 a 2022, de acordo com o tipo de FT. A Tabela 11 apresenta a média de DISPf e o desvio padrão para cada tipo de FT.

Tabela 11 – Médias e desvios padrões do DISPf de acordo com o tipo de FT.

Tipo de FT	Média (%)	Desvio padrão (%)
LT	98,95	0,65
TR	99,34	0,43
CR	97,3	1,32

Fonte: Autoria própria, 2023.

A partir dos dados da Tabela 11 é possível observar que o tipo de FT com o maior desempenho de disponibilidade no período de 2015 a 2022 foi a FT Transformação, com média de disponibilidade de 99,34% e desvio padrão de 0,43%. Em segundo lugar, as FT Linhas de Transmissão, com média de 98,95% e desvio padrão de 0,65%. Por fim, o tipo de FT Controle de Reativo apresentou a menor média de disponibilidade, de 97,3% e o maior desvio padrão, de 1,32%. A Figura 22 apresenta a média de disponibilidade apurada de todas as FT para o período de 2015 a 2022.



Figura 22 – Médias do indicadores DISPF de todas FT no período de 2015 a 2022.

Fonte: Autoria própria, 2023.

O maior percentual de disponibilidade média obtido foi no ano de 2018, de 99,31% e o menor percentual em 2016, de 97,46%. A média da disponibilidade foi de 98,53%. Observa-se que o comportamento deste indicador não apresentou um padrão de melhora ou piora constante durante o período avaliado.

Em relação à quantidade de eventos de indisponibilidade, no período de 2015 a 2020 77% dos eventos apurados foram para 9 transmissoras e 23% para o restante. A Figura 23 apresenta os percentuais de eventos apurados por transmissora durante todo o período.

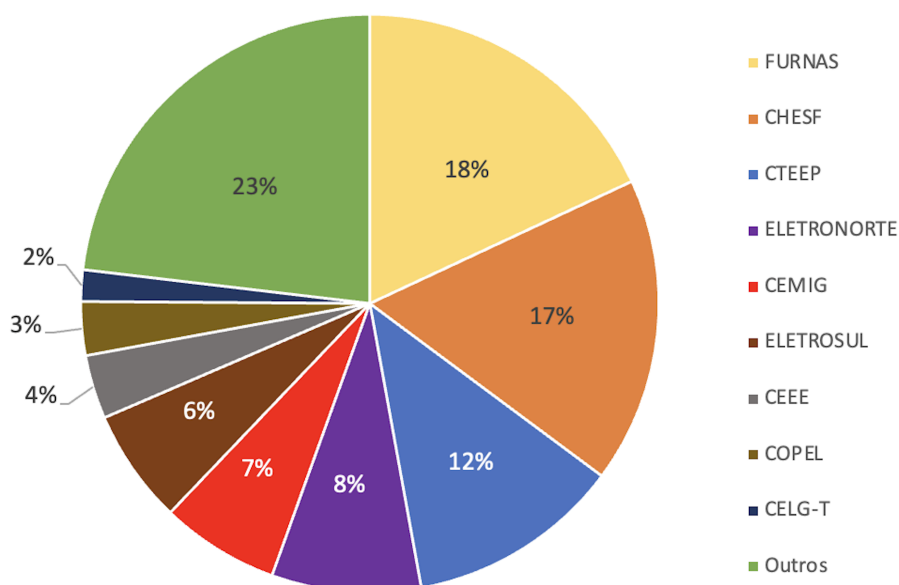


Figura 23 – Percentuais de eventos de indisponibilidades por transmissora.

Fonte: Autoria própria, 2023.

As 5 transmissoras com maiores apurações de eventos de indisponibilidade foram Furnas, Companhia Hidro Elétrica de São Francisco (CHESF), Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), Eletronorte e Companhia Energética Minas Gerais (CEMIG).

A Tabela 12 apresenta a quantidade de eventos de indisponibilidade e os respectivos montantes financeiros acumulados no período de 2015 a 2020 agregados para as transmissoras Furnas, CHESF, CTEEP, Eletronorte e CEMIG.

Tabela 12 – Quantidades de eventos de indisponibilidade e PV total acumulada por transmissora.

<b>Transmissora</b>	<b>Quantidade de eventos</b>	<b>PV total acumulada</b>
Furnas	8.545	R\$ 490.974.320,15
CHESF	8.099	R\$ 188.620.504,46
CTEEP	5.664	R\$ 145.879.712,74
Eletronorte	3.952	R\$ 151.116.462,68
CEMIG	3.138	R\$ 62.069.101,26
<b>Total</b>	<b>36.373</b>	<b>R\$ 1.150.173.963,99</b>

Fonte: Autoria própria, 2023.

