

**ANÁLISE EXPLORATÓRIA DOS DADOS REFERENTE A
REGULAMENTAÇÃO DE QUALIDADE ASSOCIADA ÀS FUNÇÕES
TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA QUE INTEGRAM A REDE
BÁSICA**

Autor: Gleison Adriano da Silva
Orientador: Prof. Dr. Kleber Melo e Silva

Brasília, fevereiro de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE EXPLORATÓRIA DOS DADOS REFERENTE A
REGULAMENTAÇÃO DE QUALIDADE ASSOCIADA ÀS FUNÇÕES
TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA QUE INTEGRAM A REDE
BÁSICA**

GLEISON ADRIANO DA SILVA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
ELETRICISTA.

APROVADO POR:



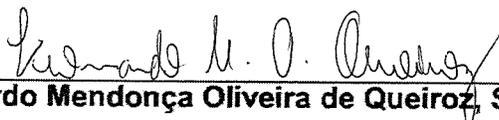
Prof. Dr. Kleber Melo e Silva, ENE/UnB

Orientador



Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo, ENE/UnB

Examinador Interno



Dr. Leonardo Mendonça Oliveira de Queiroz, SRT/ANEEL

Examinador Externo

RESUMO

Desde a Resolução Normativa nº 270/2007, marco da intervenção regulatória, até a vigente Resolução Normativa nº 905/2020 que aprovou as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, mudanças significativas no segmento de transmissão de energia elétrica aconteceram e o número de agentes cresceu 577 % (quinhentos e setenta e sete por cento). Diante do exposto, as regras que disciplina a prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica devem ser claras, objetivas, concisas e eficientes para melhor gerir a qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica. Assim, foi realizada a análise exploratória dos dados referentes a qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica associada às Funções Transmissão - FT em Corrente Alternada - CA que integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021. Este estudo tratou apenas da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, dado que esse mecanismo de incentivo à qualidade é responsável por uma maior incidência dos descontos monetários associados a aplicação da regulamentação de qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica. Com isso, a ideia foi trabalhar no conceito de disponibilidade e indisponibilidade de FT em CA integrantes da Rede Básica para a operação no SIN, mas também com a questão se teve ou não o desconto da PVI, numa perspectiva percentual. A forma de cálculo teve como base a duração real dos eventos. Os resultados desse estudo forneceram insumos para a abertura de Tomada de Subsídios ANEEL nº 023/2022 com a finalidade de obter contribuições para o aprimoramento da regra que disciplina a prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica buscando elevar o nível de clareza, objetividade, concisão e eficiência do normativo.

Palavras-chave: Parcela Variável por Indisponibilidade; Funções Transmissão; Qualidade dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

ABSTRACT

From Normative Resolution nº 270/2007, landmark of the regulatory intervention, until the current Normative Resolution nº 905/2020 that approved the Rules of Electric Energy Transmission Services in the National Electric System of the National Electric Energy Agency – NEEA, significant changes in the electricity transmission segment took place and the number of agents grew 577 % (five hundred and seventy-seven percent). In view of the above, the rules governing the provision of public electricity transmission services must be clear, objective, concise and efficient to better manage the quality of electricity transmission services. Thus, an exploratory analysis of the data regarding the quality of electricity transmission services associated with the Transmission Functions – TF in Alternating Current - CA that integrate the Basic Network of the National Interconnected System - NIS, in the period from 2017 to 2021 was carried out. This study dealt only with the Variable Portion due to Unavailability – VPU, given that this quality incentive mechanism is responsible for a greater incidence of monetary discounts associated with the application of quality regulation of electricity transmission services. With that, the idea was to work on the concept of availability and unavailability of TF in AC members of the Basic Network for the operation on the NIS, but also with the question whether or not there was the VPU discount, in a percentage perspective. The calculation method was based on the actual duration of the events. The results of this study provided inputs for the opening of Subsidy NEEA nº 023/2022 with the purpose of obtaining contributions for the improvement of the rule that governs the provision of public service of transmission of electric energy, seeking to raise the level of clarity, objectivity, conciseness and efficiency of the regulation.

Keywords: Variable Portion due to Unavailability; Transmission Functions; Quality of Electric Energy Transmission Services.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Limites da Rede Básica de transmissão de energia elétrica pelas Resoluções Normativa ANEEL nº 166, 433 e 067 (Fonte: DE AZEVEDO, 2012)	06
Figura 02 - Rateamento da Receita Anual Permitida – RAP da Rede Básica de transmissão de energia elétrica (Fonte: DE AZEVEDO, 2012)	07
Figura 03 - Apuração dos eventos nos equipamentos da Rede Básica em sistemas, gerencias e diretorias diferentes do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Fonte: autoria própria)	16
Figura 04 - Curva da disponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021	27
Figura 05 - Duração de Evento versus Tipo de Equipamento. Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	28
Figura 06 - Duração de Evento versus Agente. Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada agente na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	29
Figura 07 - Disponibilidade das Funções Transmissão – FT integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN versus Tipo de Equipamento, no período de 2017 a 2021	30
Figura 08 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021	31
Figura 09 - Duração de Evento versus Tipo de Equipamento. Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	32
Figura 10 - Duração de Evento versus Agente. Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada agente na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	33

Figura 11 - Indisponibilidade das Funções Transmissão – FT integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN versus Tipo de Equipamento, no período de 2017 a 2021	34
Figura 12 - Duração de Evento versus Estado Operativo associada à indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021	35
Figura 13 - Duração de Evento versus Detalhamento da Apuração associada à indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021	36
Figura 14 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sem aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021	37
Figura 15 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, com aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Conceito de Função Transmissão - FT da Rede Básica (Fonte: ANEEL, 2020)	09
Tabela 02 - Fatores Ko e Kp (Fonte: ANEEL, 2020).....	12
Tabela 03 - Classificação quanto ao Estado Operativo de Funções Transmissão - FT em operação. (1) Classificação específica para FT - Conversora, conforme Resolução Normativa nº 853/2019 (ANEEL, 2019) (Fonte: ONS, 2022f).....	17
Tabela 04 - Classificação quanto à Condição Operativo de Funções Transmissão - FT em operação. (*) Classificação específica para FT da Rede Básica (Fonte: ONS, 2022f)	18
Tabela 05 - Classificação quanto ao Detalhamento da Apuração de Funções Transmissão - FT em operação. (*) Classificação específica para FT da Rede Básica (Fonte: ONS, 2022f)	19
Tabela 06 - Classificação quanto à Forma de Contabilização de Funções Transmissão - FT em operação (Fonte: ONS, 2022f)	21
Tabela 07 - Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	28
Tabela 08 - Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021	32

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMSE	Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
AOP	Gerencia da Apuração da Operação;
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos;
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão;
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão;
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão;
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica;
DOP	Diretoria de Operação;
DOS	Diretoria de Operação de Sistemas;
DTA	Diretoria de TI, Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios;
EGP	Gerência de Proteção e Controle;
FT	Função Transmissão;
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada;
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos;
MME	Ministério de Minas e Energia;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
OS	Gerência Executiva de Operação Nacional do Sistema;
PB	Pagamento Base;
PRI	Gerência de Estudos de Intervenções na Rede;
PV	Parcela Variável;
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade;
RAP	Receita Anual Permitida;
RDO	Relatório Diário da Operação;
SATRA	Sistema de Apuração da Transmissão;
SAC	Gerência de Contratos e Contabilização da Transmissão;
SEB	Setor Elétrico Brasileiro;
SGI	Sistema de Gestão de Intervenções;

SIN Sistema Interligado Nacional;
SIPER Sistema Integrado de Perturbações.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos.....	2
1.1.1	Objetivo Geral	2
1.1.2	Objetivos Específicos.....	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	03
2.1	Sistema Interligado Nacional - SIN.....	03
2.2	Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica.....	05
2.3	Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI	10
2.4	Apuração da Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.....	14
2.5	Síntese do Capítulo	22
3	METODOLOGIA	23
3.1	Análise Técnica	23
3.2	Softwares.....	25
3.2.1	Microsoft Excel®	25
3.2.2	Microsoft Power BI®.....	26
3.3	Síntese do Capítulo	26
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	27
4.1	Disponibilidade das instalações em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.....	27
4.2	Indisponibilidade das instalações em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.....	30
4.3	Síntese do Capítulo	38
5	CONCLUSÕES	39
5.1	Trabalhos Futuros.....	40
	REFERÊNCIAS	41
	APÊNDICE	45

A – Nota Técnica nº 089/2022-SRT-SCT-SFE/ANEEL.....	45
B – Tomada de Subsídios da ANEEL nº 023/2022.....	66

1 INTRODUÇÃO

As concessionárias de transmissão de energia elétrica disponibilizaram seus ativos de transmissão integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN para coordenação e operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, conforme regra da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, firmando Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST com o ONS por determinação do Decreto nº 2.655/1998 (BRASIL, 1998b), e em contrapartida, recebem uma Receita Anual Permitida - RAP, independente do fluxo de energia elétrica que passa por suas instalações. Pois, para aferir a qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, um dos mecanismos indutores de eficiência será a Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI. Essa parcela variável é uma cláusula contratual que, ao mesmo tempo em que incentiva a disponibilidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, desconta os períodos de indisponibilidades da RAP a ser paga pelos usuários do SIN às concessionárias de transmissão. A PVI é o instrumento do Poder Concedente que visa garantir a manutenção da eficiência empresarial das concessionárias de transmissão, fomentando a máxima disponibilidade das instalações de transmissão de energia elétrica. Todavia, conforme estabelecido pelo contrato de concessão e pela regulamentação vigente (ANEEL, 2020), existem situações que permitem às concessionárias de transmissão auferir receita mesmo em períodos de indisponibilidades de suas instalações. Assim, quem apura os períodos de indisponibilidade das instalações de transmissão de energia elétrica verificando seu enquadramento nos dispositivos normativos é o ONS. Havendo discordâncias entre o ONS e os agentes de transmissão, seja em relação aos dados, informações e classificação dos eventos, é permitido aos interessados impetrar requerimento administrativo junto à ANEEL. Diante da expansão do segmento de transmissão de energia elétrica no SIN, as regras que disciplinam a prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica geralmente precisam ser aprimoradas ou renovadas para melhor gerir a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Este estudo foi dividido em capítulos. No capítulo 2 (dois) são abordados alguns conceitos relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro – SEB no segmento da transmissão de energia elétrica. No capítulo 3 (três) é apresentada a análise

técnica com as considerações da transformação dos dados brutos em informação e os softwares utilizados para a obtenção dos resultados. No capítulo 4 (quatro) são abordados os resultados da análise técnica. E no capítulo 5 (cinco) são apresentadas as conclusões e perspectivas futuras.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Este estudo tem por objetivo realizar análise do desempenho histórico das Funções Transmissão – FT (instalações vinculadas e agrupadas em conjuntos funcionais) em Corrente Alternada - CA integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021, e fornecer insumos para a abertura de Tomada de Subsídios ANEEL (ANEEL, 2022b) para delineamento de problemas e aprimoramentos regulatórios relacionados à regulamentação de qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar preliminarmente o tratamento inicial realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na base do Sistema de Apuração de Dados da Transmissão – SATRA para os anos de 2017 a 2021;
- Desenvolver os dados no Power BI® e apresentar a análise exploratória dos dados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema Interligado Nacional – SIN

O Brasil é um País de dimensões continentais e havia a necessidade de um sistema interligado de transmissão de energia elétrica para a distribuição espacial da energia elétrica gerada, conectando as usinas geradoras das diversas regiões geográficas do País às subestações de distribuição próximas aos grandes centros de carga. A partir do início da década de 70 (setenta), quando o País estava terminando de unificar a geração e a distribuição de energia na frequência em 60 Hz (sessenta hertz) (BRASIL, 1964), o SIN começou a ser implementado pela interligação e integração dos sistemas de um mesmo estado e mesma região, e pela interligação e integração dos sistemas entre as diferentes regiões do Brasil através de uma rede de linhas de transmissão de energia elétrica paralelamente acompanhada de construções de grandes usinas hidrelétricas distantes dos centros de carga (BICHELS, 2018). Tudo isso foi graças aos planos nacionais de atendimento aos requisitos de energia elétrica que foram instrumentos de planejamento a longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro – SEB sob coordenação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras que foi criada em 1961 (BRASIL, 1961). Os principais planos foram: o Plano 90 (noventa), elaborado ao longo do primeiro choque do petróleo mundial, foi o primeiro plano que teve a visão de um sistema brasileiro único com uso do potencial hidrelétrico brasileiro para a geração de energia elétrica; o Plano 92 (noventa e dois), elaborado em 1977, foi o primeiro plano que teve a visão de integração entre regiões; e o Plano 95 (noventa e cinco), elaborado em 1979, foi o primeiro plano com a visão de expansão territorial com dados mais precisos do potencial hidrelétrico brasileiro (MERCEDES, 2015).

A partir da Lei de Itaipu (Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973) (BRASIL, 1973), a Eletrobras foi encarregada de dirigir a coordenação do planejamento e da operação do SEB, onde José Marcondes Brito de Carvalho assumiu a Diretoria de Operação de Sistemas – DOS da Eletrobras para coordenar o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, com o intuito de gerenciar melhor os recursos hidrotérmicos e abrir possibilidade de uma operação estratégica para um sistema interligado (MERCEDES, 2015). O GCOI foi o

antecessor do que hoje se conhece como Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. O ONS foi criado pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998 (BRASIL, 1998a) e teve seu funcionamento autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL através da Resolução Normativa nº 351/1998 (ANEEL, 1998a) revogada pela Resolução Normativa nº 1.017, de 19 de abril de 2022 (ANEEL, 2022a). Essa resolução diz que o ONS é responsável por executar a coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. Ou seja, o ONS determina as linhas de transmissão que serão utilizadas e os geradores que serão despachados. Por exemplo, com relação as usinas hidrelétricas da matriz energética brasileira, a função do ONS seria de gerenciar o despacho da energia gerada pelas usinas hidrelétricas, tomando eficientemente a decisão de acumular ou utilizar a energia potencial no reservatório, operando o SIN de uma forma integrada, equânime, transparente e neutra, garantindo a segurança e a continuidade do suprimento da energia elétrica no País.

Criado em 1960 (BRASIL, 1960), o Ministério de Minas e Energia – MME, através da Portaria MME nº 1617 de 23 de novembro de 1982, criou o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS que seria coordenado pela Eletrobras e foi responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas elétricos no sentido de uma maior interligação dos subsistemas. O GCPS foi o antecessor do antigo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE que era coordenado pelo MME e foi instituído pela Portaria MME nº 150 de 10 de maio de 1999.

A partir da Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995) (BRASIL, 1995), houve a reestruturação do setor de energia elétrica com intuito de atrair investimentos para atendimento da futura demanda de energia elétrica no Brasil. E para regular e fiscalizar o serviço de energia elétrica (BRASIL, 1997), em 1996 foi criada a ANEEL (BRASIL, 1996), sucessora do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE que havia sido instituído pela Lei nº 4.904 de 17 de dezembro de 1965 (BRASIL, 1964) e pelo Decreto nº 63.951 de 31 de dezembro de 1968 (BRASIL, 1965). De acordo com o Decreto nº 2.335 de 06 de outubro de 1997 (BRASIL, 1997), compete à ANEEL a função de estimular a melhoria do serviço prestado por meio de ações

regulatórias que permitam a definição de padrões de qualidade, custo e segurança dos serviços e instalações de energia elétrica.

Atualmente, o Sistema Interligado Nacional – SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com múltiplos proprietários, onde a maior parte da capacidade instalada de geração é proveniente de usinas hidroelétricas (61,1 %) (sessenta e um vírgula um por cento) (ONS, 2022a). Ele possui atualmente 176.085 km (cento e setenta e seis mil e oitenta e cinco quilômetros) de linhas de transmissão de energia elétrica, considerando as linhas em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais, e o sistema isolado de Boa Vista - RR (MME, 2022a). Desse total de linhas de transmissão, as classes de tensão 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e 500 kV (quinhentos quilovolts), em Corrente Alternada - AC, são destacadas como as mais representativas quantitativamente, e as classes de tensão 600 kV (seiscentos quilovolts) e 800 kV (oitocentos quilovolts), em Corrente Contínua - CC, são destacadas como as mais extensas (MME, 2022b).

2.2 Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica

Como objeto de atuação do ONS, a Rede Básica de transmissão de energia elétrica tem a função de escoamento da produção de energia elétrica proveniente de qualquer usina de geração aos centros de carga; viabilizar as integrações com diferentes elementos do sistema e com países vizinhos; e viabilizar a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões hidrológicas heterogêneas (BRASIL, 2017).

Através da Resolução ANEEL nº 245, de 31 de julho de 1998 (ANEEL, 1998b), foi estabelecida os critérios para a composição da Rede Básica como todas as linhas de transmissão e subestações com equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts). E instalações com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) somente quando elas forem consideradas relevantes para a operação da Rede Básica pelo ONS mediante aprovação da ANEEL ou quando as instalações interliguem áreas do antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (DE AZEVEDO, 2012). Posteriormente, os limites da Rede Básica mudaram com a Resolução Normativa nº 166, de 31 de maio de 2000 (ANEEL, 2000a), Resolução Normativa nº 433, de 10 de

novembro de 2000 (ANEEL, 2000b) e Resolução Normativa nº 067, de 08 de junho de 2004 (ANEEL, 2004) (Figura 01). A primeira regulamentação atualizou a composição da rede básica com linhas de transmissão e subestações com equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts). A segunda regulamentação modificou a fronteira da rede básica com linhas de transmissão e transformadores com tensão secundária igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts). E a terceira regulamentação modificou a fronteira da rede básica novamente com transformadores com tensão primária igual ou superior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e tensão secundária com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) (DE AZEVEDO, 2012) (Figura 01).

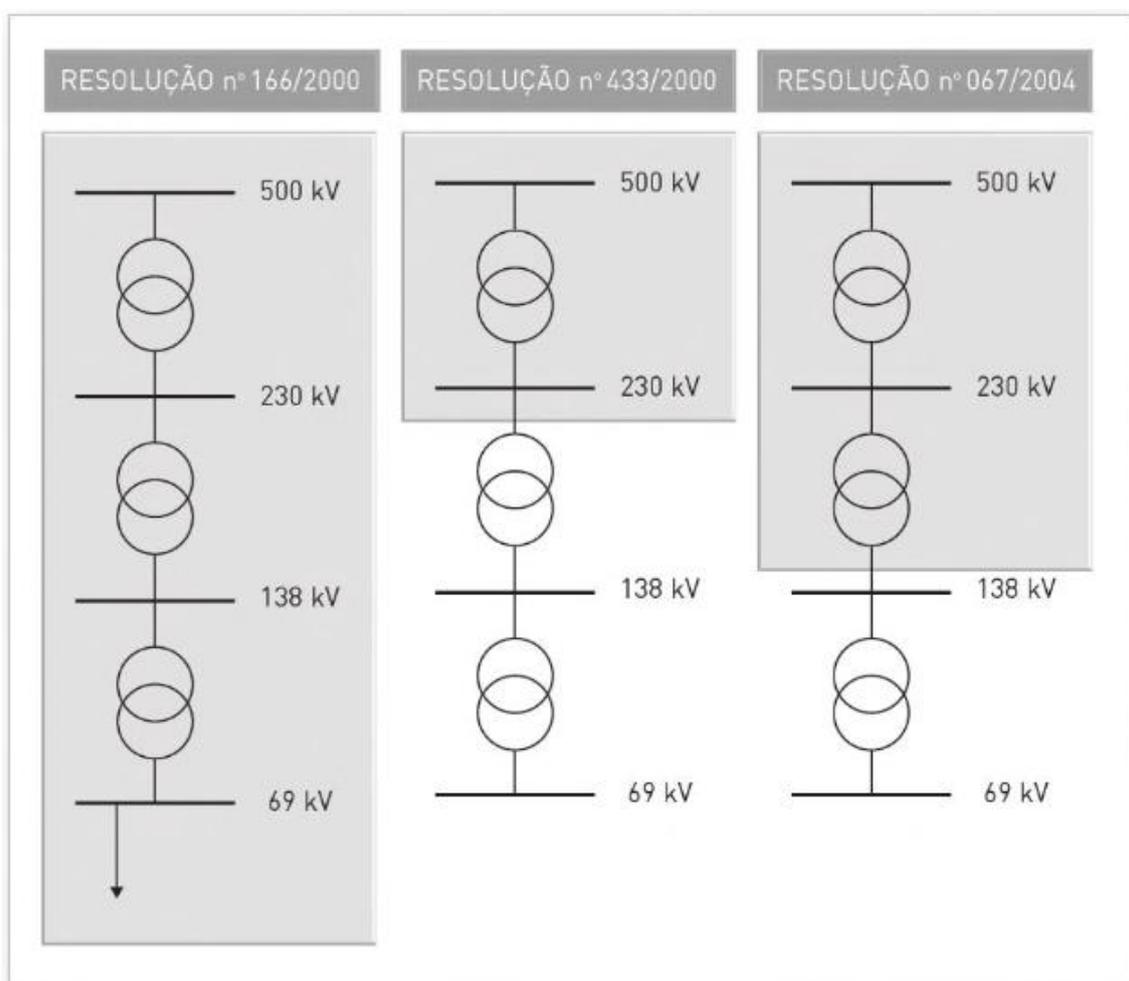


Figura 01 - Limites da Rede Básica de transmissão de energia elétrica pelas Resoluções Normativa ANEEL nº 166, 433 e 067 (Fonte: DE AZEVEDO, 2012).