Adicionalmente, é importante destacar que a atual regulação da transmissão tem como um de seus objetivos promover um aumento da disponibilidade das FT através de mecanismos como a aplicação de parcela variável à receita das FT das transmissoras integrantes da Rede Básica. Neste sentido, a seção a seguir apresenta os resultados obtidos do histórico de apuração de Parcelas Variáveis pelo ONS.

## 6.2 Histórico de apuração de Parcela Variável

Esta seção apresenta o histórico de apuração das Parcelas Variáveis aplicadas por indisponibilidade, atraso na entrada em operação e restrição operativa. Os dados de aplicação das Parcelas Variáveis estão disponíveis no portal SINtegre para o período de 2015 a 2020. A base de dados do ONS dispõe da agregação dos tipo de evento de indisponibilidade por FT e sua respectiva transmissora, bem como o montante financeiro de PV aplicada.

As transmissoras de energia elétrica analisadas neste trabalho encontram-se listadas no Apêndice C. Destaca-se que a base de dados do ONS abrange as transmissoras licitadas, não-licitadas e não-licitadas prorrogadas que apresentaram ocorrência de eventos de indisponibilidade e desconto de PV do seu Pagamento Base.

A Figura 24 apresenta o histórico do montantes de Parcelas Variáveis apuradas por indisponibilidade (PVI), atraso na entrada em operação (PVA) e restrição operativa

(PVRO) aplicadas às transmissoras no período de 2015 a 2020.

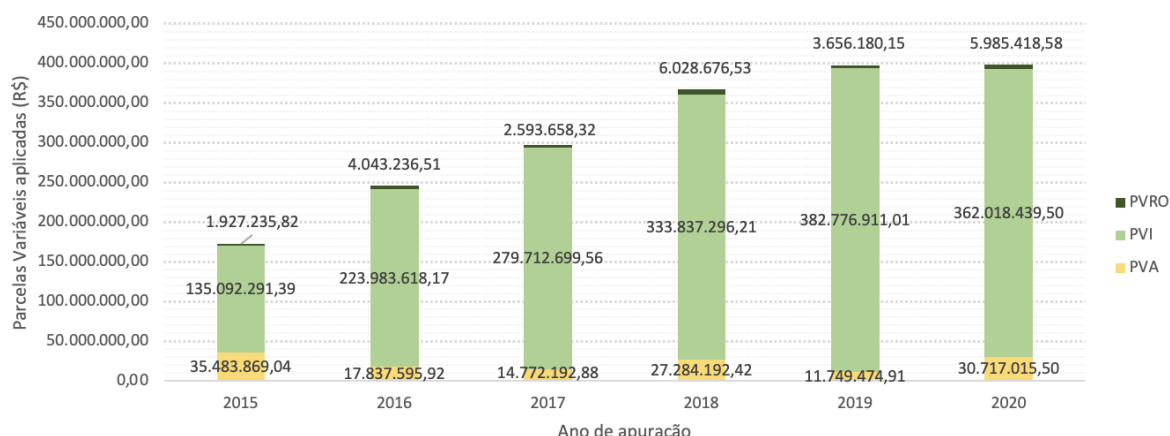


Figura 24 – Histórico das Parcelas Variáveis aplicadas no período de 2015 a 2020.

Fonte: Autoria própria, 2023.

A partir desta pesquisa, notou-se que os montantes financeiros de PV descontada dos Pagamentos Base das transmissoras aumentou significativamente desde 2015 até 2020. Em 2015 o montante total de PVI, PVA e PVRO foi de R\$ 172.503.396,3 e em 2020 foi de R\$ 398.720.873,6, ou seja, aumentou 56%.

Em todos os anos a Parcela Variável mais aplicada foi de indisponibilidade, seguida de PV por atraso na entrada em operação e por último, PV por restrição operativa. A Figura 25 apresenta os montantes de PV aplicados e a quantidade de eventos de indisponibilidades apurados por ano para o período de 2015 a 2020.