A Resolução Normativa nº 281 de 01 de outubro de 1999 (ANEEL, 1999), determinou que, para o acesso à Rede Básica, os usuários deverão firmar Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST com o ONS, e Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com as concessionárias de transmissão, dispondo sobre os índices de qualidade dos serviços prestado.

O serviço público de transmissão de energia elétrica é remunerado por meio da Receita Anual Permitida – RAP, independente do fluxo de energia que passa pelas instalações integrantes a Rede Básica, onde as concessionárias de transmissão de energia elétrica receberão a cada mês o Pagamento Base – PB, ou seja, parcela equivalente ao duodécimo da RAP (ANEEL, 2005). A RAP é vinculada a disponibilização dos ativos de transmissão à operação no SIN pelas concessionárias de transmissão através do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST por determinação do Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998 (BRASIL, 1998b). A RAP será arrecadada de todos os Usuários da Rede Básica que compõem o SIN (consumidores livres, geradores, distribuidores, importadores e exportadores de energia elétrica), onde 50 % (cinquenta por cento) serão pagos pelo segmento de geração ou produção e o restante pelo segmento de consumo (Figura 02).

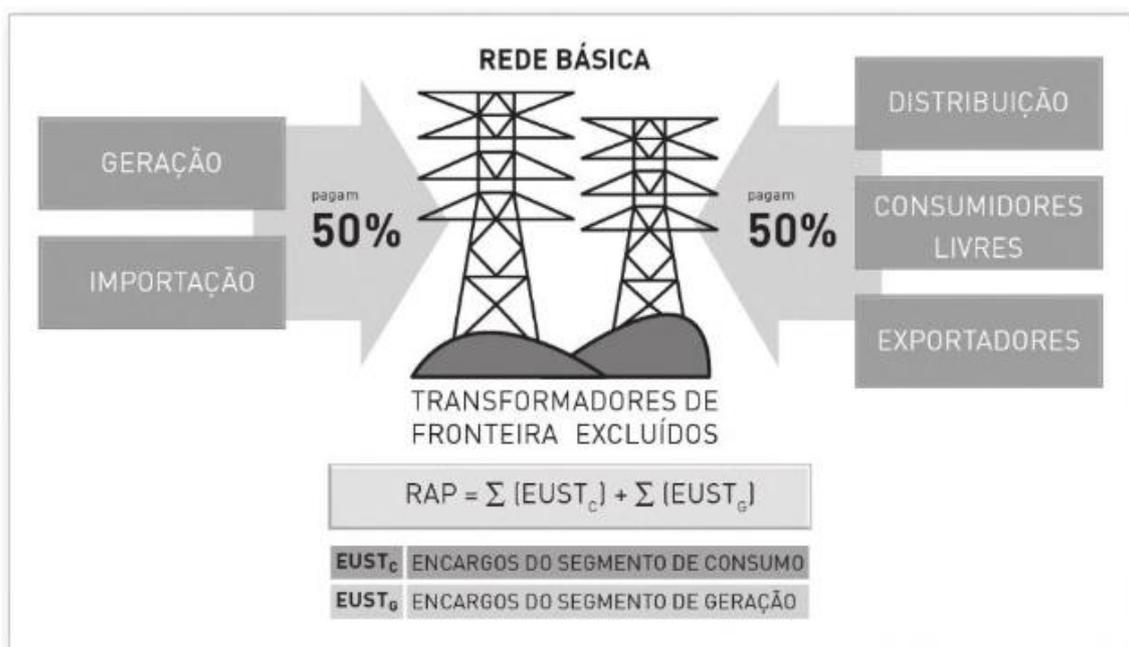


Figura 02 - Rateamento da Receita Anual Permitida – RAP da Rede Básica de transmissão de energia elétrica (Fonte: DE AZEVEDO, 2012).

Para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, existem cinco tipos de Função Transmissão – FT integrantes da Rede Básica: Função Transmissão - Linha de Transmissão (FT-LT), Função Transmissão – Transformação (FT-TR), Função Transmissão – Controle de Reativo (FT-CR), Função Transmissão – Conversora (FT-CV), e Função Transmissão – Módulo Geral (FT-MG) (Tabela 01). Onde, FT é o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, compreendendo o equipamento principal e os complementares. O conceito de FT foi introduzido pela Resolução Normativa nº 191 de 12 de dezembro de 2005 (ANEEL, 2005).

Tabela 01 – Conceito de Função Transmissão – FT da Rede Básica (Fonte: ANEEL, 2020).

FUNÇÃO TRANSMISSÃO(FT)	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TRANSFORMAÇÃO (TR)	Transformador de potência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CONTROLE DE REATIVO (CR)	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
CONVERSORA (CV)	Conversoras e transformadores das conversoras	Equipamentos de conexão, filtros CC e CA, reatores de alisamento, eletrodos de terra, linha dos eletrodos de terra, sistemas de controle, controle mestre, equipamentos reserva, equipamentos de interligação de barra em vão contendo apenas equipamentos da função conversora e demais equipamentos associados aos equipamentos principais.
MÓDULO GERAL (MG)	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

2.3 Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996), estabelece que o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica deve compreender a fixação de tarifas baseadas no serviço pelo preço e na apropriação dos ganhos de eficiência e de competitividade.

“Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;”

Diante do exposto, a adoção do regime pelo preço e a apropriação dos ganhos de eficiência empresarial e da competitividade é realizada por meio da licitação de novas concessões dos serviços de transmissão de energia elétrica nas quais a concessionária de transmissão escolhida para prestar o serviço de transmissão de energia elétrica é a licitante que aceitar receber a menor remuneração. Por esta prática, a maior parte da apropriação dos ganhos de eficiência ocorre na fase inicial da concessão, pelo deságio resultante da competição entre os licitantes.

Somado ao processo licitatório das concessões dos serviços de transmissão de energia elétrica, a Parcela Variável – PV é outro mecanismo indutor de eficiência das concessionárias de transmissão. No que tange a Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI, a medição da qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, por aplicação da PVI a ser deduzida do PB por desligamentos, as indisponibilidades das instalações integrantes da Rede Básica que compõem o SIN, começou com a Resolução Normativa ANEEL nº 270, de 26 de junho de 2007 (ANEEL, 2007), que já vinha com a ideia de separar a qualidade do serviço, regulada por normativo da ANEEL, e a qualidade do produto, regulada via Procedimentos de Rede proposto pelo ONS e aprovado pela ANEEL. Com isso, a Equação 01 mostra a formulação matemática da PVI,

para o caso geral de indisponibilidades, que ainda se encontra a mesma no normativo vigente (ANEEL, 2020).

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{o_j} \cdot PAOD_j) \right) \quad \text{Equação 01}$$

Onde:

PB - Pagamento Base da FT;

D - Número de dias do mês da ocorrência;

24 x 60 x D - Número de minutos do mês da ocorrência;

PADP_i - Período Associado a Desligamento Programado i, em minutos;

PAOD_j - Período Associado a Outros Desligamentos j, em minutos;

K_p - Fator multiplicador para Desligamento Programado (Tabela 02);

K_o - Fator Multiplicador para Outros Desligamentos (Tabela 02), sendo que esse fator será reduzido para K_p após o 300° (trecentésimo) minuto;

NP - Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;

NO - Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;

Como foi visto na Equação 01, existe aplicação de fatores multiplicadores das durações dos desligamentos, segundo normativo vigente (ANEEL, 2020), como incentivo a qualidade. Esses fatores serão definidos com base nos tipos das FT, entretanto, calibrados para que os descontos na receita da concessionária de transmissão de energia elétrica não interfiram no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão (ANEEL, 2020) (Tabela 02).

Tabela 02 – Fatores Ko e K (Fonte: ANEEL, 2020).

FT	FAMÍLIA DE FT	PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS (DESL./ANO)	FATOR Ko	FATOR Kp
MG	(*)	não possui	150	10
LT	≤ 5km(*)	1	150	10
	>5km e ≤50Km(*)	1		
	>50km - 230kV	3		
	345kV	2		
	440kV	2		
	500kV	2		
	750kV	3		
	Cabo Isolado(*)	não possui	50	2,5
	CCAT(*)	3	50	10
TR	Trifásico (*)	1	50	5,0
	≤345kV	1	150	10
	>345kV	1		
CR	REA	≤345kV	150	10
		>345kV		
	CRE	(*)	150	7,5
	CSI	(*)	50	2,5
	BC	(*)	100	5,0
	CSE	(*)	150	7,5

Onde:

(*) - Qualquer nível de tensão;

LT - Linha de Transmissão;

TR - Transformação;

CR - Controle de Reativo;

REA - Reator;

CRE - Compensador Estático;

CSI - Compensador Síncrono;

BC - Banco de Capacitor;

CSE - Compensação Série;

CCAT - Corrente Contínua em Alta Tensão;

Segue, os eventos de indisponibilidade classificados como Desligamento Programado e os demais eventos classificados como Outros Desligamentos que compõem a categoria da formulação matemática da PVI, segundo o submódulo 4.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b):

- Desligamento Programado - são indisponibilidades de FT programadas em regime normal (solicitações realizadas com antecedência maior ou igual a 48 (quarenta e oito) horas com relação ao horário da intervenção) e programadas em regime de urgência (solicitações realizadas com antecedência menor que 48 (quarenta e oito) horas e maior ou igual a 24 (vinte e quatro) horas com relação ao horário da intervenção, caso o ONS consiga programar as condições operativas do SIN);
- Outros Desligamentos - são indisponibilidades de FT classificadas como intervenções de urgência (solicitações realizadas com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas ou entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas com relação ao horário da intervenção, caso o ONS não consiga programar as condições operativas do SIN) e intervenções de emergência (intervenções para corrigir falha que tenha ocasionado o desligamento intempestivo, automático ou manual das instalações de transmissão de energia elétrica).

Segundo o submódulo 6.7 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022c), o ONS considera como referência para a apuração do período de indisponibilidade para o caso de Desligamento Programado: a maior duração entre a duração programada e reprogramada, exceto na reprogramação por necessidade sistêmica do ONS, onde o operador considera como referência para a apuração o período reprogramado. E para o caso de Outros Desligamentos: o início do evento, o momento do desligamento, e o término do evento, o momento da disponibilização da FT a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Apesar do valor de PVI ser contabilizado por minuto de indisponibilidade, sua apuração observa a receita que a concessionária de transmissão de energia elétrica recebeu no decorrer de um ano para determinar o valor máximo do desconto que será aplicado em consequência da redução da qualidade dos serviços prestado pela concessionária de transmissão. Assim, os valores de PVI aplicados são relativos às indisponibilidades apuradas das instalações de transmissão de energia elétrica que não se enquadram nas situações de isenção nem ultrapassam os limites previstos no contrato de concessão e na Seção 4.3 das Regras de Transmissão publicada pela Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020 (ANEEL, 2020) que trata da prestação dos serviços de

transmissão de energia elétrica. Limites esses equivalentes a 25 % (vinte e cinco por cento) da receita recebida (somatório dos Pagamentos Base) de uma FT da Rede Básica que ficou indisponível ou a 12,5 % (doze vírgula cinco por cento) da receita total (RAP) recebida pela concessão, nos doze meses anteriores ao da apuração do evento. Também, a PVI é limitada a 50% do Pagamento Base das instalações de transmissão num dado mês.

2.4 Apuração da Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN

A apuração dos eventos nas Funções transmissão – FT da Rede básica e das Interligações Internacionais são responsabilidade do ONS. Eventos esses com durações iguais ou maiores a um minuto. Através do desempenho das FT da Rede Básica, o ONS aplicará a Parcela Variável - PV a ser descontado das receitas cabíveis às concessionárias de transmissão, entretanto, nem todos os eventos apurados resultam em desconto de PV e os casos de isenção poderão ser visto na regulamentação vigente (ANNEEL, 2020). Segundo os submódulos 6.7 (ONS, 2022c) e 8.3 (ONS, 2022d) dos Procedimentos de Rede do ONS, os tipos de PV são: Parcela Variável por Indisponibilidade das instalações de transmissão da Rede Básica; Parcela Variável decorrente de utilização de equipamento Reserva remunerado pertencentes às instalações de transmissão da Rede Básica; Parcela Variável por Restrição Operativa temporária devido às restrições da capacidade operativa nas FT da Rede Básica; Parcela Variável decorrente de Cancelamentos de Intervenções previamente aprovadas nas FT da Rede Básica; Parcela Variável decorrentes de indisponibilidade por Atraso na entrada em operação de novas FT da Rede Básica e Interligações Internacionais. Essas PV são descontadas no processo de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – AMSE, e os eventos apurados e os demonstrativos de cálculo da PV das FT da Rede Básica serão disponibilizados as concessionárias de transmissão para análise. Havendo discordâncias entre o ONS e as concessionárias, seja em relação aos dados, informações e classificação dos eventos, é permitido a concessionária interessada impetrar requerimento administrativo junto à ANEEL.

Com relação ao processo de apuração e contabilização da PVI, havendo quaisquer intervenções ou distúrbios na Rede Básica, a depender do tipo de desligamento (intempestivos, programado e operacional), esses dados serão tratados em sistemas e gerências diferentes sob comando de duas diretorias do ONS: Diretoria de Operação – DOP e Diretoria de TI, Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios – DTA. Com relação a DOP, etapa de apuração, de onde sairá os insumos para a composição dos indicadores relacionados a qualidade (disponibilidade) do sistema, submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022e), os dados do desligamento intempestivo serão tratados no Sistema Integrado de Perturbações – SIPER da Gerência de Proteção e Controle – EGP; os dados do desligamento programado serão tratados no Sistema de Gestão de Intervenções – SGI da Gerência de Estudos de Intervenções na Rede – PRI e os dados do desligamento operacional serão tratados no Relatório Diário da Operação – RDO de responsabilidade da Gerência Executiva de Operação Nacional do Sistema – OS. Em seguida, os dados serão apurados no Sistema de Apuração da Transmissão – SATRA da Gerência da Apuração da Operação – AOP. No que tange a DTA, etapa de contabilização e desconto, os dados serão apurados no sistema AMSE de responsabilidade da Gerência de Contratos e Contabilização da Transmissão – SAC (Figura 03). Havendo qualquer divergência entre as concessionárias de transmissão de energia elétrica e o Operador nas etapas ocorridas nas duas diretorias (DOP e DTA), o processo seguirá para áreas técnicas e diretoria da ANEEL para analisar o mérito da aplicação do normativo.

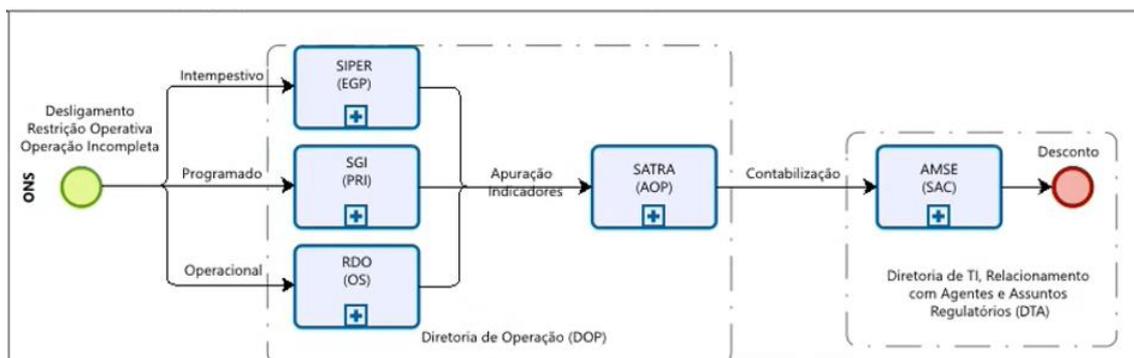


Figura 03 - Apuração dos eventos nos equipamentos da Rede Básica em sistemas, gerências e diretorias diferentes do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Fonte: adaptado da Nota Técnica nº 089/2022-SRT-SCT-SFE/ANEEL, APÊNDICE A).

Havendo quaisquer intervenções ou distúrbios na Rede Básica de transmissão, a indisponibilidade das FT para a operação no SIN é classificada de acordo com a natureza do evento para fins de apuração dos eventos nas FT. Segundo o Manual de Classificação de Eventos do Sistema de Apuração da Transmissão – SATRA do ONS (ONS, 2022f), os desligamentos são classificados de acordo com Estado Operativo, Condição Operativa, Detalhamento da Apuração e Forma de Contabilização. Assim, segue os classificadores com suas respectivas definições utilizados na apuração técnica (Tabela 03, 04, 05 e 06):

Tabela 03 – Classificação quanto ao Estado Operativo de Funções Transmissão - FT em operação. (1) Classificação específica para FT - Conversora, conforme Resolução Normativa nº 853/2019 (ANEEL, 2019) (Fonte: ONS, 2022f).

LIG – Ligado.
LIN – Ligado e indisponível para manobra ou operação (1)
LSO – Ligado devido a suspensão de intervenção pelo ONS.
LLO – Ligado, liberado pelo ONS.
DCT – Desligado por conveniência operativa - controle de tensão.
DCD – Desligado por conveniência operativa – demais causas que não sejam controle de tensão.
DFC – Desligado por falta de caminho elétrico.
DLA – Desligado liberado pelo agente.
DTC – Desligado com troca de caracterização de indisponibilidade (de isenta para não isenta, ou de não isenta para isenta). Classificação utilizada nos casos de execução de serviços de mais de uma intervenção, com características diferentes do ponto de vista de isenção de PVI.
DCA – Desligado por conveniência do agente.
LCA – Ligado por conveniência do agente.
DPR – Desligado programado.
DUR – Desligado em urgência.
DEM – Desligado em emergência.
DAU – Desligado automático ou acidental.
CAN – Intervenção cancelada pelo agente.
DSO – Desligado e suspenso pelo ONS.
DES – Desligado para desativação e retirada de operação.

Tabela 04 - Classificação quanto à Condição Operativo de Funções Transmissão - FT em operação. (*) Classificação específica para FT da Rede Básica (Fonte: ONS, 2022f).

NOR – Normal.
RES – Com restrição (caracterização de início de uma nova restrição da capacidade operativa ou reinício após interrupção da restrição por um período de indisponibilidade). (*)
REC – Com restrição (caracterização de continuidade de restrição da capacidade operativa já iniciada). (*)
AER – Apto a eliminar (ou eliminação de) restrição da capacidade operativa. (*)
SCO – FT – Controle de Reativo (compensação série) operando sem seu módulo de controle associado. (*)
SCC – FT – Controle de Reativo (compensação série) sem seu módulo de controle associado (caracterização de continuidade de indisponibilidade já iniciada de módulo de controle de FT – Controle de Reativo (compensação série). (*)
AEC – Apto a eliminar (ou eliminação de) indisponibilidade do módulo de controle de FT – Controle de Reativo (compensação série). (*)
FRE – Com fase reserva (caracterização de início de um novo período de operação da FT com a utilização da fase reserva). (*)
FRC – Com fase reserva (caracterização da continuidade da operação com fase reserva já iniciada). (*)
DRI – Desligado durante utilização de equipamento reserva e indisponibilidade de fase principal. (*)
ATF – Apto a realizar a troca da fase reserva que está em operação. (*)
OIN – Operação da FT de forma incompleta (caracterização de início de um novo período de operação da FT de forma incompleta ou reinício após um período de desligamento total da FT). (*)
OIC – Operação da FT de forma incompleta (caracterização de continuidade de período de operação da FT de forma incompleta). (*)
AOI – Término de período de operação da FT de forma incompleta (FT está apta a operar ou passa a operar de forma completa). (*)

Tabela 05 - Classificação quanto ao Detalhamento da Apuração de Funções Transmissão - FT em operação. (*) Classificação específica para FT da Rede Básica (Fonte: ONS, 2022f).