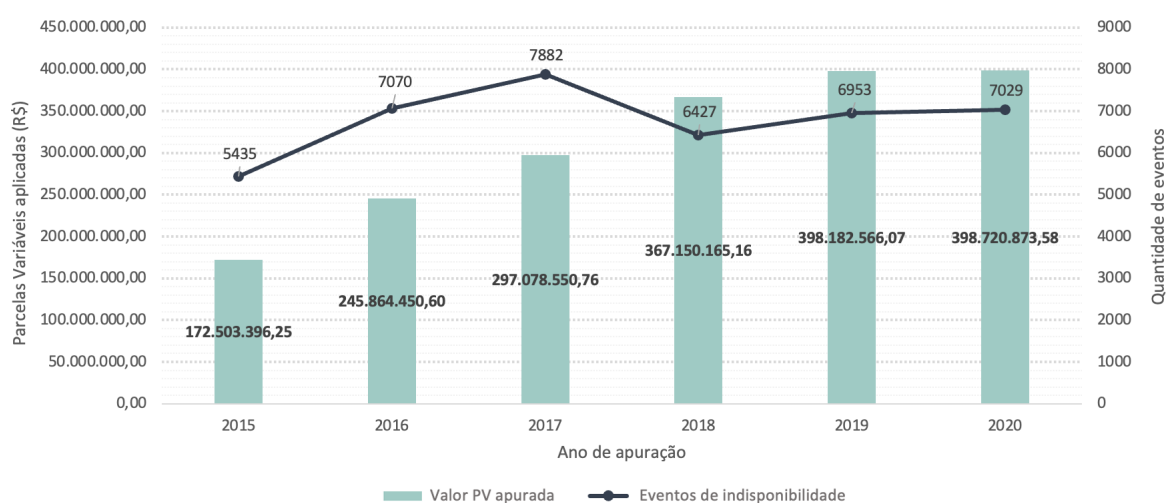


Figura 25 – Montantes da parcelas variáveis aplicadas e quantidade de eventos de indisponibilidade no período de 2015 a 2020.

Fonte: Autoria própria, 2023.



É possível observar pela Figura 25 que entre 2015 e 2020 os montantes financeiros de parcelas variáveis aplicadas e a quantidade de eventos de indisponibilidades apurados aumentaram, porém não na mesma proporção. Por exemplo, no ano de 2018 a quantidade de eventos apurados diminuiu em relação a 2017, porém os valores descontados de PV aumentaram em relação ao mesmo ano.

Diante disso, é importante mencionar o Relatório de Avaliação de Resultado Regulatório da Qualidade da Prestação dos Serviços de Transmissão que analisou os resultados ao longo dos anos a partir da Resolução Normativa nº 729, de 2016. Um dos principais pontos trazidos por este estudo foi de que os incentivos econômicos em forma de PVI e PVA têm apresentado uma relevância reduzida diante da receita da FT das transmissoras (ANEEL, 2020a).

O Relatório destaca que a REN nº 729, de 2016 consistiu em ajustes na REN nº 270, de 2007. “Desta forma, não eram esperadas mudanças bruscas no comportamento dos agentes somente pelo efeito desse regulamento” (ANEEL, 2020a). Neste aspecto, vislumbra-se a possibilidade da criação de mais ferramentas de incentivos para a melhora na qualidade e na disponibilidade da prestação dos serviços de transmissão.

## 7 Conclusão

Os incentivos financeiros aplicados aos setores de distribuição e transmissão visam estabelecer uma melhoria contínua na continuidade da prestação do serviço de distribuição e na disponibilidade das funções transmissão. Diante disso, este trabalho teve como objetivo analisar o desempenho e a efetividade dos incentivos financeiros associados aos indicadores de continuidade e disponibilidade dos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Os indicadores de continuidade analisados foram os indicadores coletivos de duração e frequência de interrupções, para a distribuição e para a transmissão foram os indicadores de disponibilidade para as FT das transmissoras integrantes da Rede Básica. Os incentivos financeiros consistem nas compensações financeiras pagas aos consumidores pelas concessionárias de distribuição e na aplicação de Parcela Variável devido a indisponibilidade, restrição operativa e atraso na entrada em operação de FT.

Nessa perspectiva, este trabalho analisou o histórico dos indicadores de continuidade globais e regionais das concessionárias de distribuição que constam no Banco de Dados Geográficos da Distribuidora, da ANEEL, da mesma forma para as compensações financeiras pagas diretamente aos consumidores. Para o setor de transmissão foram analisados o histórico dos indicadores de disponibilidade das FT linhas de transmissão, transformação e controle de reativo. Além disso, analisou-se o histórico das parcelas variáveis aplicadas, de acordo com os dados disponibilizados pelo ONS.

Diante dos incentivos financeiros de continuidade do serviço de distribuição, aplicados e aprimorados pela ANEEL, verificou-se que os indicadores de continuidade DEC e FEC apresentaram uma evolução durante o período de 2000 e 2022, principalmente a partir de ano de 2015. As principais ferramentas de incentivo consistiram na criação do *ranking* de continuidade, na aplicação da componente Q do fator X e na celebração de novos contratos de prorrogação de concessões, com novos critérios de caducidade, aplicados posteriormente a todos os contratos de concessão de distribuição.

Em relação às compensações financeiras, foi possível observar um decaimento na quantidade de compensações pagas aos consumidores a partir do ano de 2015, porém os valores destas compensações apresentaram um aumento nos anos de 2019, 2020 e 2021. Nesta questão, foi importante destacar que a melhoria dos indicadores de continuidade não estão relacionados apenas à aplicação deste incentivo financeiro, mas também dos demais citados anteriormente.

Partindo para a análise regional, os indicadores de continuidade apresentaram melhora em todas as regiões do Brasil para o mesmo período de 2000 a 2022. A região norte

foi a que apresentou o menor desempenho para ambos indicadores, DEC e FEC, e a região sudeste apresentou o maior desempenho. Também foi possível observar que a partir do ano de 2015, desde a alteração dos critérios de caducidade dos contratos de concessão, todas as regiões apresentaram reduções significativas das médias dos indicadores de continuidade avaliados neste trabalho.

Um parte das interrupções na continuidade na distribuição podem ser originadas por indisponibilidades na transmissão. Neste aspecto, foi observado que a FT com maior média de disponibilidade no período de 2015 a 2022 foi a de transformação e a de menor disponibilidade foi de controle de reativos. Dentre os eventos de indisponibilidade apurados pelo ONS, verificou-se que neste mesmo período, cerca de 77% destes eventos foram apurados para as transmissoras Furnas, CHESF, CTEEP, Eletronorte e CEMIG, Eletrosul, CEEE, Copel e CELG-T.

Por fim, o histórico obtido para as parcelas variáveis apuradas no período de 2015 a 2020 apresentou que os montantes de PV descontadas do Pagamento Base das transmissoras aumentaram em todos os anos do período analisado. Além disso, a Parcela Variável mais descontada foi devida a indisponibilidade de FT, seguida do atraso na entrada em operação e por último da restrição operativa. No entanto, estes incentivos estão apresentando uma relevância reduzida diante da receita da FT das transmissoras, de acordo com a ANEEL, podendo ser interessante a criação de novas ferramentas de incentivo para este segmento. Diante do que foi apresentado, conclui-se que foi possível cumprir os objetivos estabelecidos inicialmente neste trabalho para os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica.

## 7.1 Trabalhos futuros

- Análise do atendimento aos limites individuais dos indicadores de continuidade, para melhor análise das compensações financeiras;
- Análise das Revisões Tarifárias Periódicas para Componente Q do Fator X das concessionárias de distribuição;
- Estudo da relevância da Parcela Variável perante a RAP das FT das transmissoras integrantes da Rede Básica;

## Referências

- ANEEL. *Proposta de aperfeiçoamento dos aspectos relacionados ao dia crítico, conforme estabelecido na Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST*. [S.l.], 2011. Citado na página 26.
- ANEEL. *Minuta dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013*. [S.l.], 2015. Citado na página 29.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 729, DE 28 DE JUNHO DE 2016*. 2016. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.html>>. Acesso em: 9 jul. 2023. Citado na página 42.
- ANEEL. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório*. 2018. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/7+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Continuidade+do+Fornecimento.pdf/8a3f3cc3-f5f0-6e17-5dc7-5ef70d6a6eb9>>. Acesso em: 2 jul. 2023. Citado 5 vezes nas páginas 28, 29, 50, 51 e 63.
- ANEEL. *Avaliação do Resultado da Qualidade dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica*. 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/arr2020002srt.pdf>>. Acesso em: 22 mai. 2023. Citado 4 vezes nas páginas 40, 42, 65 e 72.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 903, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020*. 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020903.pdf>>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado na página 36.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 905, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020*. 2020. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf)>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 906, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020*. 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020906.html>>. Acesso em: 8 jul. 2023. Citado na página 35.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf)>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado 7 vezes nas páginas 20, 22, 25, 27, 28, 30 e 32.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf)>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado na página 25.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária: Módulo 2 - Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Submódulo 2.1: Procedimentos gerais*. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária: Módulo 2 - Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: Submódulo 2.5: Fator x*. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária: Módulo 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica*: Submódulo 3.1: Procedimentos gerais. 2021. Citado na página 25.