PRO – Restrição Programada. (*)
NPO – Restrição Não Programada. (*)
MAN – Desligado Programado para manutenção.
IND – Desligado com disponibilização ou religamento da FT em tempo compatível com situações de isenção previstas da regulação vigente. (*)
AMR – Desligado para implantação de ampliação, reforço e melhorias. (*)
STE – Desligado por solicitação do ONS ou do Agente, por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública ou por necessidade de outro agente. (*)
PED – Desligado programado para implantação de projetos de pesquisa e desenvolvimento cadastrado na ANEEL e em execução. (*)
SAM – Desligado programado para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento da manutenção do ONS com utilização de franquia. (*)
SON – Desligado por solicitação do ONS ou do órgão regulatório, para realização de trabalhos de interesse sistêmico. (*)
FRA – Desligado devido a fatores inevitáveis que fogem à responsabilidade do(s) agente(s) proprietário(s) da FT desligada. (*)
APP – Desligado em aproveitamento, conforme critérios do submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede. Aproveitamento de indisponibilidade de Função Transmissão da Rede Básica. (*)
APC – Desligado em aproveitamento, conforme critérios do submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede, que não atende os critérios de isenção de aproveitamento existentes na regulação vigente.
IRE – Indisponibilidade em equipamento reserva remunerado. (*)
CNE – Desligado durante período de carência de novo equipamento principal de FT ou em novos equipamentos de seccionamento de FT – Linha de Transmissão. (*)
UOU – Desligado em urgência considerada como outros desligamentos. (*)
RDE – Risco de danificação de equipamento e/ou risco para vidas humanas.

IUR – Desligado por falha interna, com utilização de fase reserva contratada. (*)

CFM – Desligado por caso fortuito ou de força maior conforme definido na forma da lei – Código Civil. (*)

INT – Desligado automático, por causa interna à FT.

INE – Desligado automático, por causa interna à FT – LT com cabo isolado por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado ou submerso. (*)

INQ – Desligado automático, por causa interna, devido a queimada que atenda os critérios de isenção previstos na regulação vigente. (*)

INB – Desligado automático, por causa interna à FT – LT com religamento automático, desativado ou não instalado, por solicitação do ONS. (*)

ETC – Desligado automático por causa externa, devido a contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, com ajuste e atuação corretos da proteção, desde que sejam atendidos os critérios de retorno da FT. (*)

EPT – Desligado automático por causa externa, devido a contingência em outra instalação, sob responsabilidade do próprio agente ou de terceiro, que não atenda os critérios para utilização da classificação ETC.

MGI – Desligado por causa externa, devido a indisponibilidade de FT – Módulo Geral, que atende as condições de isenção previstas da regulação vigente. (*)

AMG - Desligado em aproveitamento a desligamento de FT Módulo Geral, conforme critérios do submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede. Aproveitamento de indisponibilidade de Função Transmissão da Rede Básica. (*)

MGN – Desligado por causa externa, devido a indisponibilidade de FT – Módulo Geral, que não atende as condições de isenção previstas da regulação vigente. (*)

AIO – Desligado em decorrência de atuação indevida do ONS. (*)

FNI – Desligado por falha na FT, em decorrência de alteração ou não inclusão no Programa Mensal de Intervenções - PMI, por parte do ONS, conforme critérios definidos no Submódulo 6.5. (*)

DSE – Desligado durante a execução de serviço sem desligamento na própria FT. (*)

DIA – Desligado indisponível após solicitação/autorização do ONS para religamento. (*)

CCI – Cancelado pelo Agente com menos de 5 (cinco) dias em relação à data programada ou reprogramada para a intervenção com desligamento, fundamentado nas condições impeditivas. (*)

SCI – Cancelado pelo Agente com menos de 5 (cinco) dias em relação à data programada ou reprogramada para a intervenção com desligamento, não fundamentado nas condições impeditivas. (*)

CIN – Cancelada operação incompleta (cancelamento de intervenções programadas em terminal(is) de FT) (*)

Tabela 06 - Classificação quanto à Forma de Contabilização de Funções Transmissão - FT em operação (Fonte: ONS, 2022f).

PPV – Desligamento programado passível de participar da Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI.

PNP – Desligamento programado não passível de participar da PVI.

OPV – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de Outros Desligamentos.

ODU – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de Outros Desligamentos, com k_o de urgência.

ODP – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI, considerados, para efeito de cálculo da PVI, com fator multiplicador para Outros Desligamentos - k_o igual a k_p , e não considerados no padrão de Frequência de Outros Desligamentos.

ONF – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI e não considerados no padrão de Frequência de Outros Desligamentos.

ONP – Outros Desligamentos não passíveis de participar da PVI e do padrão de frequência de Outros Desligamentos.

OPF - Outros Desligamentos não passíveis de participar da PVI e considerados no padrão de Frequência de Outros Desligamentos.

RPB – Evento que gera redução no Pagamento Base Mensal - PB.

NRP – Evento que não gera redução no PB Mensal.

2.5 Síntese do Capítulo

O Sistema Interligado Nacional – SIN foi implementado a partir dos anos 1970 por meio dos planos nacionais de energia elétrica que foram instrumentos de planejamento a longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro - SEB elaborado sob coordenação da Eletrobras. Nesse período, a partir da Lei de Itaipu (Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973), foi criado o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, antecessor do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Posteriormente, em 1995, a partir da Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995), ocorreu uma reestruturação do setor de energia elétrica e, em 1996, para regular e fiscalizar o serviço de energia elétrica, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sucessora do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Através da Resolução Normativa ANEEL nº 245/1998, foi classificado o objeto de atuação do ONS, a Rede Básica de transmissão de energia elétrica, que é responsável pela distribuição espacial da energia elétrica gerada pelo País. O processo licitatório das concessões dos serviços de transmissão de energia elétrica e as Parcelas Variáveis – PV são mecanismos indutores de eficiência das concessionárias de transmissão. No que tange a Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, intervenções ou distúrbios na rede de transmissão dão origem ao processo de apuração e contabilização da PVI que envolve duas diretorias e cinco gerências do ONS e seus valores aplicados as receitas das concessionárias de transmissão são relativos às indisponibilidades das instalações integrantes da Rede Básica para a operação no SIN.

3 METODOLOGIA

3.1 Análise Técnica

Partindo de uma análise preliminar, através da ferramenta Power BI®, foram desmembrados os dados de tratamento inicial realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na base de indicadores (Sistema de Apuração de dados da Transmissão – SATRA) para o período de 2017 a 2021, em várias classificações que se entendeu que agregassem informações como por exemplo: Tipo de Equipamento, Número de Eventos e Duração de Eventos, com seus respectivos percentuais. Assim, foi verificado que:

- O tratamento inicial realizado pelo Operador na base de indicadores SATRA não permitiu trabalhar em nível de Contagem de Número de Eventos, porque se um evento perpassa de um mês para o outro ele é replicado, isto é, existem contagens dupla, tripla até duodécupla do mesmo evento. Por exemplo, uma FT que ficou ligada o ano todo, sem nenhum evento, ela é contabilizada doze vezes como Estado Operativo Ligado para aquela FT. Observação: o Estado Operativo é entendido como qualquer alteração no equipamento (ligado para desligado e vice-versa) ou qualquer alteração desses estados, isto é, desligado disponível (conveniência operativa) para desligado indisponível (em intervenção);
- Também, o tratamento inicial realizado pelo Operador na base de indicadores SATRA não permitiu obter conclusões a respeito da Operação com Utilização de Equipamento Reserva e Operação de FT de Forma Incompleta, porque para um determinado evento, suas classificações apresentaram baixa representatividade percentual na Duração de Evento. Ou seja, do ponto de vista metodológico ou regulatório, a duração de evento não tem impacto por ter baixa representatividade;
- E por fim, o tratamento inicial realizado pelo Operador na base de indicadores SATRA permitiu trabalhar em nível de Duração de Evento e, com isso, foi criado um índice de disponibilidade e indisponibilidade segregado por meses e por anos, e um índice com e sem aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, isto é, se teve ou não teve

desconto de receita do agente para um determinado evento. Para instalações inaptas a operação (indisponíveis), foram utilizados os classificadores com suas respectivas definições de acordo com Estado Operativo (ONS, 2022f): desligamento automático; desligamento programado; desligamento de urgência; desligamento de emergência e desligamento por conveniência do agente. Para os demais classificadores, foram considerados instalações aptas a operação (disponíveis). No que tange a PVI, para desligamento sem aplicação de PVI, foram utilizados os classificadores com suas respectivas definições de acordo com Detalhamento da Apuração (ONS, 2022f): AMR - Desligado para implantação de ampliação, reforço e melhorias; RDE - Risco de danificação de equipamento e/ou risco para vidas humanas; SAM - Desligado programado para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento da manutenção do ONS com utilização de franquias; CNE - Desligado durante período de carência de novo equipamento principal de FT ou em novos equipamentos de seccionamento de FT – Linha de Transmissão; CFM - Desligado por caso fortuito ou de força maior; APP - Desligado em aproveitamento, conforme critérios do submódulo 4.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b). Aproveitamento de indisponibilidade de Função Transmissão da Rede Básica; MGI - Desligado por causa externa, devido a indisponibilidade de FT – Módulo Geral, que atende as condições de isenção previstas da regulação vigente; STE - Desligado por solicitação do ONS ou do Agente, por motivo de segurança de terceiros, ou para realização de serviços de utilidade pública, ou para realização de obras de utilidade pública ou por necessidade de outro agente; SON - Desligado por solicitação do ONS ou do órgão regulatório, para realização de trabalhos de interesse sistêmico; AMG - Desligado em aproveitamento a desligamento de FT Módulo Geral, conforme critérios do submódulo 4.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b). Aproveitamento de indisponibilidade de Função Transmissão da Rede Básica; PED - Desligado programado para implantação de projetos de pesquisa e desenvolvimento cadastrado na ANEEL e em execução; IND - Desligado com disponibilização ou religamento da FT em tempo compatível com situações de isenção previstas da regulação vigente; ETC

- Desligado automático por causa externa, devido a contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, com ajuste e atuação corretos da proteção, desde que sejam atendidos os critérios de retorno da FT; FRA - Desligado devido a fatores inevitáveis que fogem à responsabilidade do(s) agente(s) proprietário(s) da FT desligada; FNI - Desligado por falha na FT, em decorrência de alteração ou não inclusão no Programa Mensal de Intervenções - PMI, por parte do ONS, conforme critérios definidos no submódulo 4.2 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b) e INQ - Desligado automático, por causa interna, devido a queimada que atenda os critérios de isenção previstos na regulação vigente. Para os demais classificadores, foi considerado desligamento com aplicação de PVI. Observação: os classificadores AMR, APP, FRA, SON, PED, SAM e STE, quando utilizados para desligamentos programados, podem resultar em aplicação de PVI para os períodos de atraso;

- Por fim, os resultados obtidos tiveram como base a Duração real dos Eventos nas FT da Rede Básica. E foi definido o Início do Evento como referência para apuração dos eventos. Além disso, os indicadores de disponibilidade / indisponibilidade e com aplicação de PVI / sem aplicação de PVI foram apresentados na forma percentual devido aos seus valores elevados em minutos.

Este estudo abordou apenas o mecanismo de incentivo PVI, já que a ela é a PV que possui maior incidência de descontos monetários associados a aplicação da regulamentação de qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica.

3.2 Softwares

3.2.1 Microsoft Excel®

Ferramenta usada para calcular, controlar e organizar informações em gráficos e tabelas. Neste estudo, a ferramenta foi utilizada como auxílio no desenvolvimento dos dados da base do sistema SATRA do ONS, no período de 2017 a 2021.

3.2.2 Microsoft Power BI®

Plataforma de software de Inteligência de Negócios da Microsoft, utilizado para transformar dados de diversas origens em informações coerentes, visualmente envolventes e interativas. Neste estudo, a ferramenta foi utilizada no desenvolvimento dos dados da base do sistema SATRA do ONS, no período de 2017 a 2021.

3.3 Síntese do Capítulo

Preliminarmente, através da ferramenta Power BI®, foi verificado que o tratamento inicial realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na base de indicadores (Sistema de Apuração de dados da Transmissão – SATRA), não permitiu trabalhar em nível de Contagem de Número de Eventos e não permitiu obter conclusões a respeito da Operação com Utilização de Equipamento Reserva e Operação de Funções Transmissão - FT de Forma Incompleta. Entretanto, em nível de Duração de Evento foi criado um índice de disponibilidade e indisponibilidade e um índice com e sem aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI. Com relação as Parcelas Variáveis – PV, esse estudo tratou apenas da PVI em FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica. Os resultados tiveram como base o tempo real dos eventos e o início do evento para efeito de apuração dos eventos nas FT.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Disponibilidade das instalações em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN

A partir do tempo das FT em CA da Rede Básica aptas a operação no SIN, foi observado o comportamento da disponibilidade bastante alto, operando entre 98,91 % (noventa e oito vírgula noventa e um por cento) a 99,44 % (noventa e nove vírgula quarenta e quatro por cento) com uma média de 99,17 % (noventa e nove vírgula dezessete por cento) dessa disponibilidade (Figura 04).

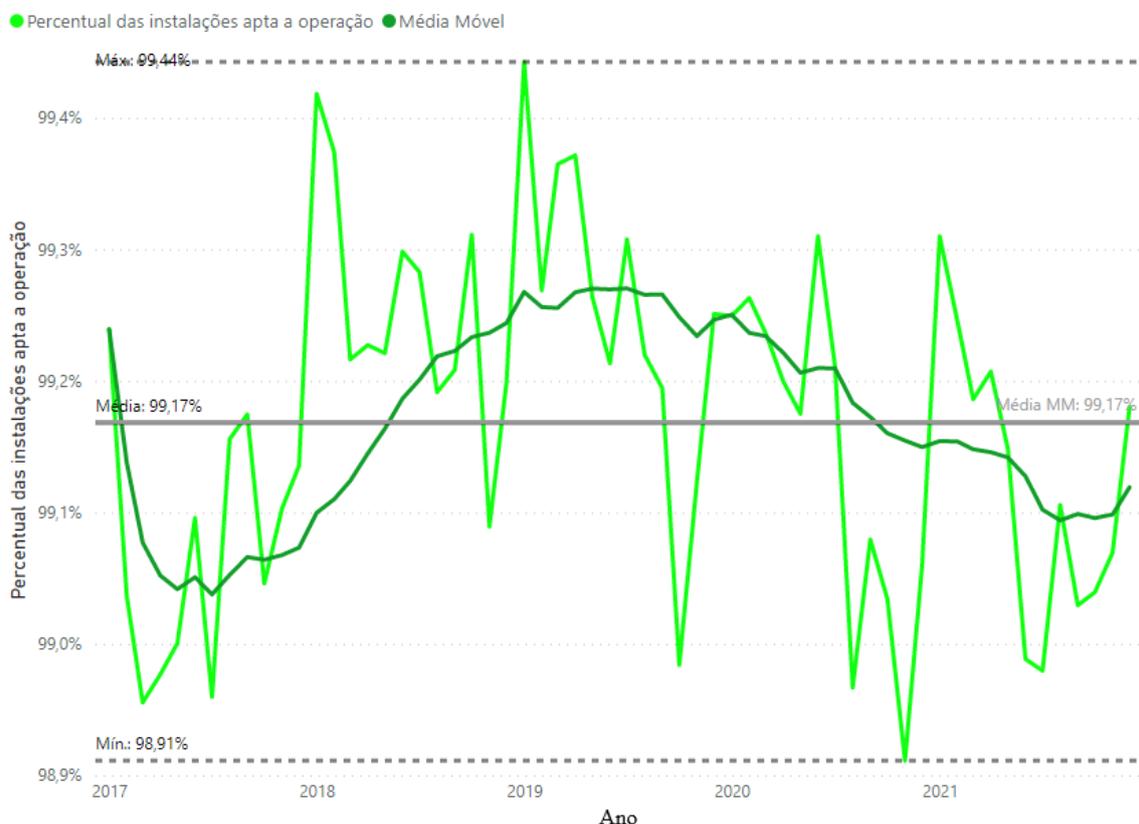


Figura 04 - Curva da disponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021.

A Figura 05 e a Tabela 07 mostram o tempo apto a operação da Duração de Evento proporcional a cada equipamento na Rede Básica. A partir do tempo de cada equipamento apto a operação, foi observado que os equipamentos: transformadores, linhas de transmissão, reatores e compensadores síncronos

representam aproximadamente 90 % (noventa por cento) desse tempo. E nesse contexto, com relação a concessionária de transmissão, apenas seis delas: CHESF, FURNAS, ELETRONORTE, CTEEP, CGT ELETROSUL e CEEE-T concentram 57 % (cinquenta e sete por cento) desse tempo (Figura 06).

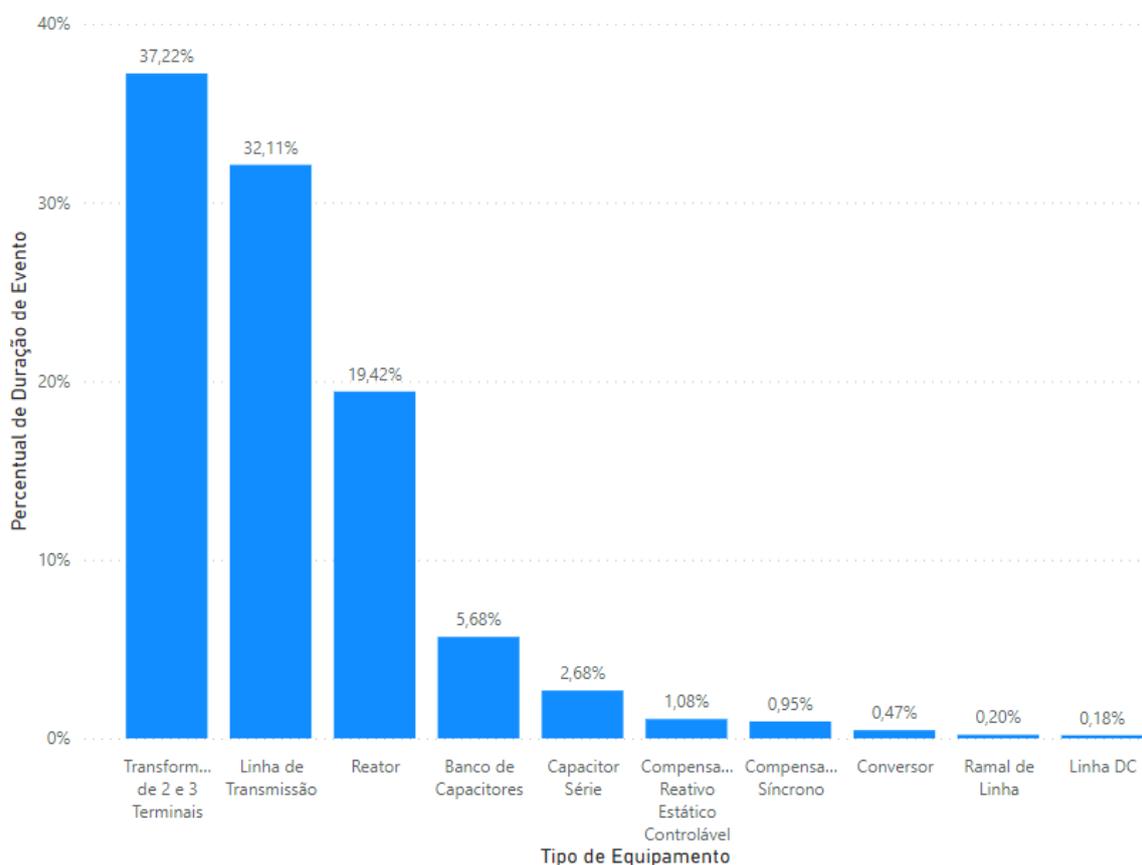


Figura 05 – Duração de Evento versus Tipo de Equipamento. Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Tabela 07 – Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Tipo Equipamento	Duração Evento (minuto)	Tempo Apto a operação (minuto)
Banco de Capacitores	551325808	545808797
Capacitor Série	260581157	257614334
Compensador Reativo Estático Controlável	105798047	104050306
Compensador Síncrono	99375764	91363963
Conversor	45243322	44769298
Linha DC	17268480	17107548
Linha de Transmissão	3099453765	3083970653
Ramal de Linha	19457280	19453751
Reator	1884855773	1865353418
Transformador de 2 e 3 Terminais	3601713888	3574898510
Total	9685073284	9604390578