ANEEL. *Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 1 - Glossário*. 2021. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2.pdf)>. Acesso em: 6 jun. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 41.

ANEEL. *Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 4 - Prestação*. 2021. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf)>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado 6 vezes nas páginas 35, 36, 39, 40, 41 e 42.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 23.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>>. Acesso em: 18 jun. 2023. Citado na página 21.

ANEEL. *Distribuição: Saiba mais sobre regulação técnica e econômica do segmento de distribuição de energia elétrica*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao>>. Acesso em: 1 jun. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

ANEEL. *Regras dos Serviços de Transmissão*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/regras-d-e-transmissao>>. Acesso em: 10 abr. 2023. Citado na página 16.

ANEEL. *Regras e Procedimentos de Distribuição*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 30 mar. 2023. Citado na página 16.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.003, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022*. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2023. Citado na página 23.

ANEEL. *Resolução 1000 da ANEEL, seus direitos sobre energia elétrica, agora num só lugar*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/campanhas/resolucao-1000-da-aneel-seus-direitos-sobre-energia-eletrica-agora-num-so-lugar-2022>>. Acesso em: 10 mai. 2023. Citado na página 21.

ANEEL. *2022: Confira o ranking da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica de 2022*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/ranking-de-continuidade/2022>>. Acesso em: 13 jul. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

ANEEL. *ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2022*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023>>. Acesso em: 9 jun. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 33.

ANEEL. *Banco de Dados Geográficos da Distribuidora*. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>>. Acesso em: 22 jun. 2023. Citado na página 22.

ANEEL. *Dados Abertos ANEEL: domínio indicadores de qualidade*. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/indicadores-coletivos-de-continuidade-dec-e-fec/resource/17fc99b7-e707-4ec4-9553-a43d7a41f7a6>>. Acesso em: 20 out. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

ANEEL. *Relatórios e indicadores: distribuição*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>>. Acesso em: 12 set. 2023. Citado 5 vezes nas páginas 53, 55, 56, 58 e 60.

BRASIL. *Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996*. 1996. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19427cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm)>. Acesso em: 5 abr. 2023. Citado na página 16.

BRASIL. *Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013*. 2013. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/lei/112783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/112783.htm)>. Acesso em: 2 jul. 2023. Citado na página 28.

BRASIL. *Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015*. 2015. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/decreto/d8461.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8461.htm)>. Acesso em: 2 jul. 2023. Citado na página 28.

BRASIL. *Decreto nº 11.492, de 17 de abril de 2023*. 2023. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11492.htmart5](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11492.htmart5)>. Acesso em: 20 jun. 2023. Citado na página 15.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2022*. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2023. Citado na página 15.

GANIM, A. *Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. 3ª. ed. [S.l.]: Editora Synergia, 2019. Citado na página 20.

IBGE. *Áreas Territoriais*. 2022. <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15761-areas-dos-municipios.html>>. Acessado em: 20 nov. 2023. Citado 5 vezes nas páginas 53, 54, 56, 58 e 59.

MME. *Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as suas competências*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>>. Acesso em: 21 jun. 2023. Citado na página 15.

ONS. *Procedimentos de Rede*. 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>. Acesso em: 5 mai. 2023. Citado na página 36.

ONS. *Procedimentos de Rede: Submódulo 1.2 - Glossário dos Procedimentos de Rede*. 2020. Disponível em: <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.2-RS\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%201.2-RS_2020.12.pdf)>. Acesso em: 2 jul. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 38, 66 e 67.

ONS. *Procedimentos de Rede: Submódulo 8.3 - Apuração de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais*. 2020. Disponível em: <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%208.3-RS\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%208.3-RS_2020.12.pdf)>. Acesso em: 10 abr. 2023. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 39 e 40.

ONS. *Procedimentos de Rede: Submódulo 9.2 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções tranmissão e geração*. 2020. Disponível em: <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%209.2-RS\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%209.2-RS_2020.12.pdf)>. Acesso em: 10 abr. 2023. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

ONS. *ANEEL aprova nova estrutura dos Procedimentos de Rede*. 2021. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20201209-aneel-aprova-revisao-PRs.aspx>>. Acesso em: 7 jun. 2023. Citado na página 37.

ONS. *Relação dos Submódulos dos Procedimentos de Rede reestruturados com antiga estrutura*. 2022. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/relacao\\_SM\\_reestruturados\\_antiga\\_estrutura.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/relacao_SM_reestruturados_antiga_estrutura.pdf)>. Acesso em: 18 mai. 2023. Citado na página 36.

ONS. *Contratação do Sistema de Transmissão*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes>>. Acesso em: 6 jul. 2023. Citado na página 34.

ONS. *O que é ONS*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 1 jun. 2023. Citado na página 16.

ONS. *O Sistema Interligado Nacional*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 5 jun. 2023. Citado na página 15.

# APÊNDICE A – Processamento dos dados em *Python*

## Indicadores Coletivos

Código para importação das bases de dados da ANEEL, leitura, filtragem dos indicadores DEC e FEC e exportação do arquivo final filtrado.

```
import pandas as pd
import io

filename = 'indicadores-continuidade-coletivos-2000-2009.csv'

with open(filename, 'rb') as file:
    content = file.read().decode('latin1')
csv_content = io.StringIO(content)

df = pd.read_csv(csv_content, sep=";")
filtered_df = df[df['SigIndicador'].str.lower().isin(['fec', 'dec'])]

print(filtered_df)

output_filename = 'filtrados_indicadores_continuidade_2010-2019.csv'
filtered_df.to_csv(output_filename, sep=";", index=False)
```

## Indicadores Coletivos de interrupções de origem externa

Código para importação das bases de dados da ANEEL, leitura, filtragem dos indicadores DEEXP, FEEXP, DEEXP e FEEXP e exportação do arquivo final filtrado.

```
import pandas as pd
import io

filename = 'indicadores-continuidade-coletivos-2010-2019.csv'

with open(filename, 'rb') as file:
    content = file.read().decode('latin1')
csv_content = io.StringIO(content)
```



```
df = pd.read_csv(csv_content, sep=";")
filter1 = df['SigIndicador'].str.lower().isin(['fecxp', 'decxp', 'fecxn',
'decxn'])
filter2 = df['VlrIndiceEnviado'] != ',00'
filtered_df = df[filter1 & filter2]

print(filtered_df)

output_filename = 'filtrados_indicadores_continuidade_ext_2010-2019.csv'
filtered_df.to_csv(output_filename, sep=";", index=False)
```

## Compensações financeiras

Código para importação das bases de dados da ANEEL, leitura, filtragem dos dados de valores e quantidade de compensações e exportação do arquivo final filtrado.

```
import pandas as pd
import io

filename = 'indicadores-continuidade-coletivos-2010-2019.csv'

with open(filename, 'rb') as file:
    content = file.read().decode('latin1')
csv_content = io.StringIO(content)

df = pd.read_csv(csv_content, sep=";")
filter1 = df['SigIndicador'].str.lower().isin(['pgucata', 'pgucbtua',
'pgucbtua', 'pgcmtua', 'pgucmtua', 'qtucata', 'qtucbtua', 'qtucbtua',
'qtcmtua', 'qtucmtua' ])
filter2 = df['VlrIndiceEnviado'] != ',00'
filtered_df = df[filter1 & filter2]

print(filtered_df)

output_filename = 'filtrados_compensacoes_2010-2019.csv'
filtered_df.to_csv(output_filename, sep=";", index=False)
```

## APÊNDICE B – Concessionárias de distribuição

Distribuidora	Quantidade de conjuntos
AME	15
CEA	21
CEBDIS	23
CEEE-D	60
CELESC-DIS	260
CELPE	369
CEMIG-D	48
CHESP	5
COCEL	1
COELBA	418
COOPERALIANÇA	4
COPEL-DIS	71
COSERN	340
CPFL Santa Cruz	27
CPFL- PIRATININGA	16
CPFL-PAULISTA	48
DCELT	4
DEMEI	3
DMED	1
EBO	6
EDP ES	46
EDP SP	20
EFLJC	1
EFLUL	1
ELEKTRO	106
ELETROCAR	12
ELFSM	10
EMS	74
EMT	175
ENEL CE	99
ENEL RJ	45
ENF	2

---

EPB	49
Equatorial AL	13
Equatorial GO	113
Equatorial PA	188
Equatorial PI	23
ESE	63
ESS	8
ETO	63
HIDROPAN	2
LIGHT	67
MUXENERGIA	2
RGE	21
SULGIPE	14
UHENPAL	14