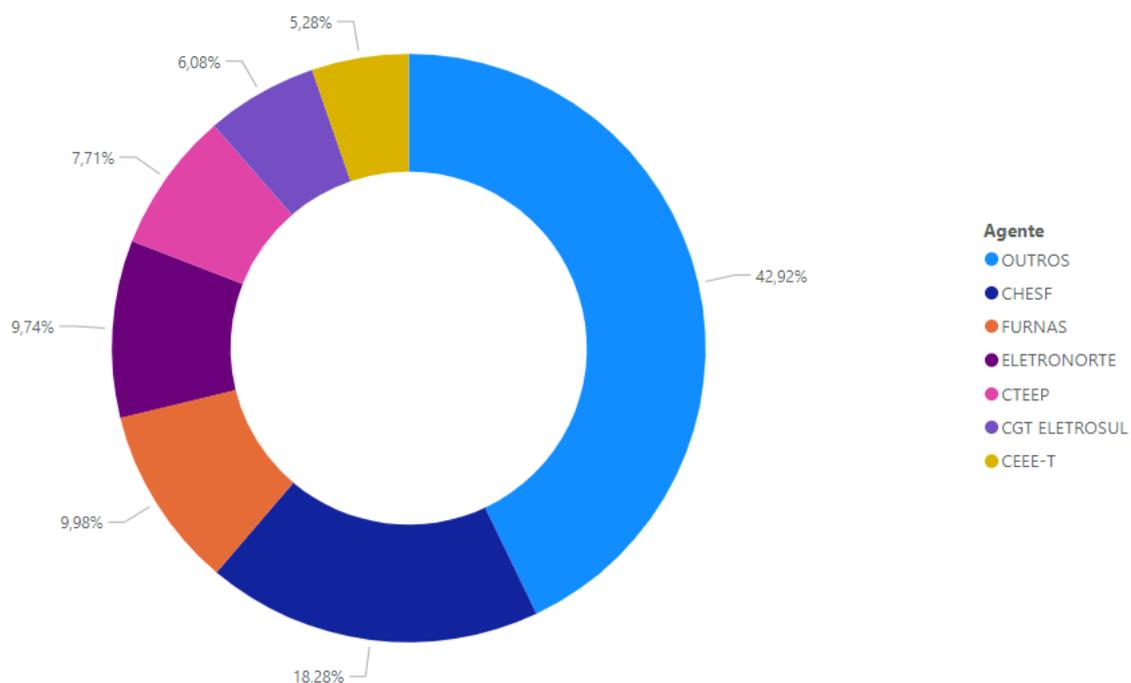


Figura 06 - Duração de Evento versus Agente. Tempo apto a operação da Duração de Evento de cada agente na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Separando a disponibilidade das FT da Rede Básica para a operação no SIN por Tipo de Equipamento, e apesar do comportamento médio da disponibilidade ser bastante alto, a linha de transmissão apresentou um desempenho melhor do que a média, mesmo sendo uns dos componentes do sistema de transmissão mais expostos. E o compensador síncrono foi o equipamento que apresentou o pior desempenho de todo sistema (Figura 07).

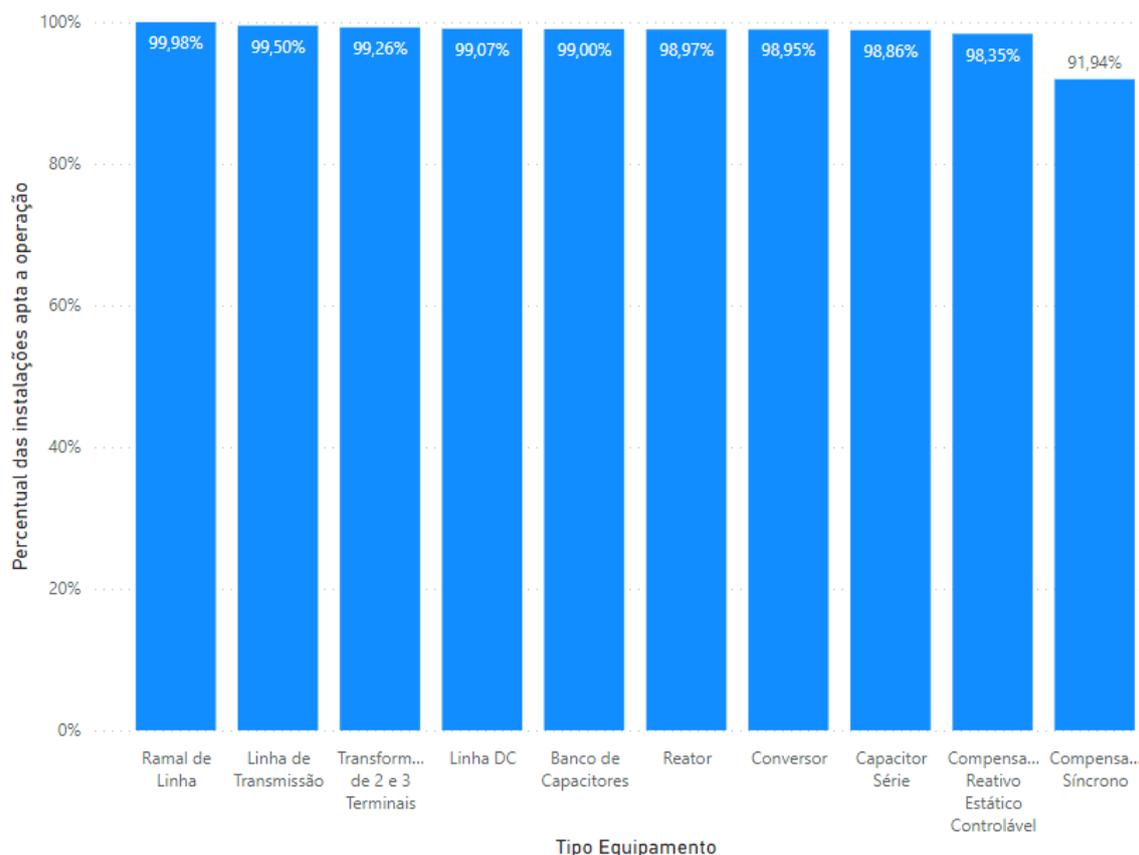


Figura 07 – Disponibilidade das Funções Transmissão – FT integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN versus Tipo de Equipamento, no período de 2017 a 2021.

4.2 Indisponibilidade das instalações em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN

A indisponibilidade, que é a parte complementar da disponibilidade das FT da Rede Básica para a operação no SIN, está variando entre 0,56 % (zero vírgula cinquenta e seis por cento) a 1,09 % (um vírgula zero nove por cento) com uma média de 0,83 % (zero vírgula oitenta e três por cento) (Figura 08). Ou seja, no período de 2017 a 2021, a indisponibilidade média da Rede Básica de transmissão foi de aproximadamente 73 (setenta e três) horas por ano.

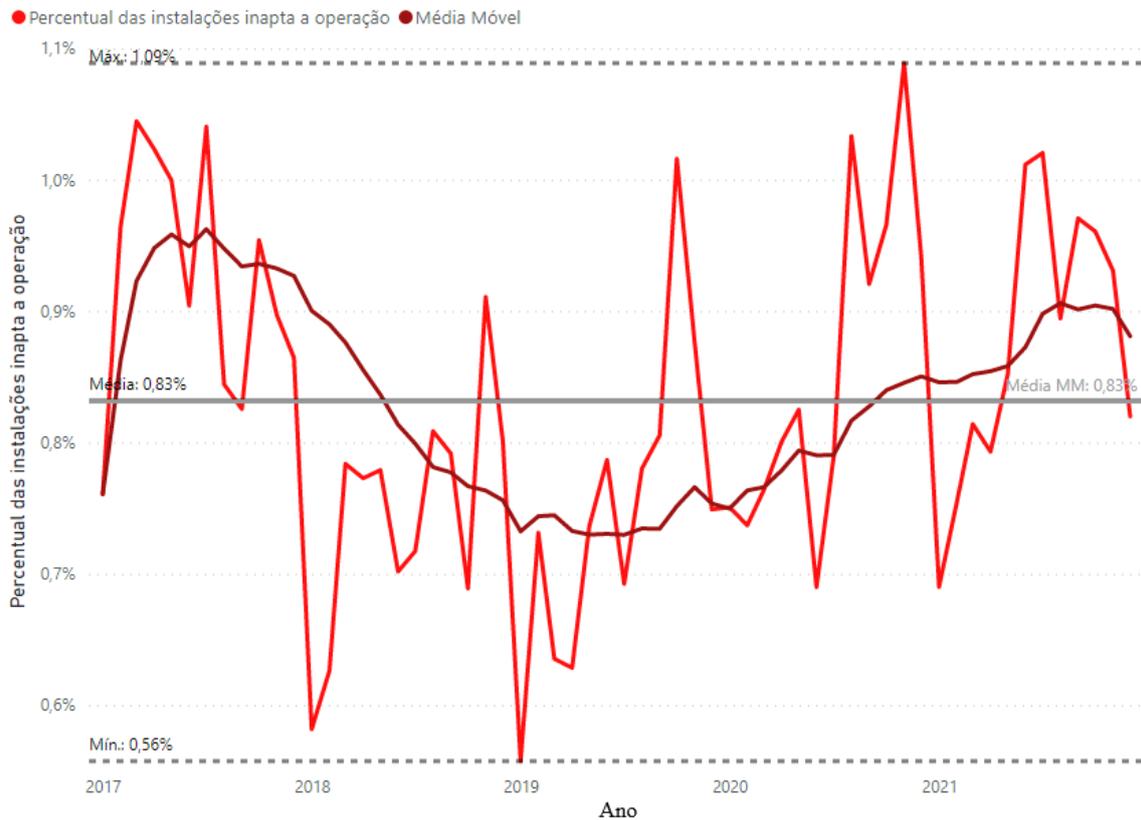


Figura 08 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021.

A Figura 09 e a Tabela 08 mostram o tempo inapto a operação da Duração de Evento proporcional a cada equipamento na Rede Básica. A partir do tempo de cada equipamento inapto a operação, foi observado que os equipamentos: transformadores, reatores, linhas de transmissão e compensadores síncronos representam aproximadamente 86 % (noventa por cento) desse tempo. E nesse contexto, com relação a concessionária de transmissão, apenas seis delas: FURNAS, ELETRONORTE, CHESF, CTEEP, CEEE-T e CGT ELETROSUL concentram 69 % (cinquenta e sete por cento) desse tempo (Figura 10).

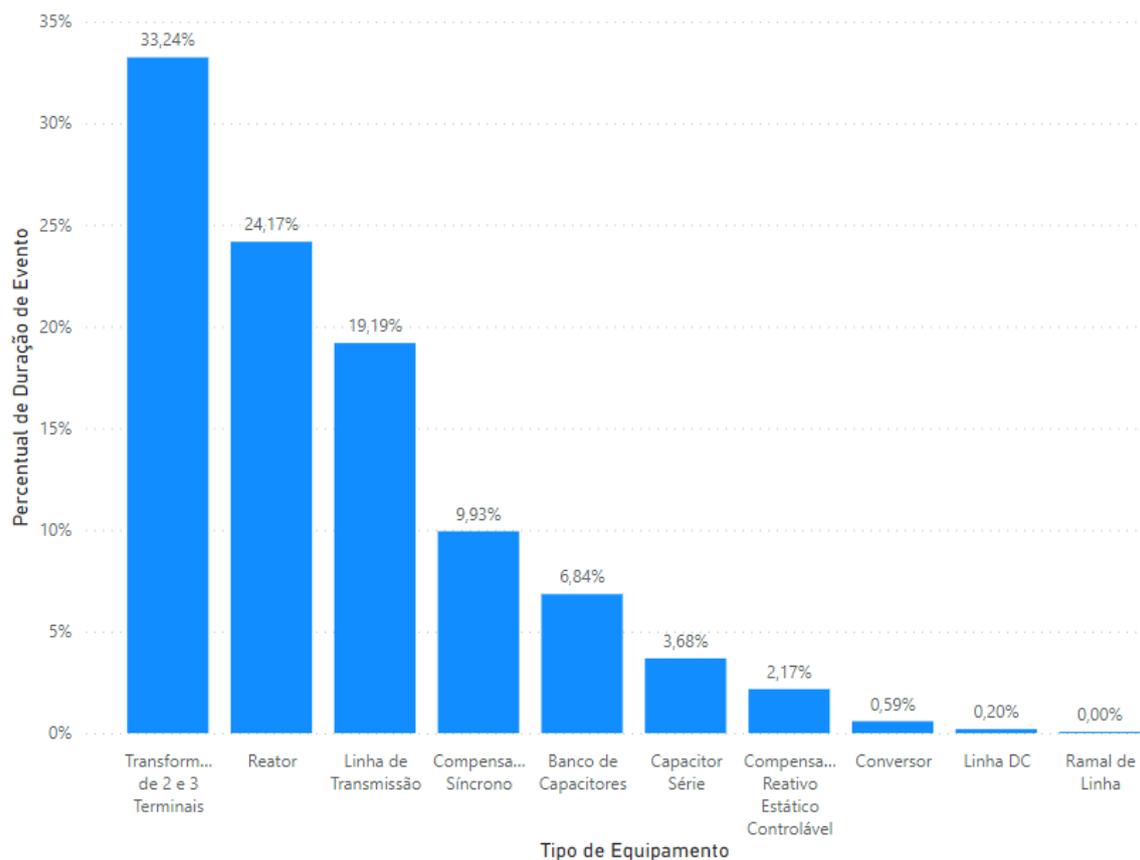


Figura 09 - Duração de Evento versus Tipo de Equipamento. Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Tabela 08 – Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada equipamento na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Tipo Equipamento	Duração Evento (minuto)	Tempo Inapto a operação (minuto)
Banco de Capacitores	551325808	5517011
Capacitor Série	260581157	2966823
Compensador Reativo Estático Controlável	105798047	1747741
Compensador Síncrono	99375764	8011801
Conversor	45243322	474024
Linha DC	17268480	160932
Linha de Transmissão	3099453765	15483112
Ramal de Linha	19457280	3529
Reator	1884855773	19502355
Transformador de 2 e 3 Terminais	3601713888	26815378
Total	9685073284	80682706

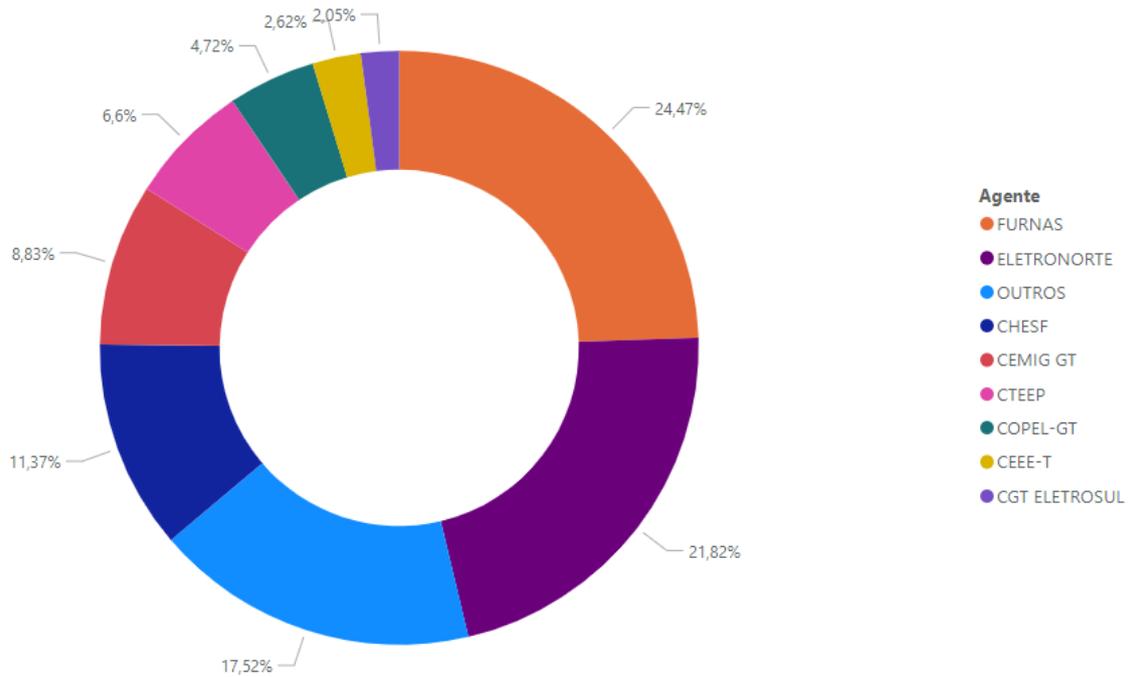


Figura 10 - Duração de Evento versus Agente. Tempo inapto a operação da Duração de Evento de cada agente na Rede Básica de transmissão de energia elétrica, no período de 2017 a 2021.

Separando a indisponibilidade das FT da Rede Básica para a operação no SIN por Tipo de Equipamento, foi observado um aumento do peso dos compensadores síncronos, explicado pelo desempenho médio abaixo dos demais equipamentos (Figura 11).

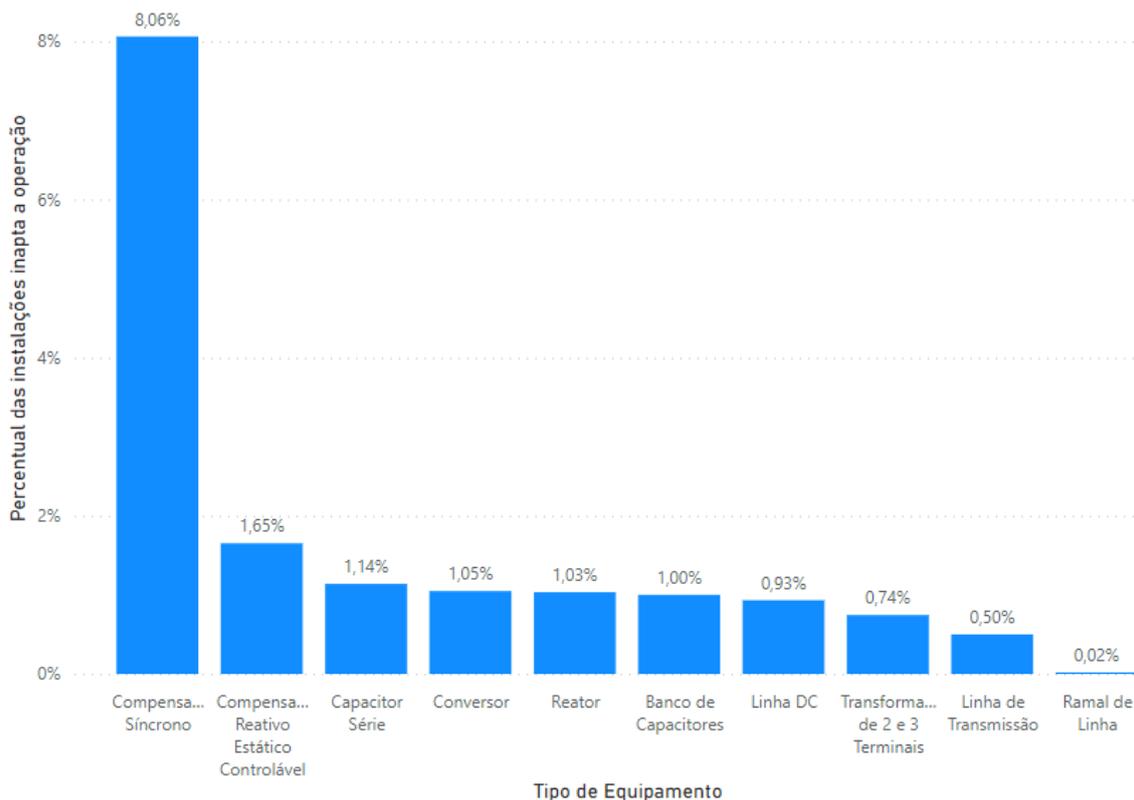


Figura 11 – Indisponibilidade das Funções Transmissão – FT integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN versus Tipo de Equipamento, no período de 2017 a 2021.