---

## APÊNDICE C – Concessionárias de transmissão

Transmissora	Quantidade de FT
TER	45
AETE	33
AFLUENTE	237
AGUA AZUL	4
AMAZONAS GT	220
ARARAQUARA	81
ARCOVERDE	18
ARGO	39
ARGO III	6
ARTEON Z1	1
ARTEON Z2	6
ATE IV	21
ATE V	21
ATE VI	23
ATE VII	7
ATE VIII	6
ATLANTICO	21
BIGUACU	1
BMTE	110
BRILHANTE	49
BRILHANTE II	5
CAIUÁ	50
CANARANA	8
CANTAREIRA	1
CATXERE	26
CEEE	1691
CEEE (LT P. MÉDICI-PELOTAS 3)	3
CELG (LT ITUMBIARA - PARANAIBA)	9
CELG (SE LUZIÂNIA)	28
CELG-T	834
CEMIG	3138
CEMIG (SE ITAJUBÁ)	33

---

CENTROESTE DE MINAS	8
CHESF	8099
CHESF (ETN)	12
CHESF (LT IBICOARA-BRUMADO II)	9
CHESF (LT MESSIAS-MACEIÓ II)	10
CHESF (SE ARAPIRACA III)	9
CHESF (TDG)	23
CHESF (LT ACARAU II-SOBRAL III)	69
CHESF (LT CEARÁ-MIRIM II-TOUROS)	27
CHESF (LT Eunápolis-T.Freitas II C1)	6
CHESF (LT Eunápolis-T.Freitas II C2)	1
CHESF (LT EXTREMOZ II-J CAMARA)	94
CHESF (LT IBICOARA-BRUMADO II)	20
CHESF (LT IGAP. II-B.J.LAPA II)	23
CHESF (LT IGAPORA II-IGAPORAI)	68
CHESF (LT JARDIM-PENEDO)	29
CHESF (LT MILAGRES-COREMAS)	10
CHESF (LT MORRO DO CHAPÉU-IRECÊ)	6
CHESF (LT NATALIII-ST.RITA-ZEBU)	74
CHESF (LT PARAÍSO-LAGOA NOVA II)	15
CHESF (LT PICOS-TAUÁ)	25
CHESF (LT TAUÁ-MILAGRES)	59
CHESF (LT TERESINA II-TERESINA III)	10
CHESF (SE ARAPIRACA III)	21
CHESF (SE CAMACARI IV)	28
CHESF (SE MIRUEIRA II)	30
CHESF (SE PÓLO)	20
CHESF (SE SUAPE II e III)	108
CNT	27
COPEL	1420
COPEL (F. DO CHOPIM-S. OSORIO)	11
COPEL (LT ARARAQUARA 2-TAUBATÉ)	44
COPEL (LT BATEIAS-CTBA NORTE)	13
COPEL (LT CTBA LESTE-BLUMENAU)	18
COPEL (LT FOZ - CASCAVEL OESTE)	14
COPEL (SE CERQUILHO III)	18
COPEL (LT ASSIS - LONDRINA C2)	9
COPEL (LT ASSIS-P. PAULISTA II)	18

---

---

COPEL (LT BATEIAS-JAGUARIAÍVA)	7
COPEL (LT BATEIAS-PILARZINHO)	10
COPEL (LT FOZ DO CHOPIM-REALEZA)	10
COQUEIROS	19
COSTA OESTE	36
CPFL-T	16
CPTE	28
CTEEP	5664
CTEEP (LT BOTUCATU-CHAVANTES)	2
EATE	73
EBTE	105
ECTE	15
EDP MA II	4
EDP-T	10
EDTE	12
EKTT 13-A	4
ELETRONORTE	3952
ELETRONORTE (ETE)	120
ELETRONORTE (L. DO R. VERDE)	3
ELETRONORTE (LVTE)	73
ELETRONORTE (PVTE)	87
ELETRONORTE (RBTE)	91
ELETRONORTE (SE L. DO R. VERDE)	24
ELETRONORTE (SE TUCURUI)	47
ELETRONORTE-PVTE	6
ELETRONORTE (LECH-J.TEIXE-C1 C2)	22
ELETRONORTE (LECHU-J.TEIXE-C3)	17
ELETRONORTE (LT RG - BALSAS)	35
ELETRONORTE (SE MIRANDA II)	43
ELETRONORTE (SE NOBRES)	6
ELETRONORTE (SLUISII-SLUIIII)	42
ELETROSUL	3030
ELETROSUL (ARTEMIS)	30
ELETROSUL (SE MISSÕES)	29
ELETROSUL (LT P.MEDICI-S.CRUZ 1)	14
ELETROSUL (PVTE)	18
ELETROSUL (RS ENERGIA F DO CHAP)	34
ELETROSUL (RS ENERGIA)	20

---

---

ELETROSUL (RS ENERGIA IJUÍ2-CAX6)	60
ELETROSUL (RSENERGIA M.C-GARIB1)	5
ELETROSUL (SC ENERGIA)	86
ELETROSUL (SE IVINHEMA2)	4
ENCRUZO NOVO	34
ENERGISA GOIAS	5
ENTE	62
EQUATORIAL 1	1
EQUATORIAL 8	20
ERTE	8
ESDE	51
ESPERANZA	43
ETAP	12
ETB	6
ETC	5
ETEM	15
ETEP	12
ETES	23
ETIM	30
ETN	210
ETSE	39
ETVG	32
EVOLTZ IV (ATE IV)	1
EVOLTZ V (ATE V)	2
EVOLTZ V (ATE V)	2
EVOLTZ VI (ATE VI)	6
EVOLTZ VII (ATE VII)	5
EVOLTZ VIII (ATE VIII)	2
EVRECY (CESA)	48
EXPANSION	15
FIRMINÓPOLIS	3
FOTE	24
FURNAS	8545
FURNAS (LT MACAÉ-CAMPOS)	17
FURNAS (LT B.DESPACHO3-O.PRETO2)	26
FURNAS (LT IBIÚNA-BATEIAS)	237
FURNAS (LT T.PRETO-ITAPETI-NORD)	38
FURNAS (LT XAVANTES-PIRINEUS)	3

---

---

FURNAS (SE ZONA OESTE)	27
GOIAS	153
GSTE	1
GTE	16
IE ITAPURA	32
IE MADEIRA (BIPOLO II)	422
IE PINHEIROS	101
IEG	121
IEMG	42
IENNE	176
IEP (LT INTER-PIRATININGA2)	50
IEP (SE ATIBAIA 2)	17
IEP (SE ITAPETI)	22
IESJ (LT BOTUCATU-CHAVANTES)	10
IESUL	23
IESUL(FORQUILHINHA)	36
IMTE	8
INTESA	271
IRACEMA	34
ITATIM	41
ITE	142
JTE	27
LAGOA NOVA (RIALMA I)	11
LAT	5
LEST	2
LIGHT	44
LMTE	244
LNT	17
LTC	35
LTTE	47
LUMITRANS	5
LVTE	7
LXTE	193
MARUMBI	47
MGE	54
MONTES CLAROS	43
MORRO AGUDO	26
MRTE	15

---



---

MSGT	79
MTE	296
NARANDIBA	38
NARANDIBA (SE BRUMADO II)	14
NARANDIBA (SE EXTREMOZ II)	21
NBTE	17
ODOYA	32
ONTE	14
PANTANAL	10
PBTE	1
PCTE	22
PEDRAS	13
POTIGUAR	32
PPTE	63
PRTE	18
PTE	41
RIALMA II	2
RPTE	12
SANTA LUCIA	2
SANTA MARIA	1
SERRA DO JAPI (IESJ)	73
SITE	2
SJTE	22
SLTE	14
SMTE	86
SPT	134
SPTE	29
STC	30
STN	74
TAESA-ATE	70
TAESA-ATE II	125
TAESA-ATE III	139
TAESA-BRASNORTE	55
TAESA-ETAU	39
TAESA-ETEO	33
TAESA-GTESA	14
TAESA-MARIANA	3
TAESA-MIRACEMA	15

---

---

TAESA-MUNIRAH	18
TAESA-NTE	44
TAESA-NVT	241
TAESA-PATESA	7
TAESA-SGT	17
TAESA-STE	39
TAESA-TSN	372
TDG	241
TESB	25
TGO	12
TJMME	52
TME	35
TMT	69
TP NORTE (MATRINCHÃ)	202
TP SUL (GUARACIABA)	85
TPAE	7
TRANSIRAPÉ	126
TRANSLESTE	30
TRANSNORTE	70
TRANSUDESTE	6
TRIANGULO	62
TSBE	41
TSLE	217
TSP	46
UIRAPURU	21
VCTE	15
VEREDAS	10
VINEYARDS	11
VSB	25
XRTE	144

---