Foi observado a indisponibilidade das FT da Rede Básica para a operação no SIN classificadas de acordo com Estado Operativo e Detalhamento da Apuração. Com relação ao Estado Operativo, os desligamentos de alguma forma programado apresentaram um impacto no tempo de indisponibilidade na rede de aproximadamente 76 % (setenta e seis por cento). E apenas 24 % (vinte e quatro por cento) aproximadamente, foi para desligamentos intempestivos, que são aqueles desligamentos automáticos por atuação de sistema de proteção (Figura 12). No que tange aos classificadores do Detalhamento da Apuração, foi observado que houve muito desligamento para realização de obras. Ou seja, os desligamentos para implantação de ampliação, reforço e melhoria responderam por 40 % (quarenta por cento) do tempo de indisponibilidade na rede (Figura 13).

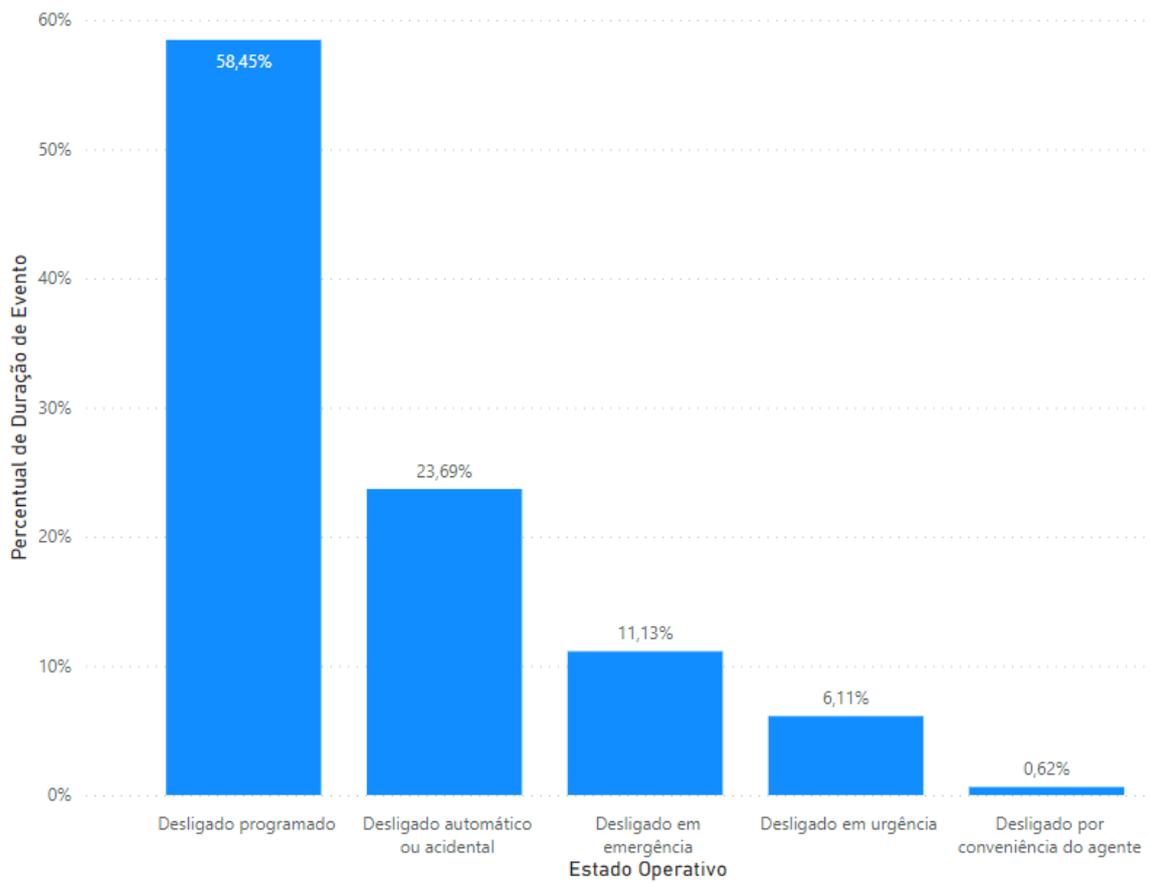


Figura 12 - Duração de Evento versus Estado Operativo associada à indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021.

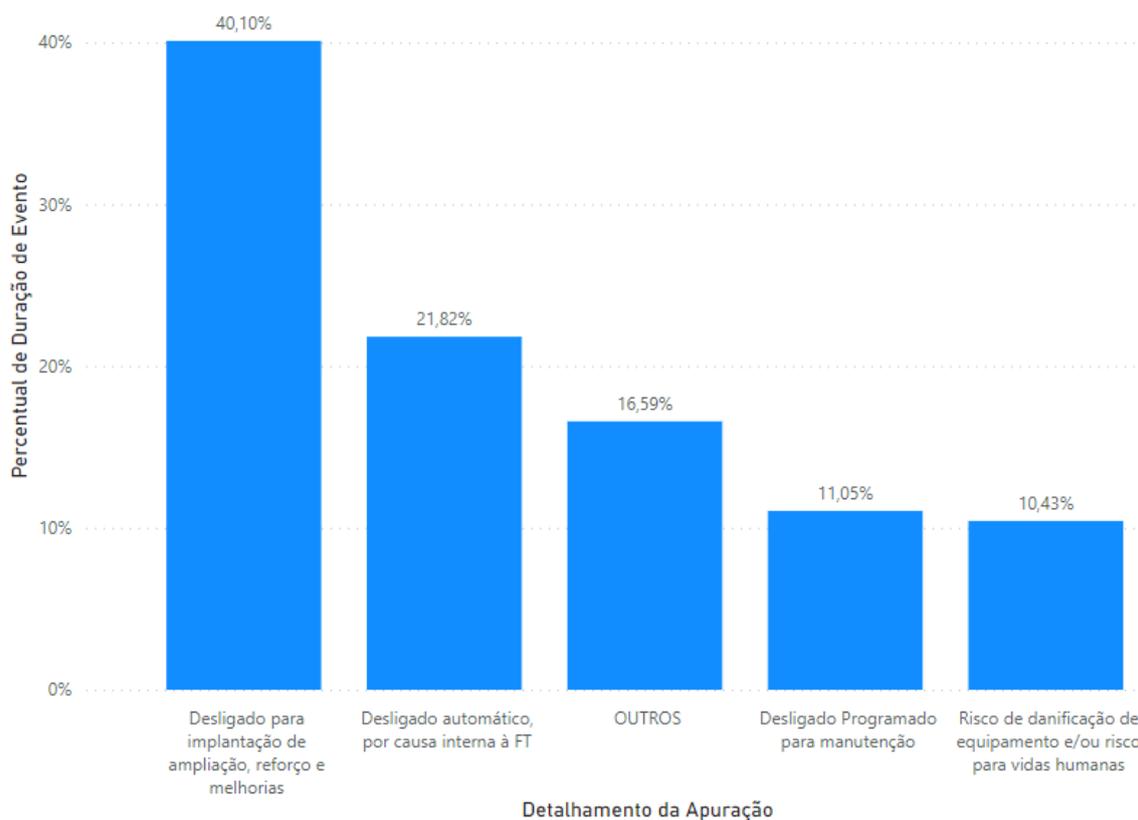


Figura 13 - Duração de Evento versus Detalhamento da Apuração associada à indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, no período de 2017 a 2021.

Foi realizado um índice com e sem aplicação de PVI das FT da Rede Básica, onde basicamente foi realizada uma associação: sem aplicação de PVI para os casos em que as FT estariam disponíveis para a operação no SIN ou indisponíveis para a operação no SIN com algumas classificações de acordo com Detalhamento da Apuração (ONS, 2022f) onde o normativo prevê isenção. E com aplicação de PVI para os demais casos em que as FT estariam indisponíveis para a operação no SIN.

Dito isso, com relação aos valores médios com índices de PVI por duração de indisponibilidade, foi observado que 59 % das FT não sofreram aplicação de PVI (Figura 14) e aproximadamente 41 % das FT foram afetadas por esse desconto (Figura 15).

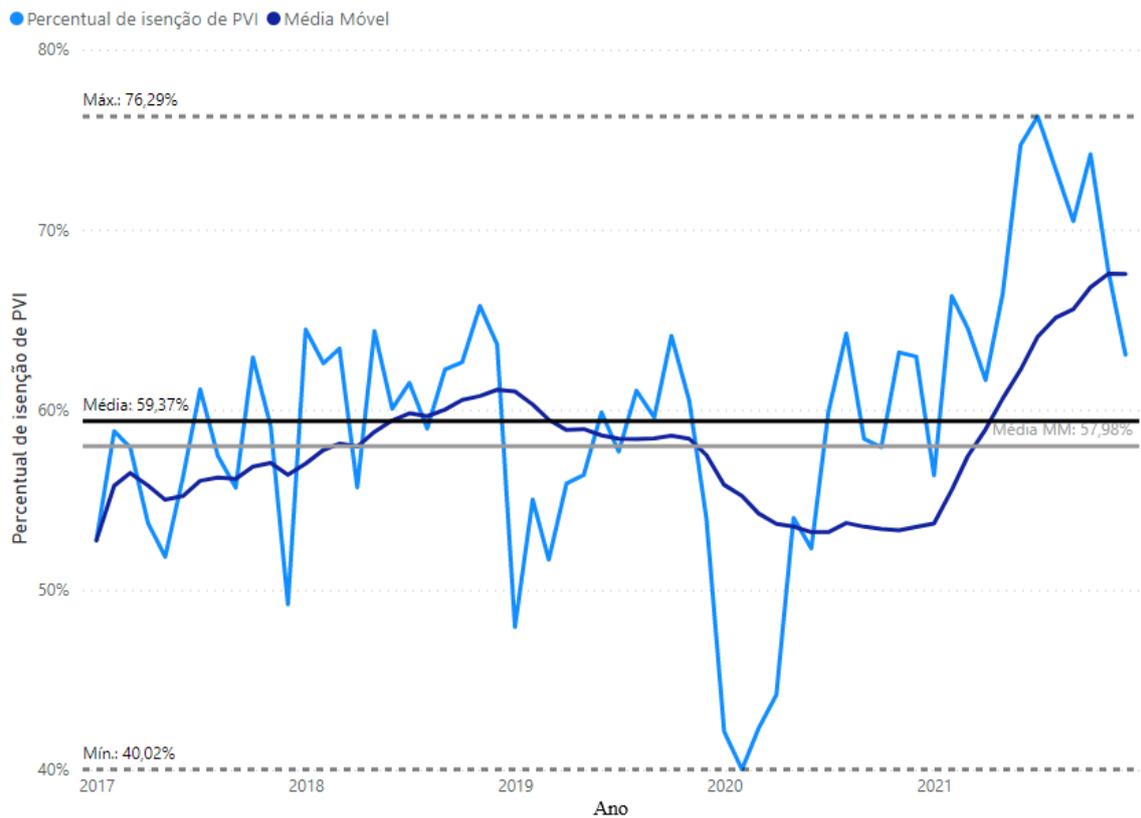


Figura 14 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, sem aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021.

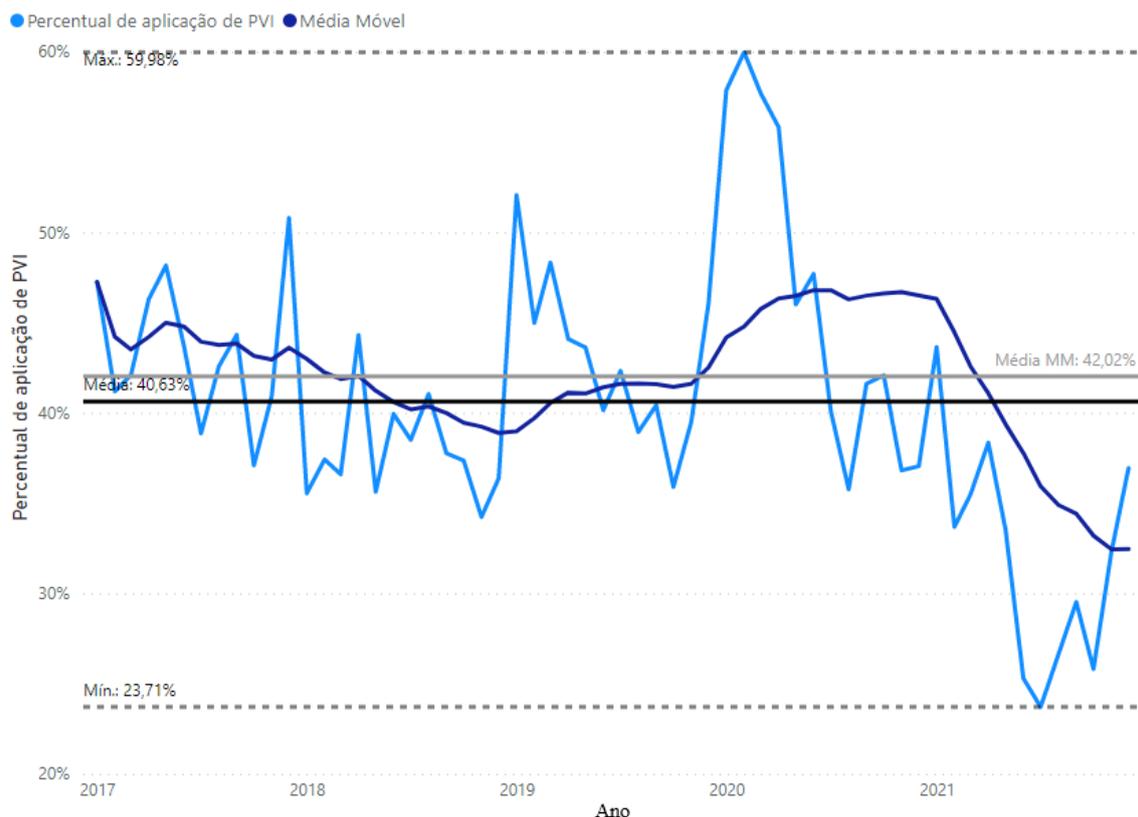


Figura 15 - Curva da indisponibilidade das Funções Transmissão – FT em corrente alternada integrantes da Rede Básica para a operação no Sistema Interligado Nacional – SIN, com aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI, sobreposta pela sua respectiva média móvel, no período de 2017 a 2021.

4.3 Síntese do Capítulo

O tratamento inicial dos dados da base do Sistema de Apuração de dados da Transmissão - SATRA realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para o período de 2017 a 2021, se mostraram viáveis para a análise exploratória dos dados referentes a qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica associada às Funções Transmissão - FT em corrente alternada que integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Os resultados mostraram uma indisponibilidade média das instalações da Rede Básica para operação no SIN de aproximadamente 73 (setenta e três) horas por ano no período estudado.

5 CONCLUSÕES

A partir do tratamento do desempenho médio das Funções Transmissão - FT em Corrente Alternada - CA das concessionárias de transmissão de energia elétrica, levando em conta o respectivo desempenho histórico de todo o sistema que compõe a Rede Básica, foi observada uma disponibilidade e indisponibilidade média de 99,17 % (noventa e nove vírgula dezessete por cento) e 0,83 % (zero vírgula oitenta e três por cento) respectivamente. Diante desse resultado e com relação a apuração da parcela variável como incentivo regulatório e não como sanção administrativa, deveria existir no normativo alguma bonificação para as concessionárias de ativos de transmissão similares que alcançassem um desempenho de indisponibilidade programada acima de uma determinada franquia. E à medida que essas concessionárias fossem avançando em seus desempenhos se avançaria também na bonificação. Além da divulgação do desempenho das concessionárias de transmissão a toda a sociedade.

No cenário da indisponibilidade dos ativos de transmissão à operação no Sistema Interligado Nacional – SIN no período de 2017 a 2021, foi observado que o conjunto de equipamento: transformadores, reatores, linhas de transmissão e compensadores síncronos passou a responder com um tempo da Duração de Evento na Rede Básica próximo, aproximadamente 86 % (oitenta e seis por cento), ao do conjunto de equipamento visto no cenário da disponibilidade, aproximadamente 90 % (noventa por cento). E o conjunto de concessionária de transmissão: FURNAS, ELETRONORTE, CHESF, CTEEP, CEEE-T e CGT ELETROSUL passou a responder com um tempo da Duração de Evento na Rede Básica não tão próxima, aproximadamente 69 % (sessenta e nove por cento), ao do conjunto de concessionária de transmissão visto no cenário da disponibilidade, 57 % (cinquenta e sete por cento). Diante dessas distinções de tempo da Duração de Evento na Rede Básica tanto de equipamentos quanto de concessionárias de transmissão poderá gerar distorções ao se fazer comparações diretas.

Com relação a indisponibilidade dos ativos de transmissão à operação no SIN classificados de acordo com Estado Operativo, os desligamentos de alguma forma programado responderam por grande parte do tempo da indisponibilidade

na Rede básica, aproximadamente 76 % (setenta e seis por cento). E os classificados de acordo com Detalhamento da Apuração, os desligamentos para realização de obras responderam por 40 % (quarenta por cento) do tempo da indisponibilidade. Diante disso, no caso dos desligamentos para realização de obras, para uma melhor eficiência nas intervenções, deveria existir alguma franquia para esse tipo de desligamento, pois no cenário de isenção não é estabelecida duração máxima para estas atividades no normativo atual.

Os valores médios com índices de PVI por duração de indisponibilidade das FT que integram a Rede Básica para a operação no SIN, apresentaram 59 % e 41 % de isenção e aplicação de PVI respectivamente. Diante disso, a regulamentação vigente prevê isenção de desconto de parcela variável para várias situações, porém, a isenção de desconto deveria se aplicar somente às indisponibilidades que são solicitadas pelo ONS ou impostas de alguma forma aos agentes, como por exemplo a implantação de ampliações e reforços na rede.

Diante do exposto, inicialmente não houve necessidade de refinamento da resolução dos dados ou da metodologia aplicada nesse estudo. Dito isso, os resultados contribuíram de insumo para a Nota Técnica nº 089/2022-SRT-SCT-SFE/ANEEL de abertura de Tomada de Subsídios ANEEL nº 023/2022 (ANEEL, 2022b) instaurada com o objetivo de obter subsídios relativos à proposta de aprimoramento da Seção 4.3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, constante na Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020 (ANEEL, 2020), que estabelece as disposições relativas à qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica.

5.1 Trabalhos Futuros

- Analisar as contribuições da Tomada de Subsídios ANEEL nº 023/2022 (ANEEL, 2022b).
- E seguir com o projeto de aprimoramento do normativo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 351, de 12 de novembro de 1998. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 136, n. 217-E, 12 novembro 1998a. Seção 1, p. 43;

_____. Resolução Normativa nº 245, de 31 de julho de 1998. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 136, n. 146-E, 03 agosto 1998b. Seção I, p. 64;

_____. Resolução Normativa nº 281, de 01 de outubro de 1999. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 137, n. 190-E, 04 outubro 1999. Seção I, p. 26;

_____. Resolução Normativa nº 166, de 31 de maio de 2000. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 138, n. 105-E, 01 junho 2000a. Seção 1. p. 24;

_____. Resolução Normativa nº 433, de 10 de novembro de 2000. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 138, n. 218-E, 13 novembro 2000b. Seção 1, p. 66;

_____. Resolução Normativa nº 067, de 08 de junho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v.141, n. 111, 11 junho 2004. Seção 1. p. 82;

_____. Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v.142, n. 242, 19 dezembro 2005. Seção 1. p. 59;

_____. Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 144, n. 130, 09 julho 2007. Seção I, p. 34;

_____. Resolução Normativa nº 853, de 13 de agosto de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 157, n. 158, 16 agosto 2019. Seção 1, p. 221;

_____. Resolução Normativa nº 905, de 08 de dezembro de 2020. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 158, n. 241, 17 dezembro 2020. Seção 1, p. 140;

_____. Resolução Normativa nº 1.017, de 19 de abril de 2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 160, n. 76, 25 abril 2022a. Seção 1, p. 99;

_____. Aviso de Tomada de Subsídios nº 023/2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 160, n. 219, 22 novembro 2022b. Seção 3, p. 134;

BICHELS, Arlei. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução**. Curitiba: EDUTFPR, 2018;

BRASIL. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 22 julho 1960. Seção 1. p. 10509;

_____. Lei nº 3.890-A de 25 de abril de 1961. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 abril 1961. Seção I, p. 3945;

_____. Lei nº 4.454, de 6 de novembro de 1964. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 10 novembro 1964. Seção 1. p. 10121;

_____. Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 20 dezembro 1965. Seção 1. p. 13076;

_____. Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 31 dezembro 1968. Seção 1. p. 11342;

_____. Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 09 julho 1973. Seção I, p. 6593;

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 133, n. 32, 14 fevereiro 1995. Seção 1. p. 1917;

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 134, n. 251, 27 dezembro 1996. Seção 1. p. 28653;

_____. Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 135, n. 193, 07 outubro 1997. Seção I, p. 22377;

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 136, n. 100, 28 maio 1998a. Seção I, p. 1;

_____. Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 136, n. 125, 03 julho 1998b. Seção 1. p. 2;

_____. Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, v. 139, n.08, 11 janeiro 2002. Seção 1, p. 1;

BRASIL, M. M. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. (pp. 1–271). Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE). Brasília, DF, Brasil. 2 vols. 2017;

DE AZEVEDO, Alice Helena França; MATTOS, Lenilson Veiga. **Estrutura tarifária da transmissão de energia elétrica no Brasil**. SciELO-Editora Mackenzie, 2012;

MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta AP; DE YSASA POZZO, Liliana. **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. Revista USP, n. 104, p. 13-36, 2015;

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de Monitoramento Mensal do Setor Elétrico - Ago-2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br>>. Acesso em: 2022a;

_____. **NT EPE-DEA-SMA-004-2022 - Análise Socioambiental das Fontes Energéticas do PDE 2031**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br>>. Acesso em: 2022b;

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **O sistema em Números - evolução da capacidade instalada no SIN - outubro 2022 / dezembro 2026.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022a;

_____. **Submódulo 4.2 dos Procedimentos de Rede - Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022b;

_____. **Submódulo 6.7 dos Procedimentos de Rede - Apuração de indisponibilidade, restrição da capacidade operativa e sobrecarga nas instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022c;

_____. **Submódulo 8.3 dos Procedimentos de Rede - Apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022d;

_____. **Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede – Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022e;

_____. **Manual de Classificação de Eventos do SATRA.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 2022f.

APÊNDICE

A - Nota Técnica nº 089/2022-SRT-SCT-SFE/ANEEL

Nota Técnica nº 89/2022-SRT-SCT-SFE/ANEEL

Em 18 de novembro de 2022.

Processo: 48500.005637/2002-31.

Assunto: Abertura de Tomada de Subsídios – TS com a finalidade de obter contribuições acerca da avaliação da regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo propor a abertura de Tomada de Subsídios – TS, a fim de coletar contribuições dos agentes intrasetoriais e da sociedade em geral, a respeito da avaliação da regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada e identificação de possíveis situações problemas e pontos de aprimoramento.

II – DOS FATOS

2. No período de 12 de março a 12 de junho de 2020, a ANEEL realizou a Tomada de Subsídios nº 3/2020, quando disponibilizou para contribuições da sociedade a Avaliação do Resultado Regulatório nº 2/2020, que tratou da qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica.

3. A Seção 4.3 das Regras de Transmissão, constante na Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica.

4. Em 2020, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE iniciou o processo de análise¹ do procedimento de apuração e contabilização da parcela variável.

5. Por meio da Portaria nº 6.705, de 7 de dezembro de 2021, foi aprovada a Agenda Regulatória da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para o biênio 2022/2023, na qual consta em seu item 31 a atividade de “Aprimoramento da regulamentação de qualidade associada

¹ SIC nº 48500.002198/2020-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da agência.



Pág. 2 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada”, sob o código TRA21-40.

6. Em 2021, a ANEEL se reuniu de forma remota com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em 4 oportunidades² para debater a respeito da fonte de dados que poderia ser utilizada para embasamento do estudo bem como discutir os resultados preliminares obtidos com o tratamento da base repassada pelo Operador.

7. Em 23 de março de 2022³, a pedido do grupo Eletrobras, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT se reuniu com o grupo para recepcionar seus entendimentos a respeito da aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI em diversos tipos de indisponibilidade de FT.

8. Através da carta CT-010/2022⁴, datada de 7 de abril de 2022, a ABRATE apresentou entendimento da aplicação do conceito jurídico de caso fortuito e força maior no âmbito do serviço público de transmissão de energia elétrica.

9. Em 3 de junho de 2022⁵, a pedido da Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE, a ANEEL se reuniu com a associação para recepcionar a apresentação de aspectos associados a caso fortuito ou força maior.

10. Em 7 de julho de 2022⁶, a pedido da ABRATE, a ANEEL se reuniu com a associação para recepcionar a experiência internacional estudada pela associação bem como sugestões de aprimoramentos na regulamentação⁷.

11. Nos dias 23 e 31 de agosto de 2022⁸, as Unidades Organizacionais – UORG da ANEEL se reuniram para nivelamento de aspectos relacionados a atividade TRA21-40 e discussão de situações problemas candidatas a possíveis temas para serem abordados na TS.

12. No dia 5 de setembro de 2022⁹, a ANEEL se reuniu com o ONS para discussão sobre a qualidade do serviço público de transmissão e possíveis aprimoramentos.

13. Nos dias 15 e 16 de outubro de 2022, a ANEEL esteve presente no II Seminário Internacional de Transmissão de Energia Elétrica – SINTRE, que abordou os temas: inovação, regulação e qualidade da prestação do serviço público.

III – DA ANÁLISE

² SIC nº 48552.000918/2021-00; 48552.001007/2021-00; 48552.001008/2021-00; 48552.001276/2021-00.

³ SIC nº 48552.000304/2022-00.

⁴ SIC nº 48513.010331/2022-00.

⁵ SIC nº 48552.000511/2022-00.

⁶ SIC nº 48552.000623/2022-00.

⁷ SIC nº 48513.018712/2022-00.

⁸ SIC nº 48552.000847/2022-00 e 48552.000874/2022-00.

SIC nº 48552.000878/2022-00.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

III.1 – Do histórico da regulação

14. O processo de regulamentação da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica foi conduzido contando com importantes contribuições de especialistas do setor elétrico e de diversas entidades ligadas ao assunto, bem como as diretrizes e os procedimentos estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST.

15. O início dessa construção remete aos anos de 2002¹⁰, e já na época percebe-se a preocupação da agência na utilização do conceito atualmente colocado como regulação baseada em dados e evidências, ou *data driven regulation*. Para isso o processo de construção regulatória contou com o uso de fontes de informação tanto de relatórios confeccionados pela academia¹¹, como dados de desempenho fornecidos por fabricantes, concessionários, associações, ONS e pesquisas internacionais.

16. A Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, marcou o arcabouço regulatório sobre o tema, não sem antes contar com período adaptativo de 1 (um) ano para sua vigência e duas prorrogações na regra de transição para o fator k, sendo aplicada integralmente a partir de 2012.

17. As premissas utilizadas nessa construção foram:

- a. a qualidade do serviço seria regulada por normativo da ANEEL;
- b. a qualidade do produto seria regulada pelos Procedimentos de Rede;
- c. o incentivo à disponibilidade se daria por meio da duração e frequência dos desligamentos de responsabilidade da transmissora;
- d. os incentivos deveriam permanecer ativos por tempo suficiente antes de atingir limites e passar a serem desconsiderados;

18. Assim, a formulação matemática, obtida a época e ainda vigente, para o caso geral de indisponibilidades pode ser verificada através da Equação 1.

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{Oj} \cdot PAOD_j) \right)$$

Equação 1 – Formulação geral para o cálculo da PVI.

19. Ao longo das participações públicas, a frequência dos desligamentos foi trabalhada como ponto de incentivo, no início, com formulação de que qualquer desligamento menor que 30 minutos¹² seria considerado com essa duração, passando para 20 minutos¹³ após a análise das

¹⁰ SIC nº 48500.005637/2002-31.

¹¹ Relatório “Regulação do Serviço da Transmissão: Definição dos Indicadores de Desempenho da Transmissão”, elaborado pela UFSC.

¹² Nota Técnica nº 016/2005-SRT/ANEEL, de 15/07/2005 (SIC nº 48552.074531/2005-00).

¹³ Anexo à Nota Técnica nº 011/2007-SRT/ANEEL, de 07/03/2007 (SIC nº 48552.000755/2007-00) – Relatório de Análise as Contribuições referentes à Audiência Pública nº 043/2005.



Pág. 4 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

contribuições em consequência da Audiência Pública – AP nº 43, de 2005. No entanto, a decisão final da ANEEL a época foi de direcionar o critério de frequência para a fiscalização da agência.

20. Adicionalmente, a regra previa o adicional de receita, com a divisão na proporção de 70-30% com os usuários, padrões de duração e frequência e diferenciação de aplicação a depender do momento da concessão do serviço e da submissão do fator k do ato autorizativo a despeito do constante em regra.

21. Avaliando o processo¹⁴, percebe-se que simulações foram feitas, de forma a chegar no ponto entendido como mais adequado à época, para permanência dos incentivos, e rápida recomposição das ocorrências. Assim, verifica-se na Figura 1 uma dessas simulações, onde para diferentes valores de k incidindo sobre outros desligamentos, mantendo o desligamento programado como zero, onde é verificada a relação da PVI em relação a RAP.

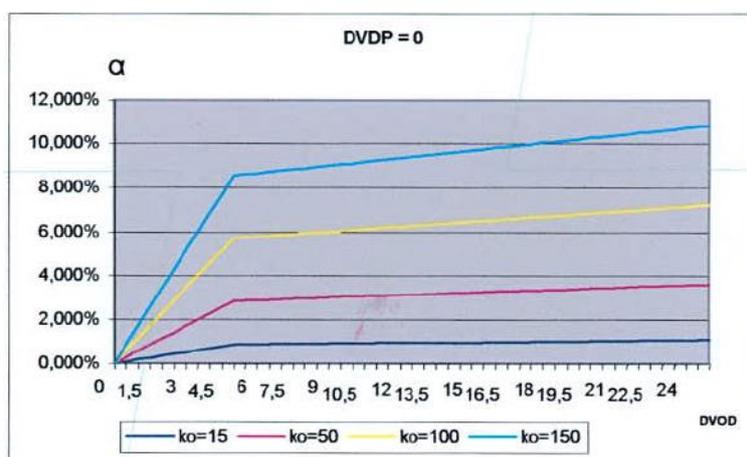


Figura 1 – simulações de valores de k para outros desligamentos – Fonte: ANEEL.

22. Observando a instrução processual, verifica-se a preocupação com a assimetria de informação que permeia esse tipo de regulamentação e o cuidado que se deve ter no alinhamento quanto as metodologias para levantamento dos indicadores.

“OBS.: Ressalta-se que os valores de Referência, obtidos por meio do Relatório ONS nº 2.1- 065/2003 (Rev.1) são em média 30% (trinta por cento) superiores aos obtidos por meio do Relatório de Desempenho das Funções que utiliza os dados do CNOS no período de 2000 à 2003.¹⁵”

23. Em 2014, novas discussões foram iniciadas a respeito de aprimoramentos pontuais na regulamentação da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica¹⁶. Para a emissão do que viria a ser a Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016, foram utilizados dados históricos que subsidiaram a tomada de decisão e avaliaram o impacto da Resolução

¹⁴ Nota Técnica nº 016/2005-SRT/ANEEL, de 15/07/2005 (SIC nº 48552.074531/2005-00).

¹⁵ Doc SIC nº 48513.019061/2021-00, página 24.

¹⁶ Nota Técnica nº 181/2014-SRT/ANEEL, de 17/06/2014 (SIC nº 48552.001791/2014-00).



Pág. 5 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

Normativa nº 270, de 2007¹⁷. Nessa instrução debateu-se os seguintes temas:

- Isenção de PVI para manutenções, como rebatimento da edição da Resolução Normativa nº 669, de 2015, que tratou dos Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de Rede Básica;
- Incentivo à intervenção em instalações energizadas;
- Ocorrências com múltiplos desligamentos;
- Aplicação de PVI e Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO para o risco de queimadas;
- Uso de equipamento reserva, com a suspensão do Pagamento Base – PB, ao invés da aplicação da PVI;
- Critério especial para energização parcial da FT Módulo Geral – MG;
- Imprecisão terminológica do termo “cabo”;
- Alterações na Parcela Variável na Entrada em Operação – PVA;
- Período de carência equipamentos energizados em vazio;

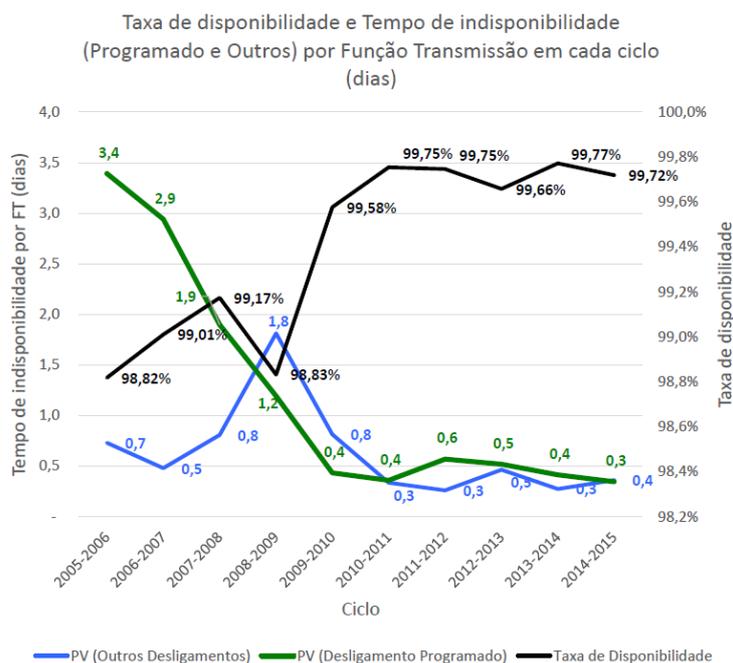


Figura 2 – Dados históricos que subsidiaram a tomada de decisão da Resolução Normativa nº 729, de 2016 – Fonte: ANEEL.

24. Em que pese a edição da Resolução Normativa nº 729, de 2016, já no ano de 2017, nova participação social foi iniciada para aprimoramentos com escopo definido pela Diretoria da ANEEL¹⁸. Para a emissão do que viria a ser a Resolução Normativa nº 782, de 19 de setembro de 2017, foram realizadas simulações para subsidiar algumas tomadas de decisão¹⁹. Nessa instrução debateu-se os seguintes temas:

¹⁷ Nota Técnica nº 026/2016-SRT/ANEEL, de 17/06/2016 (SIC nº 48552.001140/2016-00).

¹⁸ Nota Técnica nº 069/2017-SRT/ANEEL, de 28/06/2017 (SIC nº 48552.000712/2017-00).

¹⁹ Nota Técnica nº 094/2017-SRT/ANEEL, de 14/09/2017 (SIC nº 48552.000986/2017-00).

Pág. 6 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

- PVI em transformador trifásico, com diferenciação da aplicação do fator k;
- Programação eficiente de desligamentos;
- Impacto em desligamentos da FT MG, criando exceção para a configuração do disjuntor a depender da topologia;
- Aplicação da regra em todas as transmissoras, com a manutenção da diferenciação do k do ato autorizativo; retirada do adicional de receita e retirada dos padrões de duração do regulamento;
- Clareza quanto ao período de carência;
- Isenção no religamento de equipamento com limitação técnica;
- Caso fortuito ou força maior, onde se esclareceu que a superação das especificações de projeto, fabricação e procedimentos seriam condição necessária, mas não suficiente, para o enquadramento;
- Atualização monetária da Parcela Variável, onde se discutiu o uso da judicialização como ferramenta de maximização do custo de oportunidade do dinheiro;
- Nova discussão sobre ocorrências com múltiplos desligamentos, onde se verificou que o incentivo não atuou conforme imaginado no aprimoramento anterior;

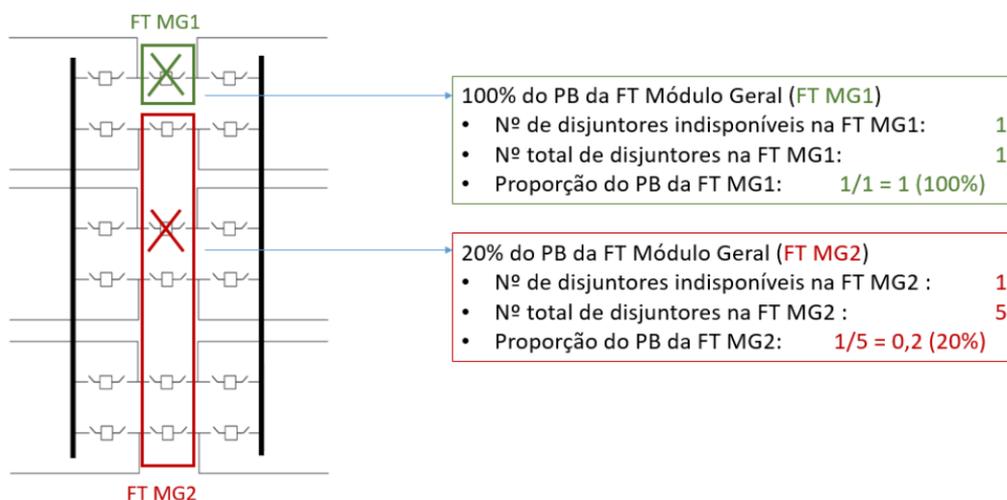


Figura 3 – Forma de apuração de indisponibilidades de disjuntores associados à FT MG, na configuração disjuntor e meio – Fonte: ANEEL.

25. Paralelamente aos aprimoramentos específicos da normativa, outras discussões permearam a forma de visualização da apuração da qualidade, como a Resolução Normativa nº 853, de 13 de agosto de 2019, que estabeleceu condições de qualidade para FT Conversora e a Resolução Normativa nº 864, de 10 de dezembro de 2019, que tratou da tele assistência e adicionou uma forma de aplicação da PVI. Ademais, em 2020, por meio do Relatório de Avaliação do Resultado Regulatório nº 2/2020/SRT/ANEEL²⁰ realizou-se a Avaliação do Resultado Regulatório – ARR da norma de qualidade, onde diversas questões foram direcionadas para estudos futuros²¹, debate esse que estamos nos propondo a fazer por meio do presente processo.

²⁰ Doc SIC nº 48552.000205/2020-00.

²¹ Nota Técnica nº 098/2020-SRT/ANEEL, de 27/11/2020 (SIC nº 48552.000970/2020-00).

Pág. 7 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

26. Sendo simplista e resumindo o histórico normativo, apesar da formulação matemática da PVI ser relativamente simples, o normativo vigente possui 19 formas distintas de isenções²² e 9 critérios especiais²³, totalizando 28 modos distintos de apuração no que tange a PVI, o que agrega complexidade ao processo, o torna muitas vezes subjetivo e dificulta sua automação. Dito isto questionamos:

Questão 1) Existe forma de simplificar o normativo sem correr o risco da diminuição dos níveis de disponibilidade conquistados? Qual(is)?

Questão 2) Existe experiência internacional ou nacional, mesmo que aplicada a outro tipo de serviço, que podemos nos inspirar para avaliação da qualidade do serviço público de transmissão? Qual(is)?

Questão 3) Em comparação com os demais países, como está o desempenho do sistema de transmissão brasileiro?

27. Com a análise dos pleitos referente a aplicação do regulamento ao longo de todos esses anos, bem como consolidado no parecer jurídico apresentado pela ABRATE na carta CT-010/2022, a PVI muitas vezes é entendida como sanção administrativa (penalidade) e não como aspecto de incentivo à maximização da disponibilidade, ou no caso de indisponibilidades (programadas ou não) a recomposição mais breve possível. Dito isto questionamos:

Questão 4) Como o regulamento da ANEEL pode comunicar melhor a apuração da qualidade como incentivo regulatório e não como sanção administrativa?

III.2 – Do processo de apuração da qualidade e seus rebatimentos

28. Intervenções ou distúrbios na rede de transmissão dão origem ao processo de apuração e contabilização da PVI. Paralelamente, diversos subprocessos são disparados em decorrência desses eventos, conforme pode ser verificado no mapeamento realizado na Figura 4.

29. O processo de apuração e contabilização como um todo envolve 2 diretorias e 5 gerências do ONS e as informações dessa rotina servem como insumos para diversas outras atividades.

30. A fiscalização responsiva da SFE utiliza dados de desligamento como critérios de seleção; no segmento de transmissão não é considerado a componente Q do fator X por entender que a PVI cumpre esse papel; valores de desconto da PVI impactam a tarifa contribuindo para a modicidade tarifária; dados de disponibilidade da transmissão são utilizados para avaliação no pagamento de cortes de geração associados a usinas eólicas; deságios dos leilões de transmissão embutem em sua composição aspectos regulatórios associados a qualidade histórica; e as

²² 17 descritas no item 5 + Caso fortuito ou força maior (item 6.7) + Queimada ou incêndio florestal (item 3.7) da Seção 4.3 das Regras de Transmissão.

²³ 6 descritas no item 6 + 20% devolução antecipada (item 4.2.6) + equipamento reserva remunerado (item 3.6) + assistência (item 3.1.3) da Seção 4.3 das Regras de Transmissão.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

transmissoras levam o desempenho dos equipamentos em consideração no planejamento e proposição das substituições ou melhorias de seus ativos.

31. Adicionalmente, desalinhamentos entre as transmissoras e o Operador no processo de apuração e contabilização da PVI tem o potencial de movimentar áreas técnicas e diretoria da ANEEL, bem como o poder judiciário.

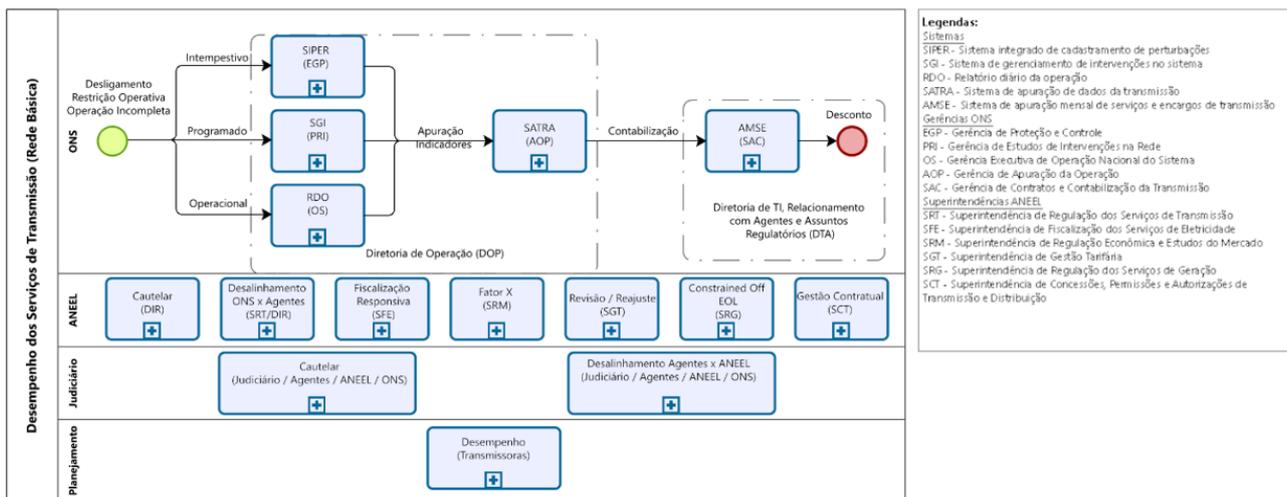


Figura 4 – Mapeamento de processos – Fonte: ANEEL.

32. Esse é o desenho processual que tem sido aplicado desde a Resolução Normativa nº 270, de 2007, no entanto, quando se compara a evolução do sistema e do número de agentes participantes bem como o horizonte de planejamento, percebe-se mudanças significativas no segmento de transmissão.

33. A Figura 5 e a Figura 6 buscam demonstrar essas diferenças temporais.

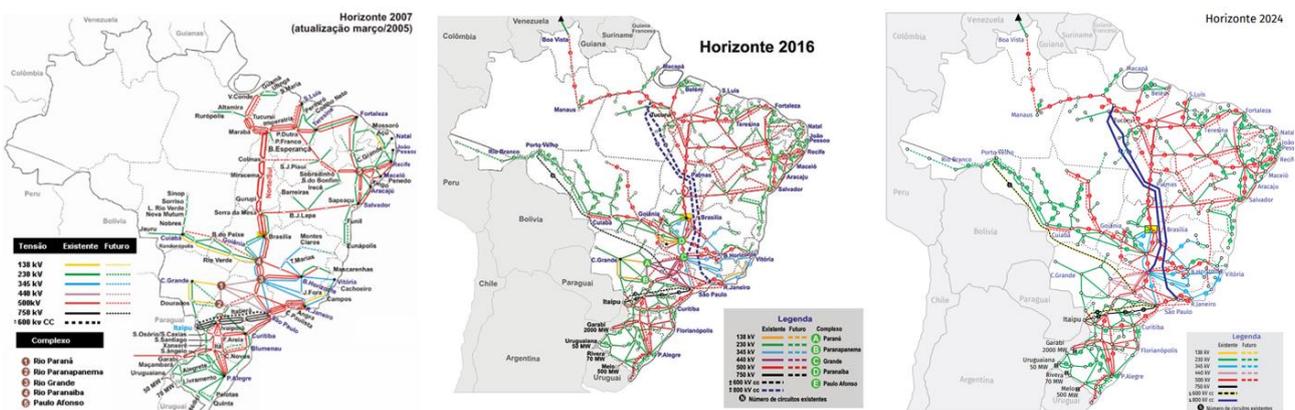


Figura 5 – Evolução do sistema de transmissão Brasileiro – Fonte: ONS.



Pág. 9 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

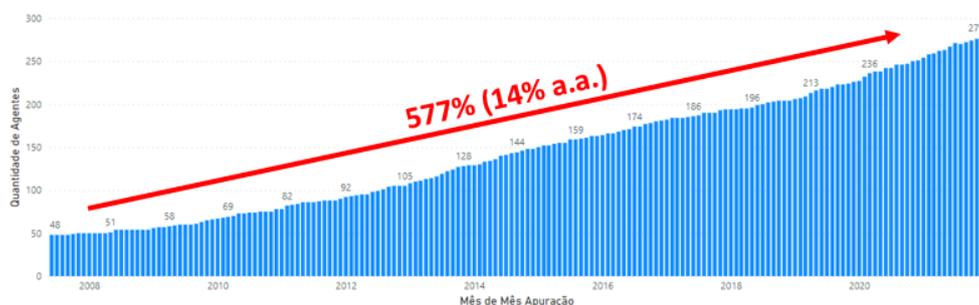


Figura 6 – Evolução do número de agentes de transmissão – Fonte: ONS.

34. Em que pese o crescimento do segmento de transmissão e a introdução de novos atores, o grau de consistência do processo de apuração entre transmissoras e o ONS é alto (aproximadamente 81%) e muitos dos eventos fazem jus a isenção de PVI (aproximadamente 53%²⁴). Dessa forma, dos 12 mil eventos por ano uma pequena parcela sai da esfera de atuação do ONS para discussão pela ANEEL e judiciário. Dito isso questionamos:

Questão 5) O processo vigente está preparado e atende a visão de futuro do sistema de transmissão ou precisa ser redesenhado ou repensado? Em quais pontos?

35. Ao longo dos últimos anos a Receita Anual Permitida – RAP tem aumentado e conseqüentemente, mantidos os níveis de desempenho e isenção, é esperado que o desconto de PVI em termos absolutos também se eleve. No entanto, olhando para a métrica PVI em relação a RAP, percebe-se que a variação não é significativa, ficando na média em 1,4%, conforme pode ser verificado na Figura 7.



Figura 7 – Relação PVI/RAP – Fonte: ONS.

36. Dado que o impacto da transmissão na tarifa é da ordem de 12%; até recentemente geradores possuíam a estabilização das tarifas; os custos de transmissão são repassados para os consumidores livres e os consumidores das distribuidoras; e esses consumidores são difusos, percebe-se que as discussões afetas a qualidade do serviço de transmissão se restringe aos atuantes no segmento de transmissão. Dito isso questionamos:

Questão 6) O esforço do processo de apuração e contabilização compensa o resultado? Justifique.



¹ Observação feita com relação ao número de eventos nos anos de 2016 a 2020.

Pág. 10 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

37. Mesmo que as discussões afetam a qualidade do serviço de transmissão não sensibilizem o debate por outros envolvidos fora do segmento, percebe-se que a relevância dos ativos de transmissão na tarifa tem aumentado e ocorrências nesse serviço tem o potencial de gerar crises e aumento dos custos setoriais quando de episódios de blecautes e outras indisponibilidades de instalações de transmissão. Dito isso questionamos:

Questão 7) Como fazer com que a apuração de qualidade da transmissão seja observada, monitorada e cobrada por todos os participantes do setor?

III.3 – Das observações e estudos preliminares

38. Dado que a PVI é responsável por 84% dos descontos monetários associados a aplicação da regulamentação de qualidade do serviço público de transmissão²⁵, o esforço no levantamento de dados, confecção de informações e debate desse projeto ficarão concentrados nessa aplicação. No entanto, discussões acessórias poderão ser realizadas nos demais institutos.

39. A análise exploratória dos dados foi concebida e realizada com a utilização da base do Sistema de Apuração de Dados da Transmissão – SATRA, sistema de insumo para a composição dos indicadores relacionados a qualidade²⁶. A extração foi realizada pelo ONS, a pedido da ANEEL, para os anos de 2017 a 2021, e é anexa a esta Nota Técnica.

40. Na transformação dos dados brutos em informação, as seguintes considerações foram feitas:

- a. A seleção do estado operativo foi realizada através do uso das condicionantes de desligamento automático; desligamento programado; desligamento de urgência; desligamento de emergência e desligamento por conveniência do agente como classificadores de “inapto a operação”, sendo os demais estados considerados como “apto a operação”;
- b. Para a estimativa de isenção da aplicação da PVI foram utilizados os classificadores: AMR; RDE; SAM; CNE; CFM; APP; MGI; STE; SON; AMG; PED; IND; ETC; FRA; FNI e INQ²⁷, sendo os demais estados considerados com aplicação da PVI;
- c. A forma de cálculo e apresentação dos resultados tiveram como base a duração real dos eventos.

41. Para o atual momento do estudo não vemos impacto no uso dessas premissas nem necessidade de refinamento da resolução dos dados ou da metodologia aplicada. Assim, apresentamos na Figura 8 informações observando sobre a ótica da disponibilidade e na Figura 9

²⁵ 13% associado a PVC, 2% a PVA e 1% a PVRO (ano base 2021).

²⁶ Submódulo 9.2 dos Procedimentos de Rede – Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração.

²⁷ A descrição das siglas apresentadas pode ser obtida no Manual de Classificação de Eventos do SATRA, disponível no site do ONS. Sempre que necessário, para o bom entendimento do presente relatório, a respectiva sigla será apresentada com sua descrição.



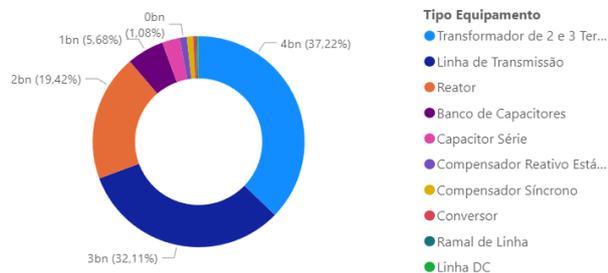
Pág. 11 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

informações observando sobre a ótica da indisponibilidade.

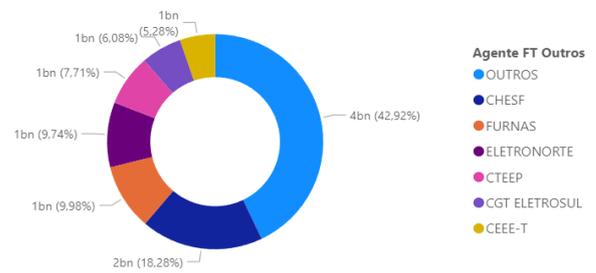
% Apto a operação and MediaMovel %Apto 12Meses by Year and Month



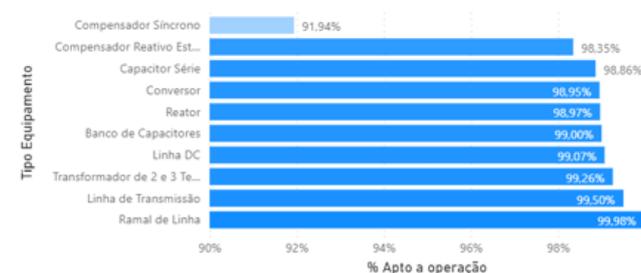
Duração Evento by Tipo Equipamento



DurEvenAgenApto by Agente FT Outros



% Apto a operação by Tipo Equipamento



% Apto a operação by Agente FT

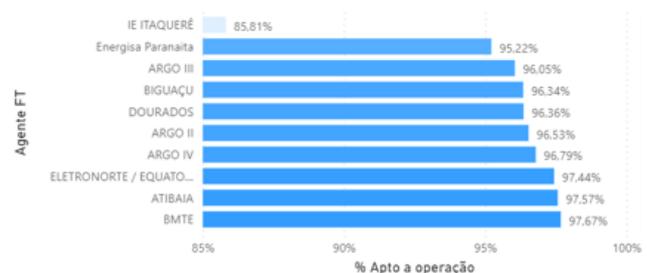
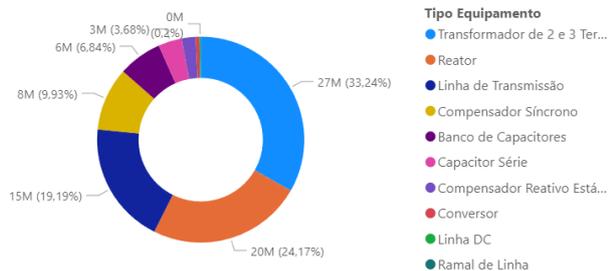


Figura 8 – Informações de disponibilidade – Fonte: ANEEL

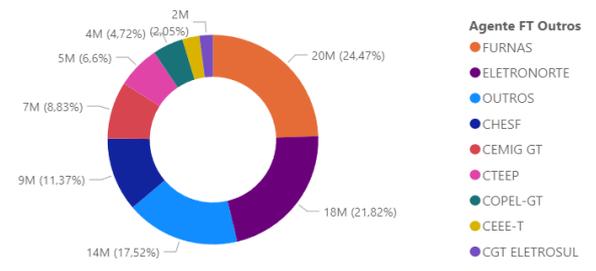
% Inapto a operação and MediaMovel %Inapto 12Meses by Year and Month



Duração Evento by Tipo Equipamento



DurEvenAgenInapto by Agente FT Outros



Pág. 12 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

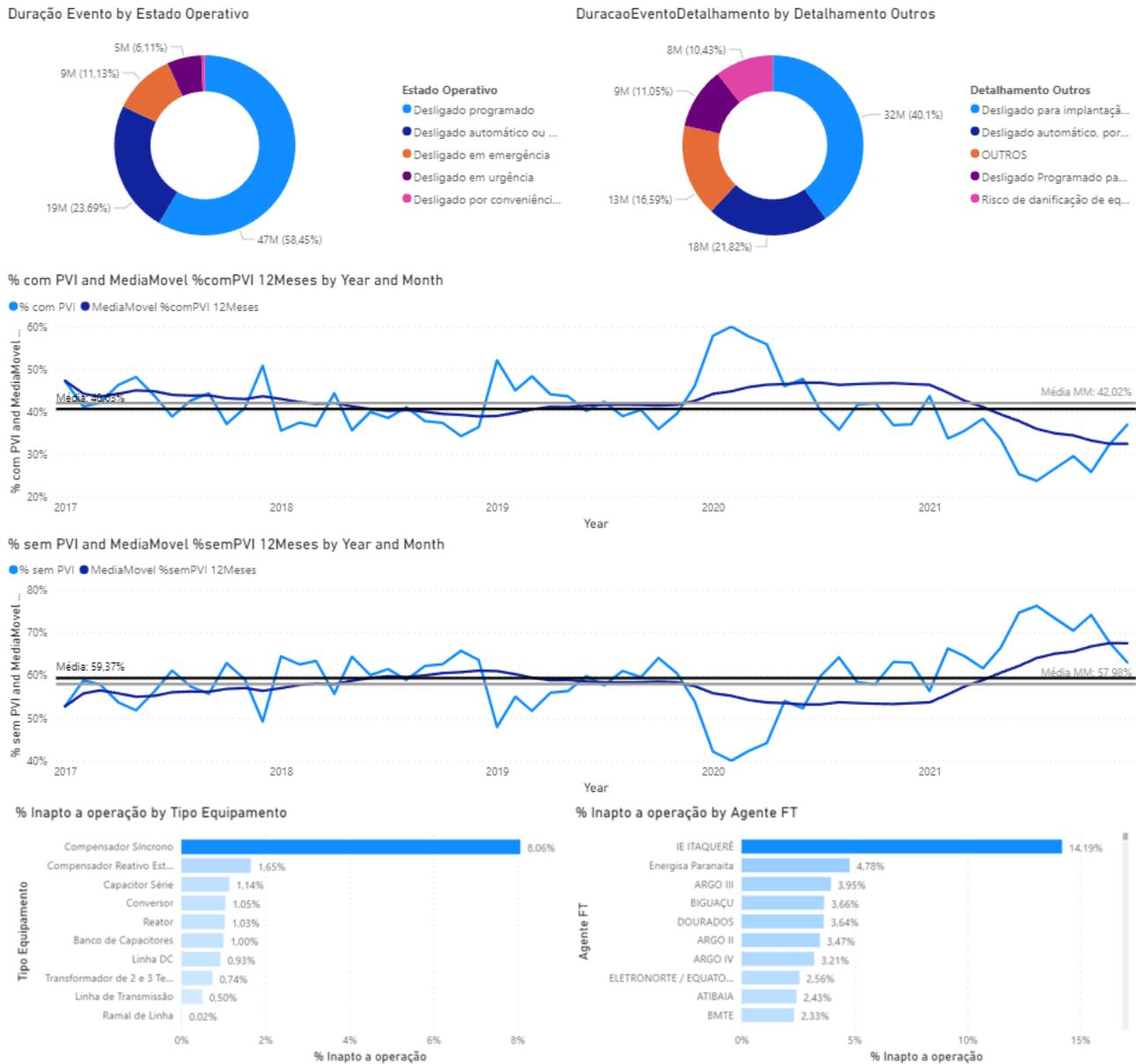


Figura 9 – Informações de indisponibilidade – Fonte: ANEEL

42. No período observado a disponibilidade média da Rede Básica foi de 99,2%, sendo a indisponibilidade, seu complementar (0,8%, ou, respectivamente, quase 73 horas por ano).

43. Em linha com a composição do sistema, quando se olha pela ótica da disponibilidade tem-se que o comportamento dos transformadores, linhas de transmissão, reatores e compensadores síncronos respondem por 89% do desempenho do sistema e 6 transmissoras respondem por 57% desse desempenho.

44. Pela ótica da indisponibilidade percebe-se uma maior participação dos compensadores síncronos, explicado pelo desempenho médio abaixo dos demais equipamentos, no entanto, a mesma composição de equipamentos citada no parágrafo anterior responde por 86% do desempenho do sistema e as mesmas 6 transmissoras passam a responder por 69% desse



Pág. 13 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

desempenho.

45. Avaliando por qualquer uma das óticas percebe-se distinções de desempenho tanto de empresas como de equipamentos, de tal modo que comparações diretas de desempenho podem gerar distorções. Sendo assim, questionamos:

Questão 8) Qual melhor agrupamento pode ser realizado para se comparar equipamentos? Justifique.

Questão 9) O agrupamento de família de FT constante no Anexo I da Seção 4.3 das Regras de Transmissão permanece fazendo sentido ou precisa ser repensado, remodelado ou redividido? Justifique.

Questão 10) Qual melhor agrupamento pode ser realizado para se comparar empresas? Justifique.

Questão 11) Qual melhor medida estatística ou de dispersão para se utilizar na medida do desempenho? Justifique.

Questão 12) Visando melhorar a comunicação, a regulação, monitoramento e acompanhamento dos indicadores deve ter como base a ótica da disponibilidade ou indisponibilidade? Apresentada de forma percentil ou horária? Qual o nível de detalhamento necessário (sistema, controlador, empresa, concessão, FT, equipamento)? Justifique.

Questão 13) Qual melhor agrupamento para apuração e contabilização (evento, mensal, anual, plurianual)? Justifique.

Questão 14) Quais impactos contratuais de alteração da forma de apuração e contabilização? Justifique.

46. Ainda observando sobre a ótica da indisponibilidade, percebe-se que 76% do tempo de indisponibilidade, é de alguma forma programada, sendo os eventos intempestivos responsáveis pelos demais 24%.

47. Adicionalmente, 4 categorias que detalham o desligamento respondem por 84% do tempo de indisponibilidade, onde desligamentos para implantação de ampliação, reforço e melhorias somam 40% desse tempo.

48. Percebe-se que a estimativa de aplicação da PVI em relação a isenção oscila em torno da proporção 40/60, ou seja, no período observado, em média aproximadamente 60% do tempo de



Pág. 14 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

indisponibilidade goza de algum tipo de isenção no desconto da PVI²⁸. Dito isso questionamos:

Questão 15) As isenções podem ser vistas como barreiras ao incentivo a inovações tecnológicas? Justifique.

49. Dado que um pequeno grupo de categoria responde por grande parte do uso das 19 possibilidades de isenções, questiona-se:

Questão 16) Visando a simplificação e com os devidos ajustes de incentivos, não seria adequado adotar a premissa de considerar todo evento no cálculo do indicador de qualidade (sem considerar isenções), sem a necessidade de avaliar a responsabilidade das empresas? Justifique.

50. Dado que a execução de obras responde por grande parte do tempo de indisponibilidade, que a introdução de eficiências nessa programação abre oportunidade de aumento do número de intervenções no sistema, ou melhoria dos níveis de disponibilidade, e tendo como base as discussões ocorridas para a emissão da Resolução Normativa nº 1.020, de 17 de maio de 2022, no qual chegou-se ao consenso que as melhorias fazem parte de gestão das transmissoras, questiona-se:

Questão 17) A isenção para realização de obras tem agregado ineficiências nas intervenções para esse fim? Justifique.

51. Dado que 65% do número de desligamentos dura até 30 minutos, 26% possuem duração acima de 2 horas²⁹, 25% dos desligamentos intempestivos não têm sua causa determinada³⁰, e uma das premissas originais da Resolução Normativa nº 270, de 2007, era também dar um sinal para a frequência de desligamentos, questiona-se:

Questão 18) Como a frequência de desligamentos pode ser incorporada à norma de qualidade da prestação do serviço público de transmissão, sem necessariamente envolver ações de fiscalização? Justifique.

52. Dado que as receitas das transmissoras prorrogadas, bem como das autorizações, obedecem ao perfil decrescente, e que tem aumentado a quantidade de ativos totalmente depreciados operando no SIN, questiona-se:

Questão 19) A redução de receita ao longo do tempo diminui o sinal de eficiência à qualidade da prestação do serviço público de transmissão? Justifique.

²⁸ Em que pese a aplicação da PVI ter sido estimada, para a categoria ampliação, reforço e melhorias, foi realizado estudo da proporção em que efetivamente houve a aplicação da PVI. No levantamento, utilizando dados do SATRA de 2019 e 2020, concluiu-se que mais de 83% do tempo utilizado nesse tipo de intervenção é isento. Assim, dado que a conclusão geral não é modificada com essa informação, optou-se por permanecer com o uso de estimativa da PVI no presente estudo, visando a simplificação do tratamento dos dados da base acessada.

²⁹ Dados SATRA com base nos anos de 2016 a 2020.

³⁰ Dados do SIPER com base no ano de 2021.



Pág. 15 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

53. Por conta do dispositivo 2.1.4 da Seção 4.3 das Regras de Transmissão, atualmente temos dois grandes grupos na aplicação do fator k. As concessões prorrogadas e aquelas licitadas após 1º de julho de 2016 estão submetidas às especificidades do fator k constante no Anexo I da Seção 4.3 das Regras de Transmissão, com distinções a depender da Família de FT, como por exemplo, cabo isolado, transformador trifásico e alguns equipamentos de compensação de reativos.

54. O outro grande grupo é composto por concessões licitadas antes de 1º de julho de 2016 e o fator k vigente para esse grupo é de 150 para outros desligamentos e de 10 para desligamentos programados, não havendo distinções entre Famílias de FT. Atualmente esse universo de aplicação corresponde a 205 contratos dos 292 em operação. Sendo assim, questionamos:

Questão 20) Visando a simplificação não seria adequado a consolidação do fator k e aplicação desse parâmetro para todos os contratos? Justifique.

55. Verifica-se que o desconto da PVI incide em base mensal e sobre a receita da FT. Essa forma de apuração e contabilização, possui benefícios, no entanto, dificulta a avaliação global de desempenho, tanto do ponto de vista da FT como da empresa, concessão ou outro modo de agrupamento. Assim, olhando para o segmento de distribuição, percebe-se que outras formas de regulação por incentivo são utilizadas para suprir essa lacuna, a exemplo da componente Q do fator X atualizada nos processos de revisão tarifária e o ranking e premiação anual de distribuidoras. Dito isso, questionamos:

Questão 21) De forma global, quais modos seriam adequados de observar e incentivar a qualidade no segmento de transmissão?

III.4 – Do atraso de obras

56. A regulamentação original da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, consubstanciada na Resolução Normativa nº 270, de 2007, foi baseada no princípio de que o atraso na entrada em operação comercial de uma FT significa que o serviço contratado não foi prestado, e, portanto, houve uma diminuição na qualidade desse serviço e a transmissora responsável não faz jus ao recebimento da receita plena associada a essa FT.

57. Assim, de acordo com esta Resolução, a aplicação da PVA deveria atender os seguintes critérios: i - o período de atraso era limitado a 90 dias para efeito de desconto; ii - o valor por dia de atraso nos primeiros 30 dias correspondia ao valor *pro rata-dia* do Pagamento Base – PB da FT; iii - o valor por dia de atraso no período entre o 31º dia e o 90º dia era de 25% do valor *pro rata-dia* do PB da FT; e iv - o valor total do desconto era aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes. Além disso, o valor do desconto por atraso na entrada em operação de uma FT devia ser aplicado sem prejuízo do que está previsto na então vigente Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, que tratava da imposição de penalidades.

Pág. 16 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

58. Na discussão que resultou na Resolução Normativa nº 270, de 2007, algumas transmissoras propuseram³¹ a eliminação da PVA por não considerarem o atraso como indisponibilidade e porque o não recebimento da RAP até a data de entrada em operação da FT e a manutenção da data estabelecida no contrato de concessão para efeito de contagem do prazo da concessão já caracterizariam penalidades por atraso. Tal proposta não foi acatada considerando-se que o período de atraso representa um serviço não prestado relacionado a FT e que os eventos motivadores dos atrasos arguidos pelas transmissoras como excludentes de responsabilidade seriam avaliados pela ANEEL com intuito de evitar a dupla penalização por um mesmo fato gerador.

59. Novos critérios para a aplicação da PVA foram adotados pela Resolução Normativa nº 729, de 2016, e mantidos quando da publicação do Módulo 4 das Regras de Transmissão vigente: i – o período de atraso continua limitado em 90 dias para efeito de desconto; ii – o valor por dia de atraso nos primeiros 60 dias corresponde a 25% do valor *pro rata-dia* do PB da FT; e iii – o valor por dia de atraso entre o 61º dia e o 90º dia corresponde ao valor *pro rata-dia* do PB da FT. Além disso, o valor da PVA é descontado em parcelas iguais nos 18 primeiros meses a partir da entrada em operação comercial da FT e o regulamento explicitou que a PVA aplicada pelo ONS poderá ser recontabilizada caso a ANEEL, mediante solicitação da concessionária de transmissão, isente parcial ou totalmente a responsabilidade da concessionária pelo atraso.

60. Nesse cenário, destaca-se que até 2016 as licitações de transmissão adotavam prazos de implantação pouco realistas (18 e 36 meses) e WACC pouco atrativo (5,57%). Dessa forma, os certames nessa época apresentavam baixa atratividade aos investidores, resultando numa elevada quantidade de lotes desertos (42,6%).

61. Após várias discussões sobre o assunto, a partir de 2016, além da revisão dos prazos de implantação para as instalações de transmissão licitadas, foram introduzidos, nos contratos de concessão, dispositivos que possibilitam a antecipação da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos contratados, desde que a operação comercial ocorra em data igual ou posterior à data de necessidade indicada no contrato e definida pelo Poder Concedente.

62. As cláusulas de antecipação constituíram uma possibilidade franqueada aos concessionários como medida de estímulo à eficiência na condução do empreendimento. Assim, se conseguir antecipar a entrada em operação do empreendimento, e, presente o interesse público na figura da data de necessidade estabelecida pelo planejamento, o empreendedor pode se beneficiar da RAP como contraprestação ao serviço prestado. Caso contrário, não sofre nenhum tipo de penalidade, uma vez que não há qualquer obrigação contratual para a antecipação.

63. Neste ponto, cabe destacar que a receita dos contratos licitados, que é blindada e sem vinculação a base de ativos da concessão, tem início de vigência na data de operação comercial, antecipada ou não, e dura até o fim do prazo de concessão. Isso significa que a antecipação ou o atraso resulta no aumento ou diminuição, respectivamente, do período de recebimento da RAP, influenciando a estruturação econômico-financeira da outorga. Já nas autorizações de reforços e melhorias, a receita fica atrelada aos ativos e, por isso, sua vigência coincide com a vida útil



¹ Doc SIC nº 48552.000755/2007-00.

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 94F28ADF006D29B4

Pág. 17 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

regulatória da FT autorizada.

64. Como se pode perceber, do ponto de vista da gestão econômico-financeira da outorga, a antecipação ou atraso do empreendimento licitado tem potencial de impactar economicamente o negócio de transmissão como incentivo que pode ser considerado mais efetivo do que eventual desconto de receita por atraso. Além disso, as penalidades contratuais que estão sendo aplicadas por atraso na entrada em operação pela ANEEL e que podem chegar a 10% do investimento estimado do contrato e que, caso não pagas, são suportadas pela garantia de fiel cumprimento do contrato, completam as ações regulatórias da ANEEL quando da não entrega dos projetos no prazo. Contudo, é importante ressaltar que, como visto, o incentivo a antecipação e a perda econômica da RAP estão restritos aos empreendimentos licitados, não estando presente naqueles autorizados como reforço ou melhoria.

65. Atualmente existem 2073 empreendimentos de transmissão concluídos ou em implantação cadastrados no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET, sendo 1500 (72%) autorizados como reforço/melhoria e 573 (28%) integrantes de contratos licitados. No que se refere ao atendimento dos prazos para operação comercial estipulados, a Figura 10 apresenta a situação desses empreendimentos.

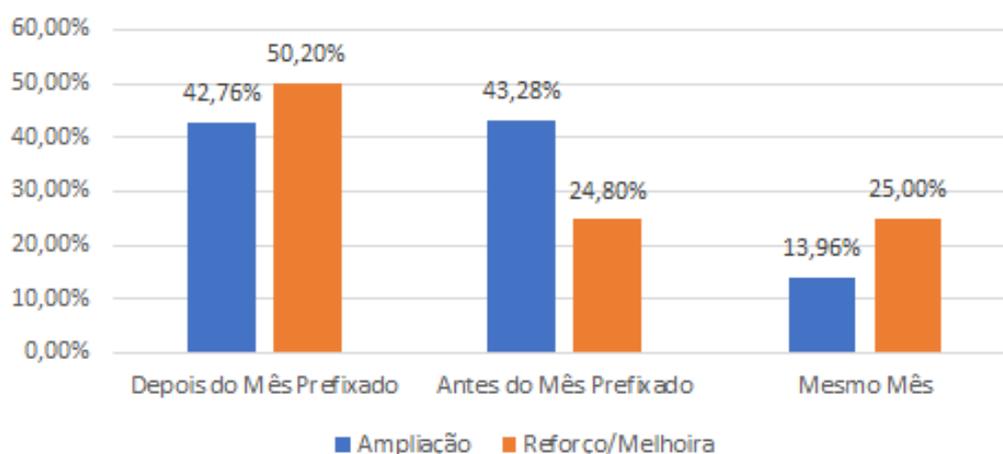


Figura 10 – Situação dos empreendimentos quanto ao prazo para operação comercial – Fonte: ANEEL.

66. Especificamente sobre os 493 empreendimentos que estão em implantação (161 ampliações e 332 reforços), a Figura 11 apresenta a situação em relação ao prazo contratual.

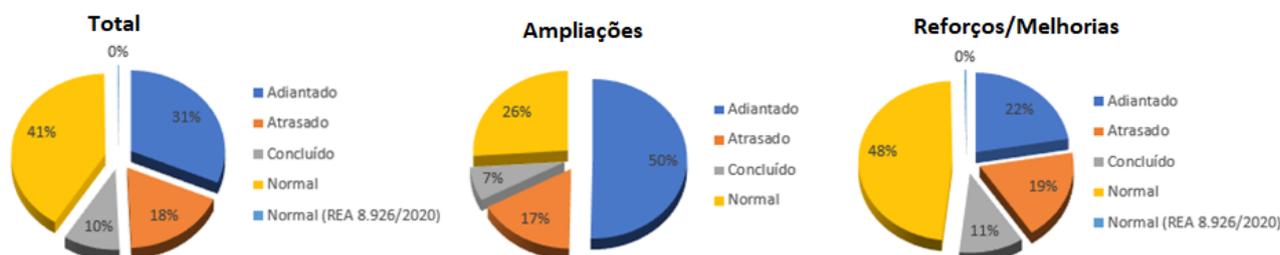


Figura 11 - Situação dos empreendimentos de transmissão – Fonte: ANEEL.

Pág. 18 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

67. Diante do exposto e considerando a contextualização apresentada, pergunta-se:

Questão 22) Os incentivos regulatórios para a entrega dos empreendimentos licitados estão adequados? Justifique e indique eventuais sugestões de aprimoramento.

Questão 23) Os incentivos regulatórios para a entrega dos empreendimentos autorizados estão adequados? Justifique e indique eventuais sugestões de aprimoramento.

III.5 – Do problema regulatório

68. De todo o exposto, percebe-se que a aplicação dos incentivos regulatórios depende do caso a caso, diferenciando tipos de equipamento, tecnologia, nível de tensão, topologia da instalação e demais especificidades. Os modos distintos de apuração agregam complexidade ao processo, e o torna muitas vezes subjetivo e dificulta sua automação. A ausência de clareza quanto a aplicação normativa pode gerar ineficiências na captura ou não de incentivos regulatórios previstos.

69. Dito isso, e seguindo as sugestões do Guia Orientativo para a Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR, emitido pela Casa Civil em junho de 2018³², sintetizamos o problema regulatório para elaboração do relatório de AIR, que servirá de subsídios para concepção das alternativas, conforme a seguir:

“Norma casuística, gerando complexidades, subjetividades e ineficiências no processo de apuração e nos incentivos associados à qualidade dos serviços de transmissão”

70. Seguindo as boas práticas para a problematização, principalmente no conselho dado pelo guia da Casa Civil, e transcrito a seguir, questiona-se:

“Deve-se evitar utilizar os seguintes termos para definir o problema: AUSÊNCIA, CARÊNCIA, OBSOLESCÊNCIA, INSUFICIÊNCIA, FALTA DE CAPACIDADE, INADEQUAÇÃO, DESCOORDENAÇÃO, BAIXA QUALIDADE, ATRASOS e INEFICIÊNCIA, CONFIABILIDADE, PERDAS, FRAGILIDADE, dentre outros.”

Questão 24) Você concorda com a sugestão de problema regulatório? Caso negativo, qual a sugestão de problematização a ser abordada no AIR?

III.6 – Da forma de coleta de contribuições da Tomada de Subsídios

³² https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/air/guias-e-ocumentos/diretrizesgeraisguiaorientativo_AIR_semlogo.pdf, páginas 36 a 40.



Pág. 19 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

71. As perguntas apresentadas nesta Nota Técnica e que servirão para a coleta de contribuições da sociedade estarão em formulário FORMS, disponível no *link*: <https://forms.office.com/r/AXvhSz3tyK> (QR CODE da Figura 12).



Figura 12 – QR CODE para o formulário eletrônico da Tomada de Subsídios

72. Além da sistemática descrita nessa Nota Técnica, também propomos a seguinte questão:

Questão 25) Caso deseje, escreva sua contribuição adicional.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

73. Esta Nota Técnica está fundamentada nos Art. 2º, Art. 6º, Art. 10, Art. 23, Art. 29, incisos VI, VII e X, Art. 31, incisos I, IV e VII e Art. 38 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Art. 3º e Art. 14, inciso IV da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Art. 2º, Art. 3º, inciso II, Art. 4º, incisos IV, XV e XVI, Art. 12 e Art. 16, inciso I do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020; Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST e Contratos de Concessão.

V - DA CONCLUSÃO

74. Pelo exposto, conclui-se pela necessidade de abertura de Tomada de Subsídios nos moldes apresentados nesta Nota Técnica, para delineamento de problemas e possível identificação de aprimoramentos regulatórios relacionados à regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

75. Recomenda-se abertura de Tomada de Subsídios, com período de contribuições de 60 dias, por meio de formulário eletrônico, com a finalidade de obter subsídios para avaliar a necessidade de intervenção regulatória que trate de aprimoramentos regulatórios relacionados à regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada.



Pág. 20 da Nota Técnica nº 89/2021 – SRT-SCT-SFE/ANEEL, de 18/11/2022.

(Assinado digitalmente)

FELIPE GABRIEL GUIMARÃES DE SOUSA
Especialista em Regulação de Serviços
Públicos de Energia Elétrica – SRT

(Assinado digitalmente)

BENEDITO CRUZ GOMES
Especialista em Regulação de Serviços
Públicos de Energia Elétrica – SRT

GLEISON ADRIANO DA SILVA

Estagiário em Regulação dos Serviços de
Transmissão – SRT

(Assinado digitalmente)

THAIS BARBOSA COELHO
Especialista em Regulação de Serviços
Públicos de Energia Elétrica – SCT

IVO SILVEIRA DOS SANTOS FILHO

Especialista em Regulação de Serviços
Públicos de Energia Elétrica – SFE

De acordo:

(Assinado digitalmente)

LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ
Superintendente de Regulação dos
Serviços de Transmissão – SRT

(Assinado digitalmente)

IVO SECHI NAZARENO
Superintendente de Concessões, Permissões e
Autorizações de Transmissão e Distribuição –
SCT

(Assinado digitalmente)

GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA
Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE

B - Tomada de Subsídios ANEEL nº 023/2022

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Processo: 48500.005637/2002-31

AVISO DE TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº. 023/2022

O SUPERINTENDENTE DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso da competência que lhe foi atribuída por meio da Portaria ANEEL nº 4.595, de 23 de maio de 2017,

COMUNICA que foi aberta a TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº 023/2022, com período para envio de contribuição de 22/11/2022 a 20/1/2023, por intercâmbio documental.

OBJETO: obter subsídios para o aprimoramento da atividade TRA21-40 da Agenda Regulatória da ANEEL biênio 2022/2023 que trata do aprimoramento da regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada.

A documentação objeto desta Tomada de Subsídios está à disposição dos interessados na internet, em <http://www.gov.br/aneel>, menu principal “Acesso à informação”, item “Participação Social”, subitem “Tomada de Subsídios”.

As contribuições devem ser encaminhadas por meio de formulário eletrônico, cujo link de acesso será disponibilizado na página da ANEEL, no caminho indicado acima.

Todas as contribuições recebidas nos canais acima indicados serão publicadas no site da Agência.

ANDRÉ RUELLI

AVISO DE TOMADA DE SUBSÍDIOS Nº. 023/2022. Processo: 48500.005637/2002-31 Objeto: obter subsídios para o aprimoramento da atividade TRA21-40 da Agenda Regulatória da ANEEL biênio 2022/2023 que trata do aprimoramento da regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão – FT em Corrente Alternada. Modalidade: Intercâmbio de documentos. Período para envio: 22/11/2022 a 20/1/2023. A íntegra deste Aviso está juntada aos autos e disponível no endereço eletrônico <http://www.gov.br/aneel>, no menu principal “Acesso à informação”, item “Participação Social”, subitem “Tomadas de Subsídios”.

ANDRÉ RUELLI

Superintendente de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública