

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO QUANTO À
APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL NO SERVIÇO
PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Autor: Fábio Ferreira Mendes Diniz
Orientador: Benedito Isaias Lima Fuly**

Itajubá 2021
MG – Brasil

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Fábio Ferreira Mendes Diniz

**ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO QUANTO À
APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL NO SERVIÇO
PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: **Sistemas Elétricos de Potência**

Orientador: **Benedito Isaias Lima Fuly**

Itajubá 2021
MG – Brasil

AGRADECIMENTO

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar forças para concluir esta dissertação com sucesso e a glória de cumprir mais uma etapa na minha vida pessoal e profissional.

Ao meu orientador e amigo, Benedito Isaias Lima Fuly, por me incentivar e contribuir, com seus conselhos e conhecimentos, em todas as etapas da dissertação, e à oportunidade de termos trabalhados juntos ao longo desses dois anos.

À minha querida família, Tatiane, Bernardo e Manuela, que foram meu porto seguro ao longo dessa caminhada. À minha mãe, Vera, e meu pai, Roberto, que me deram a base para ser a pessoa e profissional que sou hoje. Meu irmão, Eduardo, que sempre acreditou no meu potencial e foi um grande incentivador para concluir esta etapa.

Aos meus amigos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que desempenharam um papel importante na troca de ideias e sugestões sobre o tema abordado.

Por fim, agradeço a todos que participaram direta ou indiretamente deste trabalho.

RESUMO

A expansão do segmento de transmissão e a qualidade da prestação do serviço público de energia elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) têm papel fundamental no desenvolvimento e sustentabilidade do mercado de energia.

Tal serviço é realizado pelas concessionárias de transmissão mediante estabelecimento de uma Receita Anual Permitida (RAP) que está vinculada diretamente à disponibilidade plena dos seus ativos de transmissão para operação e coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conforme estabelecido nos Contratos de Prestação do Serviço Público de Transmissão (CPST). A primeira intervenção regulatória do segmento de transmissão ocorreu através da publicação da Resolução Normativa nº 270/2007, que estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica.

Com a crescente entrada em operação comercial dos ativos de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN), visto que este ramo tornou-se atrativo para as empresas nacionais e internacionais do setor de energia, gerou, em 2016, através da Resolução Normativa nº 729/2016, alterações na regulamentação que trata da apuração das indisponibilidades dos equipamentos de transmissão. Resolução esta que seria retificada através da Resolução Normativa nº 782, de 2017, com a finalidade de adequar pontualmente algumas regras e conceitos.

Devido a quantidade de resoluções em vigência que regem o tema da transmissão de energia elétrica no Brasil, foi publicada a Resolução Normativa nº 906, de 2020, que consolidou, em um único documento, todas as normas regulatórias.

A Parcela Variável consiste em um incentivo econômico para a manutenção da plena disponibilidade das instalações de transmissão. A sua aplicação não se caracteriza como penalidade por descumprimento normativo, mas como mecanismo de incentivo regulatório para redução dos tempos de atraso para a entrada em operação, indisponibilidade, ou de restrição operativa. Assim, a aplicação da Parcela Variável independe de avaliação de culpa ou dolo, sendo seu cômputo diretamente relacionado ao tempo de indisponibilidade ou de restrição operativa da Função Transmissão.

Portanto, o presente trabalho abordará um histórico do segmento de transmissão, o processo de apuração das indisponibilidades realizadas mensalmente pelo ONS e, através de indicadores e levantamentos estatísticos das perturbações e desligamentos da Rede Básica, que ocorreram entre os anos de 2013 a 2020, aferir o desempenho das Funções Transmissão que estão em operação comercial desde 2013, sob a perspectiva financeira, o impacto da Parcela Variável por Indisponibilidade nas receitas das transmissoras.

Assim, foram analisados os dados e as causas relativas às ocorrências da Rede Básica, a quantidade média de desligamentos, e os valores contabilizados e descontados das transmissoras, considerando o incentivo econômico trazido pela regulamentação, bem como os impactos da evolução dessa regulação na disponibilidade das Funções Transmissão.

Palavras-Chave: Parcela Variável por Indisponibilidade; Qualidade da Prestação do Serviço Público de Transmissão; Função Transmissão; Receita Anual Permitida; Indicadores.

ABSTRACT

The expansion of the transmission segment and the quality of the public electric energy service rendering of the Brazilian Electric System (SEB) have a fundamental role in the development and sustainability of the energy market.

Such service is performed by the transmission concessionaires through the establishment of an Annual Allowable Revenue (RAP) that is directly linked to the full availability of its transmission assets for operation and coordination of the National Electric System Operator - ONS, as established in the Contracts for the Provision of Public Transmission Service (CPST).

The first regulatory intervention in the transmission segment occurred through the publication of Normative Resolution 270/2007, which established the provisions for the quality of the public electric power transmission service, associated with the availability of the installations that are part of the Basic Grid.

With the growing commercial operation of transmission assets in the National Interconnected System (SIN), since this branch has become attractive to national and international companies in the energy sector, it generated in 2016, through Normative Resolution no. 729/2016, changes in the regulation that deals with the calculation of unavailability of transmission equipment; this resolution would be rectified through Normative Resolution no. 782 of 2017 with the purpose of adjusting some rules and concepts.

Due to the number of resolutions in force that govern the theme of electric energy transmission in Brazil, Normative Resolution no. 906 of 2020 was published, consolidating all the regulatory norms in a single document.

The Variable Portion consists of an economic incentive for the maintenance of full availability of the transmission facilities. Its application is not characterized as a penalty for non-compliance with regulations, but as a regulatory incentive mechanism for the reduction of delay times for start-up, unavailability or operating restrictions. Thus, the application of the Variable Part does not depend on the assessment of fault or malice, and its calculation is directly related to the time of unavailability or operational restriction of the Transmission Function.

Therefore, this work will address a history of the transmission segment, the calculation process of the unavailabilities performed monthly by ONS and, through indicators and statistical surveys of the disturbances and disconnections of the Basic Grid that occurred between the years 2013 and 2020, assess the performance of the Transmission Functions that have been in commercial operation since 2013 from a financial perspective, the impact of the Variable Installment for Unavailability on the revenues of the transmitters.

Thus, the data and causes related to the occurrences in the Basic Grid, the average quantity of disconnections and the values accounted and discounted from the transmitters were analyzed, considering the economic incentive brought by the regulation, as well as the impacts of the evolution of this regulation on the availability of the Transmission Functions.

KeyWords: Variable Portion of unavailability; Transmission Quality; Transmission Fuction- Annual Allowed Revenue; Indicators.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Contexto.....	16
1.2 Objetivo Geral.....	18
1.3 Objetivos Específicos	19
1.4 Relevância.....	19
1.5 Revisão Bibliográfica.....	20
1.6 Metodologia Utilizada	21
1.7 Contribuições Esperadas	22
1.8 Estrutura da dissertação	22
2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO	23
2.1 Sistema Interligado Nacional	24
2.2 Agentes Institucionais do Setor de Energia Elétrica	27
2.3 Concessões não licitadas e a Medida Provisória nº 579/2012	31
2.4 Concessões licitadas e o modelo de leilão de transmissão brasileiro	34
2.5 Relações Contratuais.....	37
2.6 A Remuneração pela Prestação do Serviço Público de Transmissão	41
2.7 Função Transmissão	43
3 HISTÓRICO DA QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE	
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	47
3.1 Medição da Qualidade do Serviço Público de Transmissão	48
3.2 Regulamentações aplicadas ao Serviço Público de Transmissão	49
3.2.1 Resolução Normativa nº 270/2007	50

3.2.2	Resolução Normativa nº729/2016	51
3.2.3	Resolução Normativa nº 782/2017	54
3.2.4	Resolução Normativa nº 905/2020	55
3.3	Parcela Variável.....	56
3.3.1	Parcela Variável por Indisponibilidade	57
3.3.2	Parcela Variável por Restrição Operativa	59
3.3.3	Parcela Variável por Cancelamento de Programação.....	60
3.3.4	Parcela Variável por Atraso	61
3.3.5	Parcela Variável do Equipamento Reserva.....	61
3.4	Limites de Descontos	62
3.5	Fatores Multiplicadores e Padrão de Frequência	63
4	PROCESSO DE APURAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO.....	65
4.1	Apuração Técnica de Serviços de Transmissão	65
4.1.1	Classificação quanto ao Estado Operativo.....	71
4.1.2	Classificação quanto à Condição Operativa.....	72
4.1.3	Classificação quanto ao Detalhamento para Apuração.....	73
4.1.4	Classificação quanto à forma de Contabilização	74
4.2	Apuração Financeira de Serviços de Transmissão.....	75
4.3	Sistemas Computacionais utilizados no Processo da Apuração da Transmissão	76
5	RESULTADOS DA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO.....	80
5.1	Análise Estatística das Perturbações da Rede Básica	80
5.2	Análise Estatísticas dos Desligamentos da Rede Básica.....	82
5.3	Análise da Disponibilidade das Instalações de Transmissão da Rede Básica	85
5.4	Análise do Impacto da Parcela Variável na Receita Anual Permitida	

6 CONCLUSÕES	91
6.1 Perspectivas e Trabalhos Futuros	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de Transmissão Brasileiro - Horizonte 2024 (Fonte: ONS) ..	26
Figura 2 - Agentes Institucionais do Setor Elétrico brasileiro	31
Figura 3 - Governanças dos leilões (Fonte: Instituto Acende Brasil)	36
Figura 4 - Quantidade de CPST assinados entre os anos de 1998 e 2019 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)	38
Figura 5 - Quantidade de CCT assinados entre os anos de 1998 e 2019. (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)	39
Figura 6 - Quantidade de CUST assinados entre os anos de 1998 e 2019 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)	40
Figura 7 - Quantidade de CCI assinados entre os anos de 1998 e 2020 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)	40
Figura 8 - Relações Contratuais entre concessionárias de transmissão, usuários da rede e o ONS. (Fonte: ONS)	41
Figura 9 - Pagamento da RAP ao segmento de transmissão (Fonte: ONS)	42
Figura 10- Características da FT-Transformação (Fonte: Diagrama Unifilar da SE Anhanguera-SP).....	45
Figura 11 – Número de Funções Transmissão no SIN entre o período de 2007 a 2020 (Fonte: Base de Dados do sistema SACT do ONS)	46
Figura 12 - Etapas do Processo da Apuração de Desligamentos (Fonte: Autoria Própria)	68
Figura 13 - Apuração dos Desligamentos das Funções de Transmissão da Rede Básica e Interligações Internacionais (Fonte: ONS).....	76
Figura 14 - Sistemas utilizados para apuração técnica dos serviços de transmissão (Fonte: Autoria Própria)	78
Figura 15- Sistemas utilizados para apuração financeira dos serviços de transmissão (Fonte: Autoria Própria)	79
Figura 16- Perturbações na Rede de Operação entre o período de 2013 a 2020 (Fonte: SIPER - ONS)	81
Figura 17- Causas das Perturbações na Rede de Operação (Fonte: SIPER- ONS)	81

Figura 18- N° de Desligamentos x N° de Desligamentos Contabilizados da Rede Básica (Fonte: AMSE e SATRA - ONS)	83
Figura 19 - Número de Desligamentos da Rede Básica entre os anos de 2013 a 2020 (Fonte: SATRA - ONS).....	84
Figura 20- Percentual de Desligamentos por tipo de equipamento entre os anos de 2013 a 2020 (Fonte: SATRA - ONS).....	84
Figura 21- Histórico da Disponibilidade das Funções Transmissão (Fonte: Sistema SATRA - ONS)	86
Figura 22- Histórico da Disponibilidade por Função Transmissão Compensação Reativa (Fonte: Sistema SATRA - ONS).....	86
Figura 23- IPV da Função Transmissão - Controle de Reativo (Fonte: Sistema AMSE – ONS)	88
Figura 24- Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Controle de Reativo (Fonte: Sistema AMSE - ONS)	88
Figura 25- IPV da Função Transmissão- Transformação (Fonte: Sistema AMSE – ONS)	89
Figura 26 - Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Transformação (Fonte: Sistema AMSE - ONS)	89
Figura 27- IPV da Função Transmissão- Linha de Transmissão (Fonte: Sistema AMSE – ONS)	90
Figura 28 - Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Linha de Transmissão (Fonte: Sistema AMSE - ONS).....	90

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Instalada do SIN - Horizonte 2020-2024 (Fonte ONS: PMO março-2020)	25
Tabela 2- Expansão da rede de transmissão do SIN - Horizonte 2015-2024 (Fonte: ONS)	25
Tabela 3 - Redução da RAP por concessão após a vigência da MP nº 579/2012 (Fonte: Barros, 2015).....	34
Tabela 4 - Topologia da Função Transmissão (Fonte: Resolução Normativa nº 729/2016 - ANEEL).....	43
Tabela 5 - Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e fatores Ko e Kp (Fonte: Resolução Normativa 729/2016 - ANEEL)	64
Tabela 6- Classificação quanto ao Estado Operativo da Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)	71
Tabela 7- Classificação quanto à Condição Operativo da Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)	72
Tabela 8 - Classificação quanto ao Detalhamento da Apuração de uma Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)	73
Tabela 9- Classificação quanto à forma de Contabilização de uma Função de Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)	75
Tabela 10- Histórico das Perturbações (Fonte: SIPER- ONS)	82

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

AMSE - Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ABRATE - Associação Brasileira das Transmissoras de Energia Elétrica

ABDIB - Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base

BISE - Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no Sistema Interligado Nacional

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCI - Contrato de Compartilhamento das Instalações

CCT - Contrato de Conexão da Transmissão

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CUST - Contrato do uso do Sistema de Transmissão

CPST - Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUST - Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

FT - Função Transmissão

GERCAD - Sistema de Gerenciamento do Cadastro da Base de Dados Técnica

IPIE - Informe Preliminar de Interrupção de Energia no Sistema Interligado Nacional

Kp - Fator Multiplicador para Desligamentos Programados

Ko: Fator Multiplicador para Outros Desligamentos

MME - Ministério de Minas e Energia

MUST - Montante de Uso do Sistema de Transmissão

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR - Plano de Ampliações e Reforços

PET - Plano de Expansão da Transmissão

PELP - Plano de Expansão de Longo Prazo

PB - Pagamento Base

PV - Parcela variável

PVI - Parcela Variável por Indisponibilidade

PVRO - Parcela Variável por Restrição Operativa

PVA - Parcela variável por Atraso em Entrada em Operação

RAP - Receita Anual Permitida

RDO - Relatório Diário da Operação

SACT - Sistema de Administração de Contratos da Transmissão

SAM - Sistema de Acompanhamento de Manutenções

SATRA - Sistema de Apuração de Dados do Sistema de Transmissão

SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão

SGI - Sistema de Gestão de Intervenções

SIN - Sistema Interligado Nacional

SIPER - Sistema de Perturbações

TUST_{RB} - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica

TUST_{FR} - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica de Fronteira

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era constituído pelas empresas estatais que eram responsáveis pelo planejamento e operação do sistema. Temos, portanto, de acordo com Gomes, que:

Nesta conjuntura, as empresas federais ficavam responsáveis pela produção e transporte de energia, enquanto as empresas estaduais transmitiam e distribuíam a energia para os diversos consumidores.

[...]Com a crise econômica na década de 1980, que culminou em políticas de cortes de gastos públicos, o setor teve sua capacidade de investimento reduzida, e as obras dos segmentos de geração e transmissão foram sendo paralisadas.

[...]Em 1995, o setor elétrico passou por uma grande mudança estrutural, atraindo a iniciativa privada para exploração dos serviços públicos por meio de licitações das concessões, retomando, assim, os investimentos em infraestrutura, no país.

[...]Tal reestruturação levou à desverticalização de processos antes concentrados em empresas do setor¹, e a privatização de companhias de geração e distribuição de energia. A transmissão se manteve como um monopólio natural devido à natureza do serviço prestado, onde não há economias de escala, e outras vantagens inerentes à competição dos agentes na operação dos ativos (GOMES, 2012).

A lei nº 9.427, de dezembro de 1996 (BRASIL, 1996), instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com a políticas e diretrizes do governo federal. 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. Assim:

Após a abertura do mercado para a iniciativa privada, incluindo o capital estrangeiro, o modelo institucional do setor elétrico brasileiro se tornou um ambiente competitivo nos segmentos de geração e de comercialização de energia, enquanto os segmentos da transmissão e distribuição se mantiveram como ambientes regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. (GOMES, 2012).

¹O processo de desverticalização não foi completo, uma vez que as atividades de Geração e Transmissão podem ser exploradas pelo mesmo agente econômico.

A lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 (BRASIL, 1995), garantiu o livre acesso ao sistema de transmissão e criou a Rede Básica ²(RB) do Sistema Interligado Nacional ³(SIN), compostas pelas instalações existentes, e por aquelas que viriam a ser objeto de concessão por meio de licitação. O serviço público de transmissão de energia elétrica é aquele prestado mediante a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão, incluindo, também, os serviços de administração, que são regulados por padrões estabelecidos na legislação e nos Contratos de Concessão de serviço público, celebrados entre a União e cada uma das concessionárias. Após o certame licitatório, o agente de transmissão vencedor do lote ofertado no leilão celebra o contrato de concessão por intermédio da ANEEL, com o Poder Concedente, com o objetivo de explorar a remuneração acordada durante a vigência do contrato das instalações de transmissão, que devem ser construídas e operar dentro dos prazos estipulados. Após a assinatura do devido contrato de concessão, o agente tem o prazo de até 90 dias para assinar junto ao ONS o CPST.

Através do Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão⁴ (CPST) celebrado junto ao ONS, as concessionárias de transmissão assumem a responsabilidade pela operação e pela manutenção das instalações, e autorizam o “Operador” a representá-los perante os usuários da rede. Em contrapartida, os agentes recebem uma Receita Anual Permitida – RAP⁵, independentemente do fluxo de energia que passa pelos ativos de transmissão, sendo descontados mediante as regras estabelecidas na Resolução Normativa nº 905, de 2020, caso ocorra algum tipo de indisponibilidade desses equipamentos.

Os anexos dos CPSTs e seus respectivos aditivos são elaborados anualmente pelo ONS, e disponibilizados para assinatura das transmissoras a cada revisão tarifária ou mudança na topologia da rede. Nestes documentos, são informados por instalação de transmissão os valores dos Pagamentos Base (PB)⁶, que equivalem ao

² Rede Básica é constituída por instalações com tensões iguais ou superiores a 230 kV, integrantes de concessões de serviços públicos de transmissão [35].

³ São instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente.

⁴ Contrato celebrado entre o ONS e as concessionárias de transmissão detentoras de instalações de transmissão integrantes da Rede Básica.

⁵ Receita de direito das concessionárias de transmissão para disponibilizar suas instalações para operação do ONS.

⁶ Parcela equivalente ao duodécimo da RAP, associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõe uma Função Transmissão.

duodécimo de sua RAP. Neste documento também são informadas as capacidades operativas⁷ de curta e longa duração de cada instalação de transmissão.

Com o início dos primeiros editais de leilão de transmissão (1999-2000) já se previa, nos contratos de concessão e nos seus respectivos CPSTs, a metodologia de desconto da Parcela Variável na RAP das transmissoras, decorrentes de licitação pela efetiva disponibilidade das Funções Transmissão (FT).

Uma vez que era fundamental haver um tratamento equânime entre os agentes do segmento de transmissão, a ANEEL, em junho de 2007, publicou a Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, que “estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica”. (ANEEL,2007).

Com o passar dos anos, verificou-se a necessidade da análise do desempenho das instalações de transmissão e possíveis ajustes na regulação, incentivando o aumento da disponibilidade das Funções Transmissão. Sendo assim, a Resolução Normativa nº 729, de 2016 (ANEEL, 2016), revogou a Resolução Normativa nº 270, de 2007, e trouxe aprimoramentos para a regulamentação da qualidade do serviço de transmissão. Posteriormente, a revisão de alguns artigos da Resolução Normativa nº 729, de 2016 (ANEEL, 2016), pela Resolução Normativa nº 782, de 2017 (ANEEL, 2017), teve como objetivo ajustar alguns pontos da norma para adequá-la ao sinal econômico necessário para incentivar a plena disponibilidade e capacidade operativa da FT, equilibrando os impactos do regulamento com a qualidade esperada para o serviço de transmissão.

1.2 Objetivo Geral

Diante do crescimento da malha de transmissão e das constantes mudanças regulatórias pelas quais tal segmento passou aos longos dos últimos anos, trazendo complexidade na aplicabilidade e interpretação das regras nos conceitos e nas análises das indisponibilidades, tanto para os agentes, quanto para o NOS, o presente trabalho tem como objetivo analisar e mensurar os resultados obtidos referentes ao desempenho das instalações de transmissão de energia elétrica, no Brasil. Sendo assim, foram consideradas medidas referentes às durações de disponibilidade e

⁷ Corresponde ao valor nominal de corrente estabelecida no projeto de um equipamento.

indisponibilidade; classificadores quanto à troca de estado ou condição operativa de uma Função Transmissão, utilizadas pelo ONS para classificar uma indisponibilidade; valores de Receitas Anuais Permitidas das transmissoras e, por fim, o número de desligamento e perturbações ocorridas na Rede Básica, no período de 2013 a 2020.

Ademais, para se ter o entendimento necessário de como os dados são produzidos e estão sendo utilizados neste trabalho, é de extrema importância detalhar o processo de apuração e contabilização das indisponibilidades ocorridas no sistema de transmissão, denominado Parcela Variável, realizado mensalmente pelo ONS.

1.3 Objetivos Específicos

Para se conseguir o objetivo geral proposto, são elencados, abaixo, os objetivos específicos a serem alcançados:

- i. Análise das mudanças regulatórias referentes à prestação da qualidade de serviço público de transmissão de energia elétrica.
- ii. Levantamento e análise da base de dados dos sistemas computacionais do ONS que dão suporte ao processo de apuração e contabilização das indisponibilidades programadas e intempestivas.
- iii. Levantamento da base de dados do Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) da ANEEL com as Receitas Anuais Permitidas das Transmissoras.
- iv. Indicadores que permitam uma análise referente ao desempenho do segmento de transmissão, com base na regulamentação vigente.

1.4 Relevância

As concessionárias de transmissão de energia elétrica desempenham um papel fundamental na integração da infraestrutura brasileira e na qualidade de vida da população. Sendo assim, se faz necessário aferir a qualidade da prestação do serviço público de transmissão, que está em constante discussão entre os agentes, as instituições governamentais, e as associações do setor elétrico, visando a maior disponibilidade dos ativos de transmissão, bem como a frequência de desligamentos que possa causar impacto na operação e na confiabilidade do sistema interligado.

O resultado obtido se torna relevante ao desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, na medida em que auxilia nas discussões sobre o aprimoramento da regulamentação que trata da qualidade do serviço público de transmissão.

1.5 Revisão Bibliográfica

Almeida (2010) apresenta um estudo sobre os desligamentos ocorridos entre os anos de 2005 e 2009, identificando o impacto regulatório implementado pela Resolução Normativa nº 270, de 2007, em relação ao desempenho das concessionárias de transmissão não licitadas. O autor propõe ajuste nos parâmetros referentes aos padrões de desligamentos estabelecidos pela regulamentação supracitada. Segundo sugere Afonso (2008), um método para o cálculo da Parcela Variável baseado no uso do sistema de transmissão, ou seja, um valor de fluxo (MW), calculado através dos intercâmbios bilaterais equivalentes (*Equivalent Bilateral*). A Análise se baseia na simulação de falhas de três sistemas testes (5, 14 e 24 barras).

No estudo, não é inserida qualquer restrição de capacidade operativa, de modo que não se pode afirmar quais eventos impactam no corte de carga, exceto nos casos em que a carga é atendida pelo sistema radial.

De Aquino (2010) apresenta, detalhadamente, os princípios fundamentais da Resolução Normativa nº 270, de 2007, e sugere propostas a serem implementadas na operação dos sistemas de potência. São destacados, com base em simulações com dados reais das transmissoras, o impacto da Parcela Variável (PV) na RAP das concessionárias de transmissão, e são elencadas algumas sugestões de revisão nos procedimentos operativos.

Jesus (2008) faz um detalhamento sobre o funcionamento da PV e um resumo acerca dos estudos de confiabilidade. Através de simulações de seis casos passíveis de aplicação da Parcela Variável, é feita uma avaliação que propõe identificar se as ocorrências que causam maiores prejuízos à sociedade brasileira são, de fato, os desligamentos que sofrem maiores penalizações. Concluiu-se que não há uma relação direta entre a penalização e o impacto no consumidor final.

Cordeiro (2013) elabora um estudo identificando possíveis parâmetros de aferição da qualidade do serviço público de transmissão pela importância sistêmica das Funções Transmissão e apresenta uma metodologia, mantendo os critérios de

aplicação da Parcela Variável (PV). Ainda, determina requisitos mínimos associados à Energia Não Suprida (ENS). O autor aborda algumas normas de apuração adotadas em outros países.

Os trabalhos de Catelmo (2014) e Prudêncio (2019) possuem objetivos semelhantes, realizando uma análise dos leilões de transmissão de energia elétrica a fim de verificar se os agentes têm atendido aos prazos regulamentares na entrada em operação das obras, e possíveis causas dos atrasos destas instalações.

Os trabalhos de Filho (2014) e Barros (2015), em partes, se assemelham com o apresentado na presente dissertação, buscando analisar o impacto regulatório nas instalações de transmissão, tanto financeiros quanto operativos.

Por fim, os trabalhos de Diniz (2021) e GRUDTNER (2021) relatam o histórico da regulamentação que trata o segmento de transmissão, e apresentam a evolução e o desempenho das instalações de transmissão ao longo dos anos, bem como os desafios encontrados com as constantes mudanças regulatórias para apuração das indisponibilidades.

1.6 Metodologia Utilizada

Para elaboração deste trabalho foram realizadas diversas pesquisas através da leitura de artigos, livros, textos, dissertações da literatura especializada, Resoluções Normativas e Notas Técnicas emitidas pela ANEEL, além do levantamento da base de dados dos sistemas computacionais do ONS.

Tomando como base os materiais levantados, foram definidos os objetivos da dissertação mantendo o foco na análise do desempenho das Funções Transmissão da Rede Básica entre o período de 2013 a 2020.

Nos capítulos 2 e 3, buscou-se verificar o estado da arte, abordando os aspectos regulatórios e contratuais que regem a qualidade da prestação do serviço público de transmissão, que sofreu e vem sofrendo diversas alterações ao longo dos anos; também foi apresentado o processo de apuração das indisponibilidade dos equipamentos de transmissão, que se tornou mais complexos diante das constantes mudanças de regras e, finalizando, foram apresentados os sistemas computacionais que dão suporte a toda esta cadeia da apuração.

1.7 Contribuições Esperadas

Espera-se que as análises e a complexidade no processo de apuração da transmissão apresentadas sirvam como base para próxima intervenção regulatória quanto à qualidade da prestação do serviço público de transmissão.

1.8 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, da seguinte maneira:

Capítulo 1 – *Introdução* – Este capítulo apresenta uma introdução sobre o tema que será abordado ao longo da dissertação, os objetivos, metodologia utilizada, relevância deste estudo, além das contribuições esperadas.

Capítulo 2 – *Aspectos Regulatórios do Segmento de Transmissão* – Neste capítulo são apresentados o sistema de transmissão brasileiro, os agentes institucionais, bem como as relações contratuais e os tipos de outorga que regem o segmento de transmissão.

Capítulo 3 – *Histórico da Qualidade do Serviço Público de Transmissão* – São abordados, nesse capítulo, todas as regulamentações do segmento de transmissão, bem como o conceito, a metodologia e as regras de aplicação das Parcelas Variáveis.

Capítulo 4 – *Processo de Apuração da Qualidade do Serviço Público de Transmissão* – Neste capítulo são apresentados os processos e sistemas computacionais utilizados pelo ONS para realização da apuração técnica e financeira quando ocorre algum tipo de indisponibilidade de equipamento da Rede Básica.

Capítulo 5 – *Resultados da Análise do Desempenho do Segmento de Transmissão* – Neste capítulo são analisados o desempenho das Funções Transmissão entre o período de 2013 a 2020 através de indicadores e dados estatísticos de desligamentos e perturbações que permitem aferir se o serviço prestado pelos agentes de transmissão está aderente aos objetivos da regulamentação.

Capítulo 6 – *Conclusões* – São apresentadas as conclusões sobre o desempenho das instalações e propostas para trabalhos futuros.

2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

O setor de energia elétrica experimentou modificações significativas na sua estrutura técnica e comercial, na década de 90. O modelo tradicional, verticalmente integrado, foi substituído por um modelo no qual as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização têm sido desagregadas e tornadas autônomas. Estas modificações enquadram-se num processo de liberalização que visa à redução de custos e à procura de maior eficiência técnica e econômica.

A regulamentação do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RESEB) estabeleceu que a compra e a venda de energia elétrica deveriam ser contratadas separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e instituiu as condições gerais de contratação desse acesso. As tarifas correspondentes deveriam assegurar tratamento não discriminatório aos usuários, estimular novos investimentos na expansão dos sistemas, induzir a utilização racional dos sistemas, e minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

Com a reformulação implantada no setor elétrico, em 1998, e refinada, em 2004, a transmissão de eletricidade passou a ser um negócio independente da geração de energia elétrica. Nesta conjuntura, houve, também, a definição de novos investimentos através de leilões com receita assegurada por meio de tarifa própria, capaz de permitir a adequada remuneração dos investidores.

O detalhamento desse modelo foi um grande desafio, que envolveu a estruturação da expansão da rede, do livre acesso, dos requisitos técnicos para conexão, da definição das ampliações e dos reforços necessários para garantir a qualidade do suprimento, além da contratação dos serviços e da apuração, contabilização e liquidação dos encargos.

Ademais, a qualidade da energia elétrica da Rede Básica integrante do SIN é avaliada por meio de indicadores associados à disponibilidade das Funções Transmissão para operação do ONS. Para tanto, é fundamental a definição inicial desses indicadores de qualidade, que possam aferir adequadamente o desempenho da transmissão, bem como o estabelecimento de seus padrões e parâmetros regulatórios a serem utilizados, visando ao alcance das metas de qualidade desejada.

Portanto, para melhor entendimento dos critérios adotados para aplicação da regulação que define a qualidade do serviço público de transmissão, faz-se necessária uma breve explanação geral sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), com os agentes institucionais do setor elétrico, os tipos de outorga dos contratos de concessão, os leilões de transmissão, as relações contratuais, e sua forma de remuneração e apuração das indisponibilidades.

2.1 Sistema Interligado Nacional

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Ainda, conforme o ONS, a interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

Em consulta ao site do ONS, foi possível verificar que a capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia, e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

Uma das atribuições legais do ONS é pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica integrantes do SIN,

segundo regras operativas aprovadas pela ANEEL e consolidadas nos Procedimentos de Rede ⁸.

As Tabelas 1 e 2 apresentam a evolução da capacidade instalada do SIN, a expansão da malha de transmissão entre os anos de 2015 a 2019, e a extensão da rede de transmissão prevista para o horizonte 2020-2024.

Tabela 1 - Capacidade Instalada do SIN - Horizonte 2020-2024 (Fonte ONS: PMO março-2020)

Capacidade Instalada do SIN (MW)		
Fontes	Horizonte	
	2020	2024
Hidrelétrica	108.623 (65,1%)	109.268 (62,1%)
Térmica Gás+GNL	14.318 (8,6%)	18.247 (10,4%)
Térmica Oléo+Diesel	4.554 (2,7%)	4.840 (2,8%)
Termica Carvão	3.017 (1,8%)	3.017 (1,7%)
Biomassa	13.754 (8,2%)	14.079 (8,0%)
Eólica	16.807 (10,1%)	19.564 (11,1%)
Solar	3.055 (1,8%)	4.241 (2,4%)
Nuclear	1.990 (1,2%)	1.990 (1,1%)
Outras	640 (0,4%)	745 (0,4%)
Total	166.758 MW	175.991 MW

Tabela 2- Expansão da rede de transmissão do SIN - Horizonte 2015-2024 (Fonte: ONS)

Extensão da Rede Básica de Transmissão (Km)						
Linha de Transmissão (por nível de tensão)	2015	2016	2017	2018	2019	2024
800 kV CC	-	-	4.168	4.168	9.204	9.204
750 kV	1.722	1.722	1.722	1.722	1.722	1.722
600 kV	9.544	9.544	9.544	9.544	9.544	9.544
500 kV	34.689	38.634	39.349	42.008	44.628	74.558
440 kV	6.888	6.902	6.911	6.911	6.911	7.130
345 kV	9.503	9.520	9.520	9.520	9.521	11.031
230 kV	49.633	50.674	51.358	52.526	53.751	68.339
Total	111.979	116.996	122.572	126.399	135.281	181.528

⁸ Procedimentos de Rede: são documentos de carácter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes e aprovados pela ANEEL. Estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

A Figura 1 apresenta as principais instalações de transmissão que formam o SIN, no horizonte de 2024.

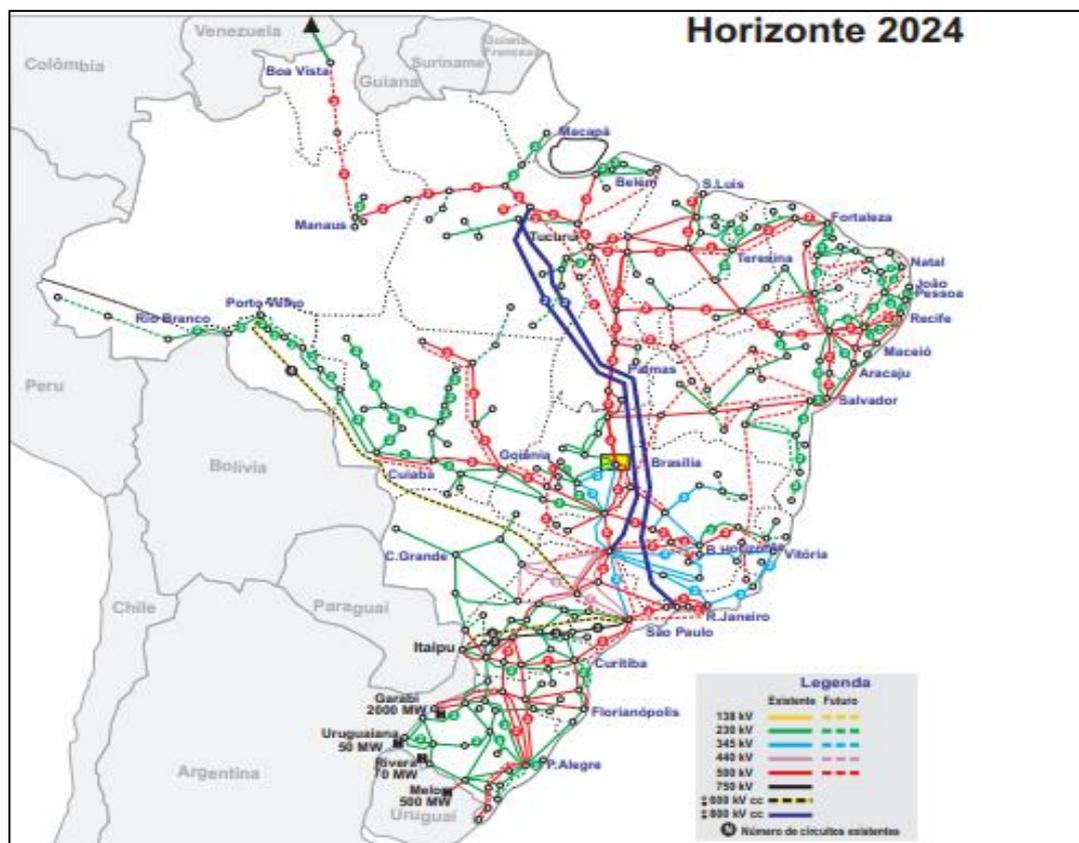


Figura 1 - Sistema de Transmissão Brasileiro - Horizonte 2024 (Fonte: ONS)

Atualmente, o SIN é constituído pelas instalações e equipamentos de transmissão integrantes da rede básica e demais instalações de transmissão (DIT), e são classificados conforme detalhado pela Resolução Normativa nº 67, da ANEEL, como:

- **Rede Básica:**
 - i. linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
 - ii. transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.
- **Demais Instalações de Transmissão (DIT):**
 - i. linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de

- centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;
- ii. instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais;
 - iii. linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A remuneração dos ativos de transmissão ocorre através das Tarifas do Uso dos Sistema de Transmissão (TUST), que são constituídas por duas componentes:

- i. $TUST_{RB}$: Visa arrecadar o montante de receita associada à Rede Básica, e é calculada utilizando a metodologia Nodal⁹, que aplica o conceito de sinal locacional¹⁰, por ponto de conexão, garantindo o maior custo a quem faz o maior uso da rede. Essas tarifas são definidas a partir da RAP total a ser arrecadada na Rede Básica e a topologia da rede de transmissão, bem como as condições de carregamento dos sistemas e as demandas contratadas por ponto de conexão.
- ii. $TUST_{FR}$: é aplicável apenas à concessionária e à permissionária de distribuição que utilize os transformadores de fronteira, em caráter exclusivo ou compartilhado, e as DIT compartilhadas.

2.2 Agentes Institucionais do Setor de Energia Elétrica

A confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade do atendimento do mercado de energia estão intimamente relacionadas à eficiência de sua expansão, que depende de um planejamento adequado. O planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão considera o atendimento da demanda e seu crescimento no período de análise, visando definir o conjunto de obras que serão

⁹ Metodologia utilizada pela ANEEL para o cálculo das tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

¹⁰ O sinal locacional representa o impacto que cada usuário causa na Rede Básica, e depende do ponto de conexão, do carregamento e dos custos das instalações próximas.

necessárias para garantir a segurança e a qualidade do sistema ao menor custo global, contemplando, inclusive, as perdas elétricas, conforme explicita o ONS.

Dentro do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o processo de implantação de novas instalações de transmissão segue a seguinte estrutura: planejamento da expansão do sistema existente; homologação de sua outorga; operação e controle do novo elemento do Sistema Interligado Nacional (SIN), além das atividades regulatórias e governamentais. Nesta conjuntura, existem sete agentes institucionais responsáveis por desempenhar tais funções:

- i. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Foi criado pela lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (BRASIL, 1998) sendo órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Dentre as atribuições do ONS está a elaboração dos Procedimentos de Rede, que é um documento de caráter normativo, com participação dos agentes em sua elaboração, que estabelece os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, a proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

Ademais, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações sobre o sistema e seus agentes proprietários, para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de (ONS, 2020):

- (a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade;
- (b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e,

- (c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.
- ii. Ministério de Minas e Energia (MME): É um órgão da administração pública federal, criado em 1960, que tem como uma de suas atribuições a definição de diretrizes e políticas públicas, coordenação, elaboração e implementação dos instrumentos do planejamento elétrico brasileiro. Compete ao MME zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País.
 - iii. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cujo objetivo é elaboração de estudos e pesquisas com horizonte de curto, médio e longo prazo visando subsidiar o adequado planejamento do setor eletroenergético.
 - iv. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 (BRASIL, 1996), e do Decreto nº 2.335/1997 (BRASIL, 1997). Tem como atuação a fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, de acordo com a legislação, e em conformidade com as diretrizes e políticas do governo federal. É responsável também por estabelecer as tarifas de energia elétrica para todo o setor elétrico, e proporcionar condições favoráveis para que o mercado se desenvolva com equilíbrio e com benefícios à sociedade.
 - v. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): é o órgão criado pela Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), sendo responsável pelo assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas ao aproveitamento racional dos recursos energéticos do país. É seu dever assegurar o suprimento das demandas energéticas nacionais, e realizar a revisão periódica das matrizes energéticas, considerando as fontes convencionais e alternativas, além do uso das tecnologias disponíveis no setor.

- vi. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): é o órgão criado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), sob coordenação do Ministério de Minas e Energia. Tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no Brasil.
- vii. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): é uma associação civil, criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004), que sucedeu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 2000, e a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE), em 1999, sendo responsável pela atividade de comercialização de energia. Tem por finalidade possibilitar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL), além de efetuar a contabilização e liquidação financeiras nas operações realizadas no mercado de curto prazo. Com isso, este órgão viabiliza as execuções de compra e venda de energia, através de contratos firmados entre geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores.

Na Figura 2, é apresentado o organograma das instituições governamentais responsáveis por todo o processo de expansão, planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro.

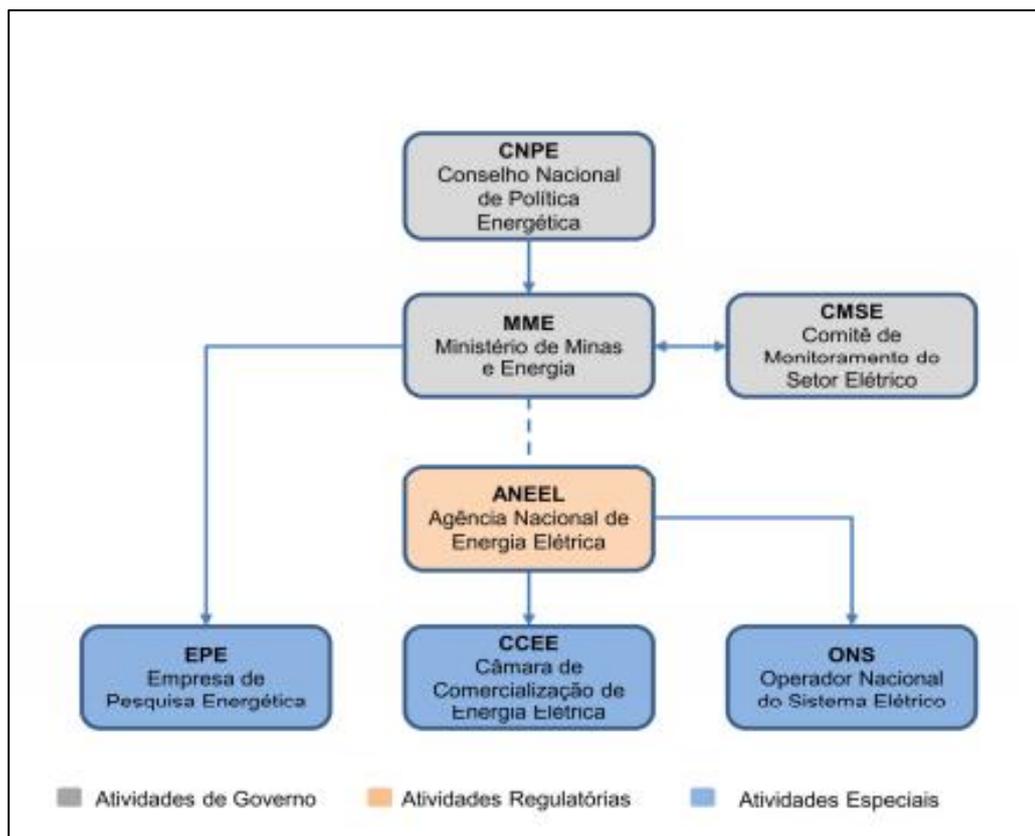


Figura 2 - Agentes Institucionais do Setor Elétrico brasileiro

2.3 Concessões não licitadas e a Medida Provisória nº 579/2012

De acordo com Barros,

Com a reestruturação do setor elétrico, que teve um dos seus vieses a desverticalização das empresas de geração, transmissão e distribuição, o Estado teve como papel principal a responsabilidade pela regulação dos serviços públicos do setor Elétrico Brasileiro. Nesta conjuntura, o objetivo definido foi a busca pela modicidade tarifária, a garantia de oferta energética, e a manutenção da qualidade da prestação do serviço público (BARROS, 2015).

Com isso, no fim do século XX e início dos anos 2000, uma série de Resoluções foram publicadas com vistas a regulamentar o SEB, de modo a organizar suas estruturas e possibilitar seu funcionamento para todos os agentes.

A Resolução nº 245, de 31 de julho de 1998 (ANEEL, 1998), estabeleceu os critérios para classificação das instalações de Rede Básica, sendo constituídas por todas as linhas de transmissão e subestações com equipamentos em tensão igual ou superior a 230 kV.

Posteriormente, no ano de 1999, foi publicada a Resolução nº 66, de 16 de abril de 1999 (ANEEL, 1999), adicionando à composição da Rede Básica, também, as instalações de transmissão existentes em operação na data de publicação da regulamentação naquele ano, ou com previsão de operação até 31/12/1999.

Ademais, as concessionárias de transmissão, constituídas de empresas estatais¹¹, assinaram seus contratos de concessão com o Poder Concedente¹² e seus respectivos CPST com o ONS, tendo como base a nova classificação da Rede Básica e das DITs regulamentada pela Resolução nº 166/2000 (ANEEL, 2000).

Os primeiros contratos das instalações não licitadas, já existentes na época do processo de desverticalização, foram assinados com uma previsão de duração de 15 anos; e após esse período, os ativos seriam revertidos para união (ANEEL, 2005).

Segundo Barros,

Para estes tipos de outorga de concessão¹³, foram estabelecidos, nos correspondentes CPSTs, uma cláusula informando que haveria, mensalmente, um desconto da Parcela Variável, refletindo a efetiva disponibilização dos ativos de transmissão à operação do sistema, e que a metodologia de cálculo a ser considerada seria regulamentada e publicada pela ANEEL.

[...]Após um período de estabilidade e continuidade das políticas setoriais, um novo capítulo na história do setor elétrico brasileiro começou com a Medida Provisória 579/2012, editada com o objetivo de reduzir o custo final da energia. Convertida na Lei 12.783/2013, a medida renovou antecipadamente as concessões de empresas geradoras e transmissoras, que venceriam entre 2015 e 2017, desde que elas aceitassem ter os preços definidos pela ANEEL e, em contrapartida, renovariam seus contratos por 30 anos, a partir de janeiro de 2013.

[...]As empresas tiveram que optar em aderir ou não à renovação antecipada das concessões. Aquelas que optassem por não aderir continuariam com os contratos normalmente, e, após fim de vigência do mesmo, teriam seus ativos não prorrogados, licitados por meio de leilão. A medida ainda estabeleceu que os ativos das transmissoras anteriores ao ano 2000 estariam, por definição, totalmente amortizados, sem direito, portanto, à indenização (BARROS, 2015).

Para o segmento de transmissão, a medida provisória foi aplicada para todas as concessões abrangidas pela Resolução nº 66, de 16 de abril de 1999, tendo como

¹¹ São formadas pelas seguintes empresas: FURNAS, CHESF, ELETROSUL, ELETRONORTE, CEMIG, CTEEP, COPEL GT, CEEE, LIGHT, AFLUENTE e EVRECY (CESA).

¹²A União, conforme o art. 21, inciso XII, alínea “b”, e art. 175, da Constituição Federal, e nos termos do art. 2º, inciso I, da Lei nº 8.987, de 1995 [15].

¹³ Delegação da prestação de um serviço, feita pelo Poder Concedente, mediante licitação na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio que demonstre capacidade de desempenho nessa prestação de serviço, por sua conta e risco e por prazo determinado – Lei nº 8.987/1995[15].

resultado, a aprovação da proposta por quase todas as empresas, com exceção da LIGHT, AFLUENTE e EVRECY (CESA). Sendo assim, as concessões que aderiram tiveram suas RAPs reduzidas, sendo remuneradas somente por operação e manutenção dos ativos de transmissão, conforme apresentado na tabela seguir (ANEEL, 2005):

Tabela 3 - Redução da RAP por concessão após a vigência da MP nº 579/2012 (Fonte: Barros, 2015)

Contrato de Concessão	Receita Anual Permitida – Ano 2012 (01/07/2012)	Receita Anual Permitida – Ano 2013 (01/01/2013)	Percentual de Redução
CELG	R\$ 43.818.973,41	R\$ 16.468.803,68	62,42%
CEEE	R\$ 495.699.623,63	R\$ 177.047.949,36	64,28%
CEMIG	R\$ 485.248.167,84	R\$ 148.535.678,05	69,39%
CHESF	R\$ 1.364.435.380,25	R\$ 517.607.206,41	62,06%
COPEL	R\$ 304.826.941,12	R\$ 116.093.982,73	61,91%
CTEEP	R\$ 2.149.655.126,22	R\$ 515.621.172,35	76,01%
ELETRONORTE	R\$ 1.085.680.820,30	R\$ 276.252.486,49	74,55%
ELETROSUL	R\$ 896.207.679,90	R\$ 406.109.440,15	54,69%
FURNAS	R\$ 2.248.379.998,20	R\$ 629.802.717,27	71,99%

2.4 Concessões licitadas e o modelo de leilão de transmissão brasileiro

Com a reformulação do setor elétrico em meados de 1998, a remuneração dos ativos de transmissão passou a ser proveniente das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, e não mais como uma despesa no orçamento da União. Essa mudança de paradigma foi um dos grandes desafios no setor, que envolveu a estruturação da expansão da rede com o livre acesso, além das necessidades de ampliações e reforços para continuidade do suprimento, da contratação dos serviços e da apuração e liquidação dos encargos.

Com o aumento da malha de transmissão, e o novo modelo que passou a ter os novos empreendimentos via processo licitatório por leilões, o setor experimentou maior competitividade, com empresas públicas e privadas, nacionais e internacionais. Isso só foi possível pela segurança regulatória que permitiu o equilíbrio econômico-financeiro dessas empresas.

Desde então, a expansão do sistema de transmissão ocorre através de leilões, onde, primeiramente, são elaborados estudos pela EPE e pelo ONS com o objetivo de definir os conjuntos de obras necessários para garantir a segurança e a qualidade do sistema com maior economicidade. Tais estudos se traduzem nos seguintes relatórios:

- i. Programa de Expansão da Transmissão (PET)/Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP): Consiste em um documento gerencial elaborado pela EPE indicando os empreendimentos ou ampliações que compõem a melhor alternativa para equacionar uma necessidade do sistema, com base em análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental (ONS, 2020).
- ii. Plano de Ampliações de Reforços (PAR): Relatório elaborado pelo ONS, no horizonte de estudos da operação, no qual são propostas todas as ampliações¹⁴ e os reforços¹⁵ necessários na Rede Básica e nas DITs, para garantir a qualidade e a segurança do SIN (ONS,2020).

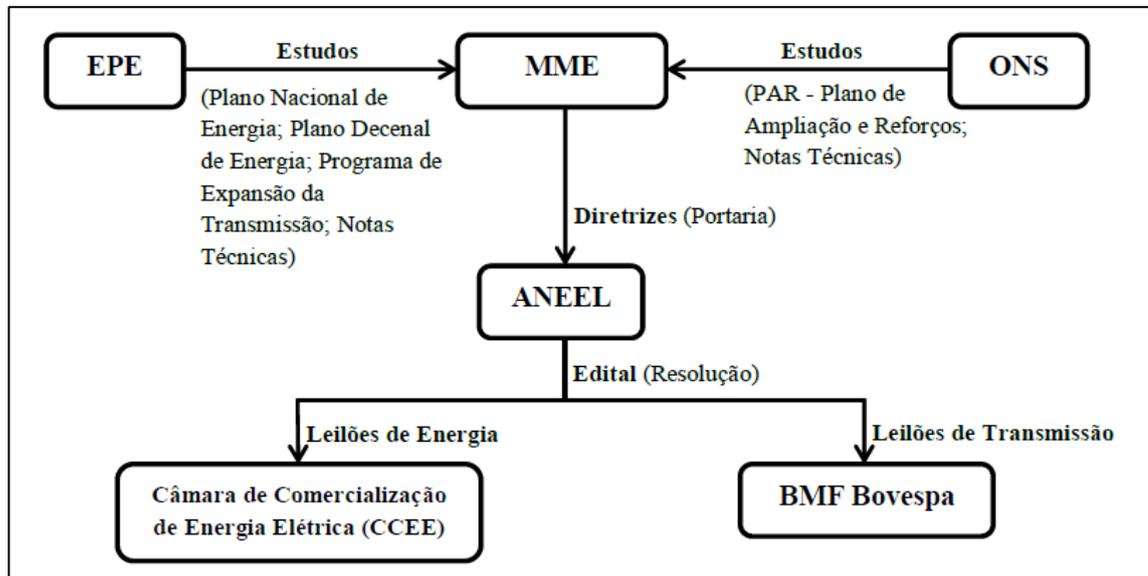
Diante desses relatórios, o Ministério de Minas e Energia (MME) realiza a consolidação e a compatibilização dos resultados apresentados e elabora o documento denominado Consolidação das Obras da Rede Básica, que também contempla as obras da Rede Básica de Fronteira, e tem como um dos objetivos estabelecer diretrizes para cada leilão, além de subsidiar o processo de outorga das obras de transmissão realizado pela ANEEL.

A Figura 3 apresenta a sistemática do processo da governança dos leilões.

¹⁴ Ampliação: é a implantação de novo elemento funcional, linha de transmissão, subestação ou novo pátio de subestação, detentora de uma nova concessão de transmissão.

¹⁵ Reforços: é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes ou a adequação dessas instalações visando ao aumento da capacidade de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, da confiabilidade desse sistema ou ainda a conexão de novos usuários.

Figura 3 - Governanças dos leilões (Fonte: Instituto Acende Brasil)



Para as novas concessões outorgadas por meio de processo licitatório, a metodologia quanto à aplicação da redução de receita por indisponibilidade de uma Função Transmissão era estabelecida nos respectivos CPST, de acordo com o edital de licitação (ANEEL, 2007).

De acordo com Catelmo,

Os leilões, geralmente, são conduzidos pela BM&F BOVESPA e, para cada lote de instalações a ser leiloado pela ANEEL, a organização divulga, em seu site, os editais contendo as informações de custo dos investimentos a serem realizados pela empresa vencedora e valor máximo da RAP (Receita Anual Permitida). Assim, as organizações que têm interesse no presente lote fazem suas ofertas, de modo que não ultrapassem o valor da receita anual permitida no edital (CATELMO, 2014).

Ainda, segundo Hirota (2016), “O leilão pode ocorrer em dois estágios descendentes, o primeiro em envelope fechado e, em caso de diferença entre lances menor do que 5%, o leilão é decidido em viva-voz.”¹⁶. A empresa que ofertar o menor valor de RAP, em reais por ano (R\$/ano), se sagra vencedora do certame, e deverá gerir, através de seus próprios recursos financeiros, a construção da obra de

¹⁶ Só poderão participar do segundo estágio, as empresas que empataram tecnicamente.

transmissão, pois o recebimento da receita só ocorrerá após a entrada em operação comercial dos ativos de transmissão.

Ademais, é de responsabilidade da empresa vencedora assinar o contrato de concessão, onde estarão definidos os termos e condições para a prestação do serviço público de transmissão e o Contrato de Prestação do Serviço Público de Transmissão (CPST).

2.5 Relações Contratuais

O negócio da transmissão de energia do Setor Elétrico Brasileiro é bastante consolidado do ponto de vista legal e contratual, sendo completamente ancorado nos procedimentos de rede e contratos específicos (ONS,2020).

O primeiro contrato a ser celebrado é o de concessão, o que ocorre após uma empresa vencer um leilão de transmissão. O Contrato de Concessão, celebrado por intermédio da ANEEL, formaliza a delegação do Poder Concedente para que o agente concessionário de transmissão possa explorar, como prestador de serviço público, as respectivas instalações de transmissão e, com vigência típica de 30 anos. O Contrato de Concessão estabelece o prazo para que as instalações entrem em operação, que varia entre 18 e 60 meses, dependendo de seu porte. O cronograma geral do empreendimento, com a descrição de todas as etapas até sua conclusão, é parte integrante desse contrato. Nele, são apresentados os principais marcos da obra: projeto básico e executivo; assinatura dos contratos; licenciamento ambiental; aquisição de equipamentos; serviços e obras civis; montagem de equipamentos; testes e comissionamento das instalações e, finalmente, a entrada em operação comercial (ONS, 2020).

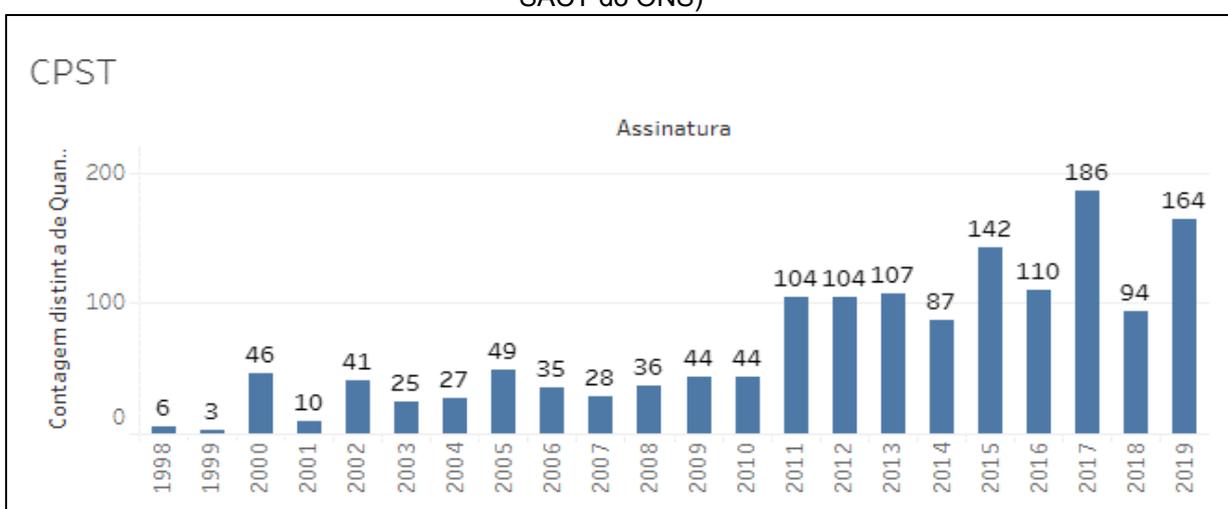
Os contratos celebrados entre as partes são:

- O Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST) é celebrado entre o ONS e as concessionárias de serviço público de transmissão. Ele estabelece os termos e condições técnicas e comerciais para a prestação dos serviços de transmissão. Nele, as concessionárias de transmissão assumem a responsabilidade pela operação e manutenção das instalações, e recebem a Receita Anual Permitida pela disponibilização das instalações, sendo descontadas pelas eventuais indisponibilidades

observadas. Nesse instrumento, os agentes de transmissão autorizam o ONS a praticar todos os atos necessários para representá-los perante os usuários da rede de transmissão nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). (ONS, 2020).

A Figura 4 apresenta a quantidade de Contratos de Prestação de Serviço Públicos de Transmissão assinados entre o ONS e os agentes transmissores desde o ano de 1998.

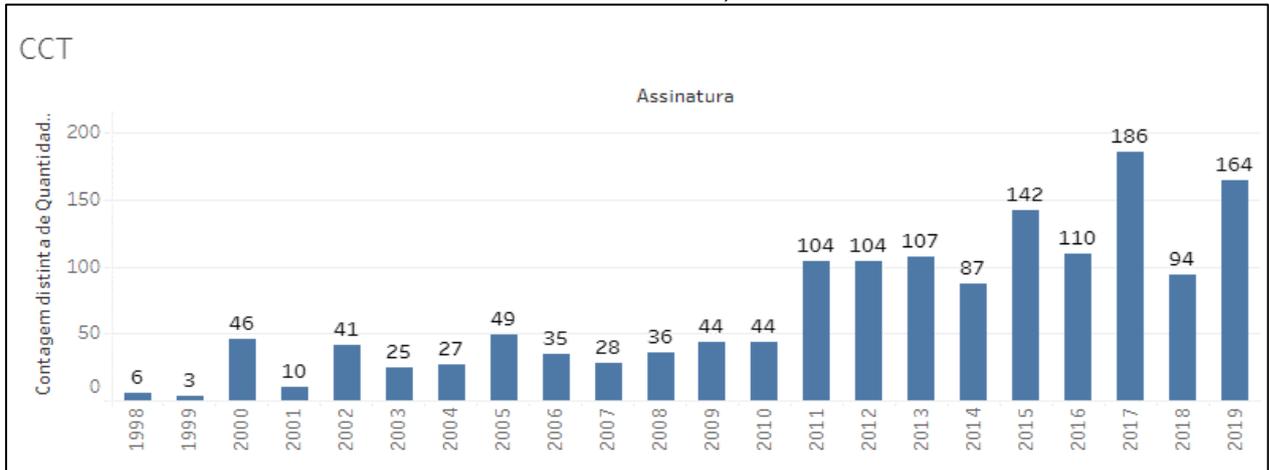
Figura 4 - Quantidade de CPST assinados entre os anos de 1998 e 2019 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)



- Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) estabelece as condições e responsabilidades técnicas e comerciais que irão regular a conexão do usuário ao sistema. Ele assegura ao acessante que as condições para sua conexão à rede estão contratualmente viabilizadas, sendo celebrado antes do início das obras entre o acessante e a empresa concessionária de transmissão, com a interveniência do ONS. A participação do NOS, nesse caso, é para verificar e garantir que os acordos realizados entre as partes não afetam a operação do SIN. (ONS, 2020).

A Figura 5 apresenta a quantidade de Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão assinados entre os agentes transmissores e os usuários da rede, desde o ano de 1998, onde o ONS participa do processo somente como interveniente.

Figura 5 - Quantidade de CCT assinados entre os anos de 1998 e 2019. (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)

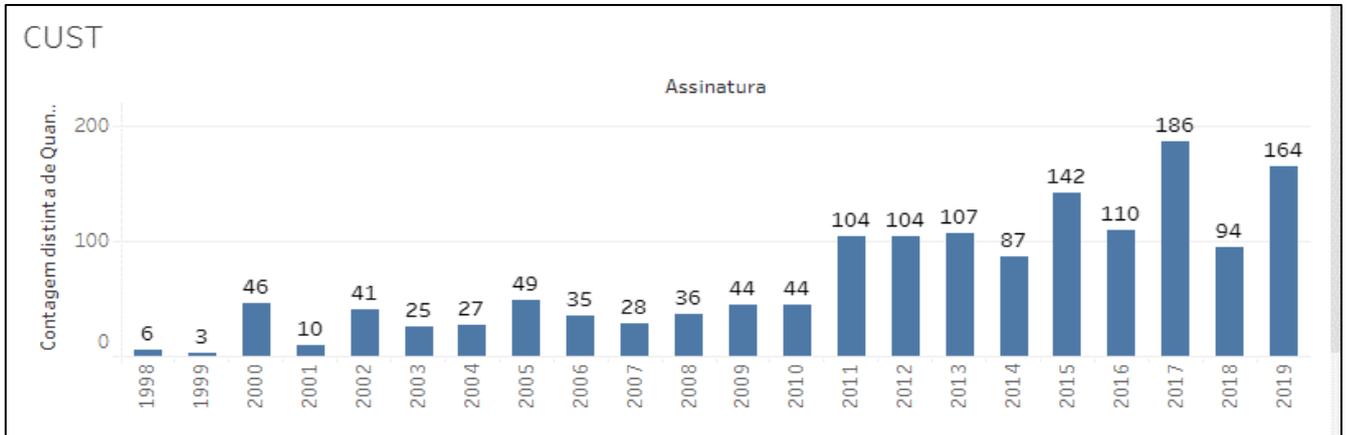


- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) estabelece os termos condições que irão regular o uso da Rede Básica pelos usuários do sistema de transmissão, incluindo os seguintes elementos (ONS,2020).
 - i. Prestação dos serviços de transmissão pelas empresas concessionárias ao usuário, mediante coordenação, controle e supervisão do ONS, observados os Procedimentos de Rede e a regulamentação vigente;
 - ii. Prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN, e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão, observados os Procedimentos de Rede e a regulamentação vigente; e
 - iii. A administração, pelo ONS, da cobrança e liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando em nome das concessionárias de transmissão.

Celebram o CUST os geradores que se conectam à Rede Básica, ou que sejam centralmente despachados, os distribuidores que se conectam à Rede Básica, ou as DIT compartilhadas por mais de uma distribuidora e as unidades consumidoras conectadas à Rede Básica.

A Figura 6 apresenta a quantidade de CUST assinados ao longo dos anos.

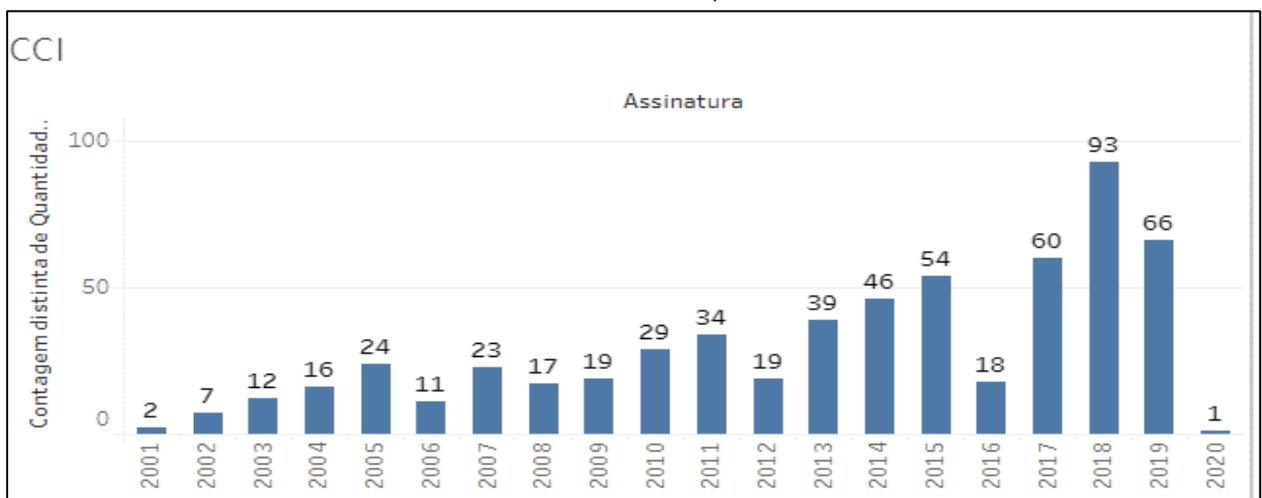
Figura 6 - Quantidade de CUST assinados entre os anos de 1998 e 2019 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)



- Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI) estabelece as condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais, comerciais e civis que regulam o compartilhamento de uma instalação de transmissão por uma ou mais transmissora.

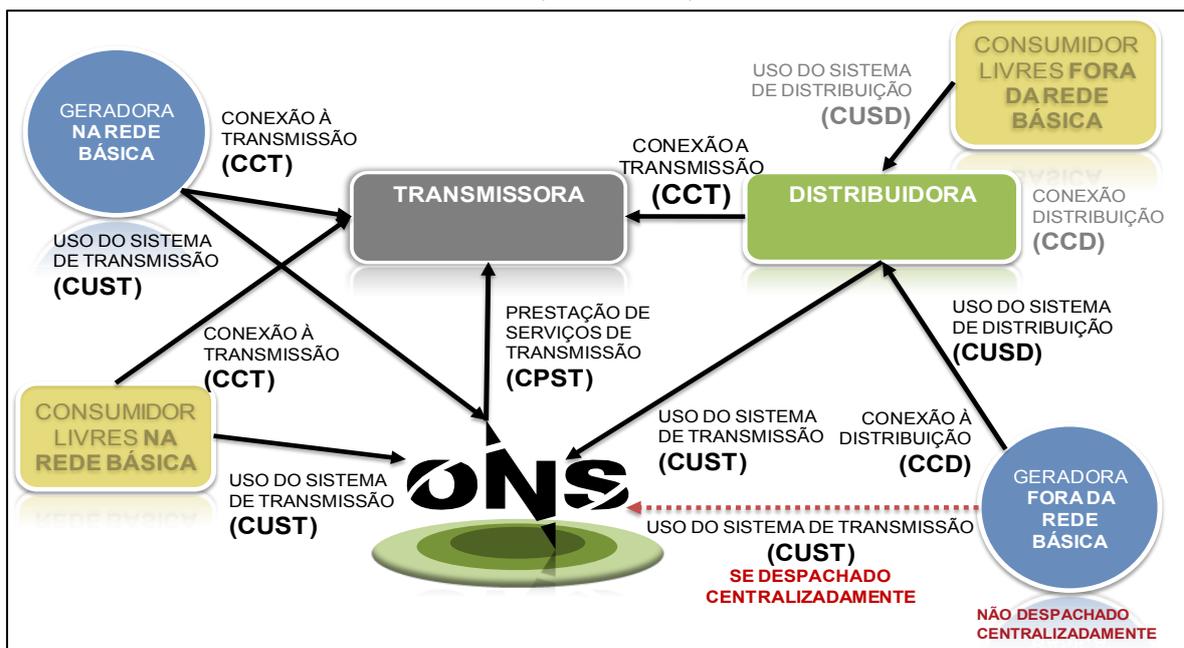
A Figura 7 apresenta a quantidade de Contratos Compartilhamento de Instalações assinados entre os próprios agentes transmissores ao longo dos anos, onde o ONS participa do processo somente como interveniente.

Figura 7 - Quantidade de CCI assinados entre os anos de 1998 e 2020 (Fonte: Base de Dados do SACT do ONS)



A Figura 8 apresenta as relações contratuais entre as concessionárias de transmissão, os usuários da rede e o ONS.

Figura 8 - Relações Contratuais entre concessionárias de transmissão, usuários da rede e o ONS.
(Fonte: ONS)



É notório que cada tipo de contrato tem a sua especificidade e regras de modo a garantir os direitos e responsabilidades de todas as partes envolvidas e, assim, resolver possíveis conflitos, diminuindo os custos jurídicos, se necessário, esperados do investimento.

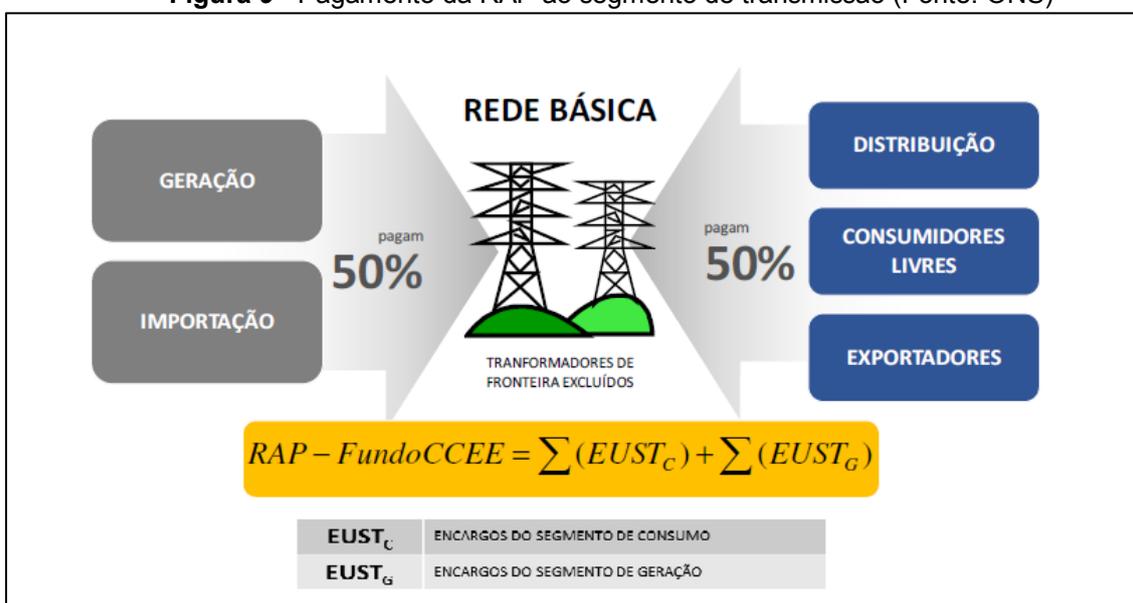
2.6 A Remuneração pela Prestação do Serviço Público de Transmissão

Como já mencionado, o serviço público de transmissão é remunerado por meio da RAP, que está associada à disponibilidade e à capacidade operativa dos ativos de transmissão para operação e coordenação pelo ONS, mediante assinatura do CPST. Anualmente, a ANEEL publica, em resolução homologatória, a RAP de cada instalação de transmissão que deverá constar no anexo do CPST, e paga mensalmente às concessionárias de transmissão.

As instalações de transmissão são compostas por subestações, linhas de transmissão e seus terminais, transformadores e suas conexões, e demais equipamentos destinados a cumprir funções de regulação de tensão, controle de fluxo de potência ou conversão de frequência, integrantes da concessão do serviço público de transmissão.

Esta receita é alocada por todos os usuários da rede básica: geradores, distribuidores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica com encargos, na proporção de 50% pagos pelo segmento produção e 50% pagos pelo segmento consumo.

Figura 9 - Pagamento da RAP ao segmento de transmissão (Fonte: ONS)



Como observado na Figura 9, em cada ciclo tarifário os valores das tarifas de transmissão devem ser tais que, multiplicadas pelos respectivos Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), gerem Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) que, somados, sejam suficientes para remunerar parte das receitas dos serviços de transmissão. Neste contexto, também deve estar incluída a parcela de custeio do ONS, que não é coberta, em sua maioria, pelas contribuições de seus agentes associados. Assim sendo, a RAP da Rede Básica é composta por:

- i. Receitas anuais permitidas das transmissoras do ciclo tarifário anterior, atualizadas pelo índice de correção monetária especificado em cada Contrato de Concessão, podendo ser o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), ou o Índice de Preços de Consumidor Amplo (IPCA);

- ii. Parcela de ajuste com a diferença entre a RAP do ciclo tarifário anterior e o montante efetivamente apurado do mesmo ciclo;
- iii. Previsão de receita para pagamento das novas obras do período;
- iv. Orçamento do ONS para o novo ciclo.

Conforme estabelecido no CPST, e de acordo com a regulamentação vigente, quando há alguma indisponibilidade da Função Transmissão (FT), por responsabilidade da concessionária de transmissão, é caracterizada a não prestação de serviço público de transmissão, sendo prevista a aplicação da Parcela Variável, com possibilidade de desconto na RAP das transmissoras.

2.7 Função Transmissão

O conceito de Função Transmissão é definido como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares (ANEEL, 2005).

Mensalmente, o ONS realiza a apuração das indisponibilidades considerando o Pagamento Base ¹⁷ de cada Função Transmissão constantes no Anexo do CPST das concessionárias de transmissão.

Na Tabela 4 é apresentada a topologia das Funções Transmissão existentes para o critério de apuração e pagamento de RAP.

Tabela 4 - Topologia da Função Transmissão (Fonte: Resolução Normativa nº 729/2016 - ANEEL)

FT- FUNÇÃO TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT-LINHA DE TRANSMISSÃO	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.
TR-TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e

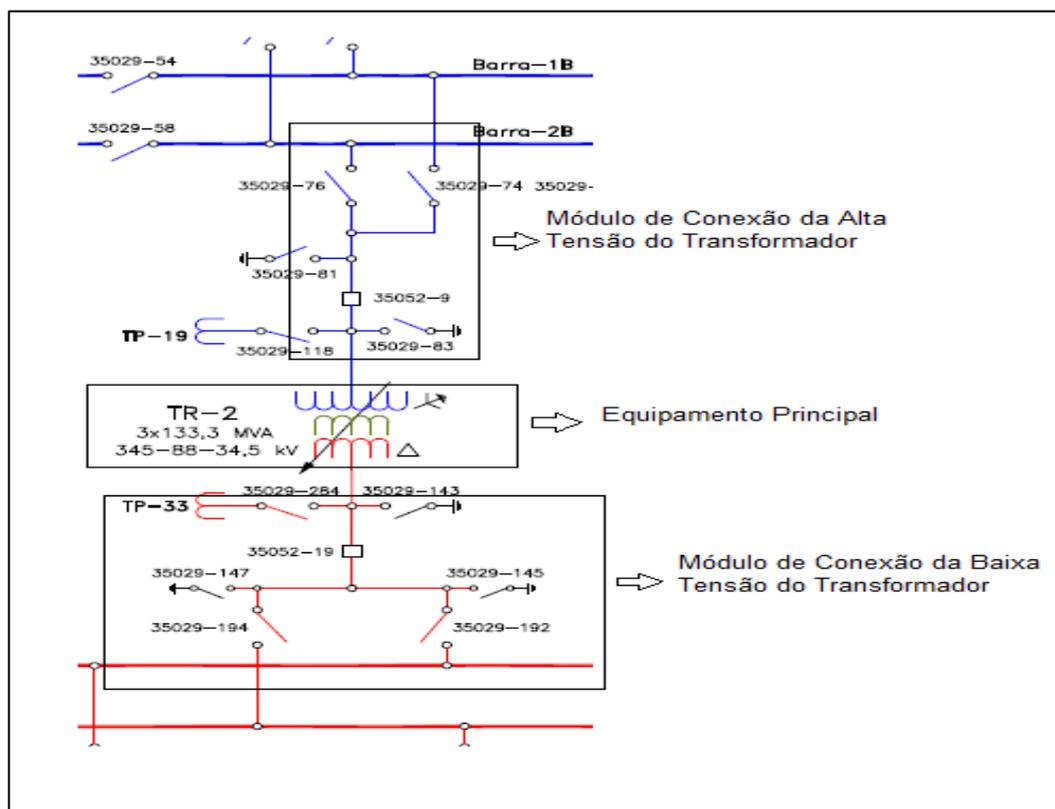
¹⁷ Pagamento Base: parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma Função Transmissão.

		defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR- CONTROLE DE REATIVO	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.
MG- MÓDULO GERAL	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.

Uma função transmissão do tipo Transformação (TR), por exemplo, é composta pelo equipamento principal, que corresponde ao transformador de potência propriamente dito, e aos equipamentos complementares, como, por exemplo, os módulos de conexões, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos.

Na Figura 10 é apresentado um exemplo da caracterização da FT Transformação, com as devidas informações do equipamento principal e complementares.

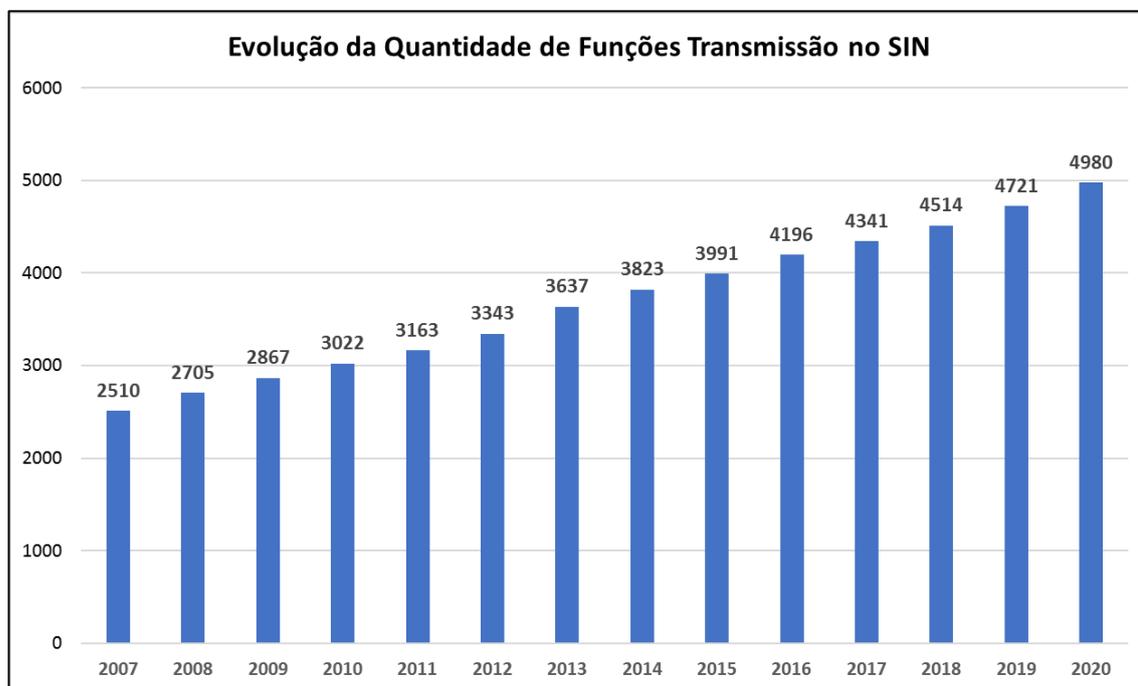
Figura 10- Características da FT-Transformação (Fonte: Diagrama Unifilar da SE Anhanguera-SP)



Desde o início da implementação da regulamentação que trata da apuração da Parcela Variável, que ocorreu em 2007, existiam 2.510 Funções Transmissão em operação comercial no Sistema Interligado Nacional. Com o passar dos anos, o sistema foi se expandindo, com a entrada de novas instalações, chegando, ao final de 2020, ao número de 4.980 FTs ativas na rede. Isso corresponde a um aumento de aproximadamente 50% dos equipamentos no SIN.

Na Figura 11 é apresentado o crescimento das Funções Transmissão que entraram em comercial desde o início da intervenção regulatória, que trata da qualidade da prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Figura 11 – Número de Funções Transmissão no SIN entre o período de 2007 a 2020 (Fonte: Base de Dados do sistema SACT do ONS)



3 HISTÓRICO DA QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A intervenção regulatória do segmento de transmissão teve início com a publicação da REN n° 270/2007, que estabeleceu o padrão de qualidade do serviço com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações. Tal regulação começou a ser aplicada a partir de 2008, após o desenvolvimento de sistemas computacionais para suporte às atividades de responsabilidade do ONS, além de treinamento para capacitação de suas equipes e dos agentes.

Desde o início do processo, as indisponibilidades consideradas para efeito de avaliação da qualidade do serviço correspondem àquelas com duração superior a 1 (um) minuto, sendo consideradas as informações de disponibilidade, de responsabilidade dos agentes proprietários das instalações, e os procedimentos operativos, de responsabilidade do ONS, até o efetivo retorno dessas instalações à condição de operação. É de suma importância destacar a grande quantidade de regras e exceções da regulação, trazendo subjetividade quanto à sua aplicação, e tornando um processo muitas vezes judicializado e mais complexo para sua apuração técnica e financeira.

Com o passar dos anos, notou-se uma melhoria contínua da prestação do serviço, com aumento da disponibilidade das instalações. Porém, a experiência adquirida com a aplicação dos critérios da REN n°270/2007 demonstrou a necessidade de aprimoramento do processo, e, após, praticamente 10 anos de aplicação da regulação, em 2016, foi publicada a REN n° 729/2016, onde foram estabelecidas alterações nos critérios de apuração, buscando melhorias na aferição da qualidade do serviço de transmissão.

Ainda no início da aplicação dos critérios na nova regulação, foram identificadas necessidades de alterações na apuração das indisponibilidades em transformadores trifásico, desligamentos programados, bem como ajustes no sinal econômico para as apurações de Função Transmissão, operando parcialmente e para FT Módulo Geral. Sendo assim, em 2017, foi publicada REN n° 782, que tratou dessas questões.

Neste capítulo são apresentadas as regulamentações que permearam o processo de aferição relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, seus conceitos e regras vigentes que foram considerados na análise sobre o tema abordado na dissertação.

3.1 Medição da Qualidade do Serviço Público de Transmissão

A qualidade da energia elétrica da Rede Básica integrante do SIN é avaliada por meio da qualidade do produto (conformidade da forma de onda da tensão e frequência), resultante do desempenho do conjunto de agentes que interagem por toda a rede. Nesse contexto, as concessionárias de transmissão têm a qualidade do serviço medida por meio dos indicadores associados à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica (ANEEL, 2007).

Conforme mencionado na seção 2.4, a metodologia para aplicação da Parcela Variável, referente às concessões decorrentes de licitação, constava nos respectivos CPSTs, de acordo com o edital de licitação. Em relação às concessões não decorrentes de licitação, até o ano de 2007, elas não estavam sujeitas a quaisquer tipos de penalidades e, portanto, não havia meio de medir a qualidade do seu serviço (ANEEL, 2007).

Sendo assim, tornou-se fundamental criar indicadores que pudessem aferir a qualidade adequada ao desempenho das instalações de transmissão, bem como o estabelecimento de padrões e parâmetros regulatórios.

Deste modo, a intervenção regulatória ocorreu pelos seguintes pontos:

- i. Necessidade de criação de requisitos de qualidade da prestação do serviço público de transmissão associado às instalações que compõem a Rede Básica, possibilitando aferir o desempenho técnico das instalações de transmissão;
- ii. Necessidade de definição de indicadores de qualidade, bem como o estabelecimento de padrões e parâmetros regulatórios a serem utilizados;
- iii. Garantir a continuidade da prestação do serviço de transmissão de energia aos consumidores;
- iv. Vinculação da receita do agente com a disponibilidade das FT de sua responsabilidade, a partir da aplicação de uma receita adicional e um

correspondente mecanismo de desconto como incentivos à melhora da prestação do serviço.

A ANEEL, junto com o ONS, ABRATE, ABDIB e especialistas do setor elétrico, realizaram estudos com o objetivo de definir critérios para intervenção regulatória quanto à apuração da qualidade do serviço público de transmissão. Para confecção dos relatórios, foram utilizados, como fonte de dados, os seguintes documentos destacados a seguir (ANEEL, 2005).

- i. Relatório ONS nº 2.1 - 065/2003 (Rev. 1) – “Indicadores de Desempenho de Linhas – Subsídios à Regulamentação da Parcela Variável”;
- ii. Relatório “Desempenho das Funções da Rede Básica no Período de 2000 a 2003 a partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos (Versão Final– junho/2004)”.
- iii. Relatório “Desempenho das Funções da Rede Básica no Período de 2000 a 2003 a partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos (Versão Final– junho/2004)”.
- iv. Relatório “Desempenho das Funções da Rede Básica no Período de 2000 a 2003 a partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos (Versão Final– junho/2004)”.

3.2 Regulamentações aplicadas ao Serviço Público de Transmissão

A regulação é o instrumento por meio do qual o Estado intervém no comportamento dos agentes, de modo a promover o aumento da eficiência e da segurança, o crescimento econômico, e os ganhos de bem-estar social.

Assim, a proposta de regulamentação da parcela variável está focada, fundamentalmente, na duração dos desligamentos e das restrições operativas temporárias das FT (instalações vinculadas e agrupadas em conjuntos funcionais) (ANEEL, 2007).

De forma geral, o objetivo da regulamentação é o aumento da disponibilidade das instalações de transmissão e redução da taxa de falhas e tempo de retorno dessas Funções Transmissão à operação do ONS. Sendo assim, a regulação propõe, por meio de diversas ações, o estímulo à maximização dessas instalações, conforme descrito no ato regulatório:

- i. Programação coordenada das atividades de intervenção e o aperfeiçoamento da logística para restauração do serviço interrompido;
- ii. Aprimoramento das técnicas e do aparelhamento de manutenção;
- iii. Intensificação dos procedimentos de inspeções e técnicas preditivas;
- iv. Prática de manutenções em linha viva;
- v. Intensificação da limpeza da faixa de servidão de linhas de transmissão e demais ações preventivas sobre possíveis interferências do meio-ambiente ao longo da faixa que possam interferir na continuidade do serviço e;
- vi. Otimização das periodicidades e durações das intervenções. (ANEEL, 2005).

Observa-se que algumas destas ações possibilitam a redução da frequência de desligamento e aumentam a disponibilidade das Funções Transmissão para operação do sistema. Assim, de modo a incentivar que as transmissoras adotem gestões voltadas a maximizar a disponibilidade das FTs, e reduzir os impactos indesejáveis na operação, a regulamentação em questão prevê sinalizações adicionais para:

- i. Ativar, quando possível, os sistemas de religamento automático;
- ii. Evitar contínuas reprogramações bem como cancelamentos de desligamentos após um prazo que interfira nos custos ou cause transtornos operacionais;
- iii. Minimizar o número de desligamentos acima de um determinado valor de referência e;
- iv. Utilizar a possibilidade de aproveitamento de desligamentos.

3.2.1 Resolução Normativa nº 270/2007

Em 2007, por meio da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, foi definido que a qualidade do serviço seria medida por meio de indicadores associados à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações integrantes da Rede Básica (ANEEL, 2007). Portanto, todo desligamento, restrição operativa temporária e atraso na entrada em operação comercial, ocorridos em uma FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, implica a não prestação do

serviço público correspondente, não cabendo, portanto, o recebimento total da receita associada.

3.2.2 Resolução Normativa nº729/2016

A qualidade do serviço público de transmissão, inicialmente regulamentada, pela Resolução Normativa nº 270/07, foi retificada pela Resolução Normativa nº 729/2016, com o objetivo de implementar melhorias nas técnicas e procedimentos de manutenção das concessionárias de transmissão, aumentando, com isso, o tempo de disponibilidade das instalações de transmissão, e contribuindo para a segurança operativa do SIN.

Adicionalmente, conforme descrito na Nota técnica nº 181, de 17 de junho de 2014 (ANEEL, 2014), detectou-se, ao longo da aplicação da REN nº 270/07, a oportunidade de aprimoramento das regras estabelecidas e melhorias no texto, trazendo mais clareza para a aplicação.

Destacam-se, entre os principais pontos de melhorias da regulamentação citados no documento (BRASIL, 1997):

- i. Isenção de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) para manutenção preventiva cadastrada no Sistema de Acompanhamento de Manutenções – SAM;
- ii. Aplicação de PVI em decorrência de desligamento intempestivo durante a execução de manutenção em instalação de transmissão energizada;
- iii. Isenção de aplicação de PVI para desligamentos de mais de uma FT;
- iv. Aplicação de Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO) ou PVI associada a risco ou ocorrência de queimada ou de incêndio florestal;
- v. Indisponibilidade de equipamento reserva;
- vi. Aplicação de PVI em FT parcialmente disponível;
- vii. Aplicação da Parcela Variável por Atraso, e;
- viii. Início do período de carência para equipamentos energizados em vazio.

Os principais pontos de atualização pela REN nº 729/2016 estão listados abaixo:

- Não serão passíveis de aplicação da PVI (ANEEL, 2016):

- i. o desligamento solicitado pelo ONS;
- ii. o desligamento programado já iniciado e suspenso por solicitação do ONS;
- iii. períodos para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS;
- iv. o desligamento solicitado pela concessionária de transmissão por motivo de terceiros ou obras de utilidades públicas;
- v. o desligamento devido à contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, desde que tenha ocorrido ajuste e atuação corretos da proteção;
- vi. o desligamento por atuação correta de Sistema Especial de Proteção;
- vii. o desligamento por falha em FT constante do Programa Mensal de Intervenção por solicitação da concessionária não atendida pelo ONS, desde que o desligamento tenha ocorrido a partir da data originalmente solicitada pela concessionária;
- viii. o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT por falha de transformador integrante de FT – Transformação, falha de reator integrante de FT - Controle de Reativo desde que seja substituído por correspondente equipamento reserva;
- ix. o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado ou cabo submerso; podendo ser aplicado um período adicional em casos em que a intervenção nos cabos esteja condicionada ao atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico;
- x. o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido às restrições sistêmicas ou por determinação do ONS;
- xi. o período de intervenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT;

- xii. o período de indisponibilidade vinculado à projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D cadastrado na ANEEL;
 - xiii. o período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir de falha ocorrida em transformador de FT - Transformação ou reator de FT - Controle de Reativo ou de FT - Linha de Transmissão, para que a concessionária realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator que não esteja localizado na subestação da ocorrência;
 - xiv. o período de limitação técnica para religamento de compensador síncrono, compensador estático, banco de capacitores e compensação série, após desligamentos automáticos, desde que os equipamentos e os períodos de limitação técnica estejam previamente declarados pela concessionária de transmissão e validados pelo ONS, e;
 - xv. o desligamento decorrente de investigações solicitadas pela ANEEL.
- Não se aplicam os fatores K_o e K_p , constantes no anexo da regulamentação para as concessões não decorrentes de licitação, cujos fatores estejam estabelecidos nos respectivos editais de licitação, contratos de concessão ou em resoluções autorizativas. Tais fatores foram estipulados com base nas características do equipamento, e tem como objetivo maximizar a disponibilidade da Função Transmissão, reduzindo o tempo de desligamento das ocorrências e incentivando as manutenções programadas que são menos penosas aos agentes de transmissão.
 - Quando o número de “Outros Desligamentos” de uma FT ultrapassar o correspondente Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, conforme estabelecido no Anexo da regulamentação, apurado no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de início da apuração, o ONS deverá informá-lo à ANEEL para fins de fiscalização. O monitoramento do número de Outros Desligamentos é de suma importância para confiabilidade do sistema que em determinadas situações demandam manobras operativas que podem onerar consideravelmente a rede com o despacho de térmicas para atendimento à carga.

3.2.3 Resolução Normativa nº 782/2017

De acordo com a Nota técnica nº 069, de 28 de junho de 2017 (ANEEL, 2017), após simulações sobre a REN nº 729/2016, os agentes e as associações ABRATE e ABDIB reuniram-se com a Superintendência dos Serviços de Transmissão – SRT, com o intuito de apresentar o impacto que a regulamentação traria na RAP das concessionárias de transmissão. A crítica mais sensível foi a de que, em determinados comandos, não havia incentivo ao retorno à operação das instalações de transmissão. Sendo assim, a ANEEL entendeu ser razoável reavaliar alguns pontos da regulamentação, a fim de adequá-la ao sinal econômico necessário para incentivar a plena disponibilização e a capacidade operativa das Funções Transmissão, equilibrando os impactos do regulamento com a qualidade esperada para o serviço público de transmissão.

Dentre os itens reanalisados na nota técnica (ANEEL, 2017), cabe destacar:

- Apuração da Parcela Variável por Indisponibilidade em Transformadores Trifásicos
 - i. A proposta foi adequar os transformadores trifásicos como uma família de FTs distintas de banco de transformadores monofásicos, estabelecendo um K_o reduzido. Tal fator tem o objetivo de refletir as diferenças entre os dois tipos de equipamentos em relação a suas características construtivas e dificuldades adicionais de manuseios e manutenção.
- Duração dos Desligamentos Programados
 - i. A proposta foi ajustar o incentivo econômico para uma adequada programação, estimulando o retorno à disponibilidade das Funções Transmissão antes do término do período programado. Sendo assim, foi proposto que o período remanescente entre o retorno e à disponibilidade da FT e o tempo total programado fosse equivalente ao cancelamento de desligamentos programados.
- Adequação do Sinal Regulatório para Operação Incompleta da Função Transmissão
 - i. A proposta foi utilizar o Pagamento base do terminal, ou equipamento principal indisponível, para compor o cálculo da PVI. A aplicação, utilizando esta metodologia, gradua melhor o sinal econômico para o caso de

desligamento do disjuntor, principalmente nas Linhas de Transmissão que podem manter o equipamento energizado utilizando o outro disjuntor da instalação, dependendo do tipo de arranjo da subestação.

- Adequação do Sinal Regulatório para aplicação da Parcela Variável na FT Módulo Geral
 - i. A proposta implementou os fatores K_o igual a 150 (cento e cinquenta) e K_p igual a 10 (dez), pois não havia razões para que o sinal econômico associado à indisponibilidade da FT Módulo Geral fosse menor que as demais famílias de FT;
 - ii. Para o desligamento de equipamento que provoque indisponibilidade de outras FTs, exceto disjuntores, foi proposto que o desconto da PVI fosse proporcional ao número de FTs indisponíveis sobre o total de FTs conectadas na Subestação, multiplicado pelo Pagamento Base da FT Módulo Geral;
 - iii. Para os casos de indisponibilidades dos disjuntores, foi dado outro tratamento, em função do impacto na confiabilidade no sistema de transmissão. Para o arranjo barra dupla, disjuntor e meio, a aplicação da PVI consiste na divisão do número de FTs conectadas ao vão do disjuntor e meio do disjuntor indisponível, e o total de FTs conectadas à FT-Módulo Geral. Em relação aos demais arranjos de barramento, seria aplicado 50% (cinquenta por cento) do Pagamento Base da FT Módulo Geral. Essa proposta foi implementada, uma vez que o PB da FT Módulo Geral é influenciado pelo número de vãos da subestação e pelo tamanho do mesmo.

3.2.4 Resolução Normativa nº 905/2020

Atualmente, a Resolução Normativa nº 905, de 08 de dezembro de 2020, é o regulamento vigente que aprovou as Regras dos Serviços Público de Transmissão de Energia Elétrica no SIN (ANEEL, 2020).

O objetivo desta regulação é ter, em um único documento, todas as regras e normas sobre o segmento de transmissão, visando facilitar o entendimento e a navegabilidade, por parte dos usuários.

3.3 Parcela Variável

De acordo com o Art. 4º da REN nº 729/2016, a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão, devendo qualquer período de restrição operativa ser apurado pelo ONS para cada evento com duração igual ou superior a 1 (um) minuto.

Conforme os Procedimentos de Rede do ONS, submódulos 8.3 (ONS, 2020) e 6.7 (ONS, 2020) os tipos de aplicação das Parcelas Variáveis, descritas abaixo, podem ser definidas das seguintes formas:

- i. Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) devido às indisponibilidades decorrentes de desligamentos de Funções Transmissão - FT da Rede Básica e das Interligações Internacionais;
- ii. Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO) devido às restrições da capacidade operativa nas FT da Rede Básica e das Interligações Internacionais;
- iii. Parcela Variável devido aos cancelamentos de intervenções previamente aprovadas nas FTs da Rede Básica e das Interligações Internacionais;
- iv. Parcela Variável devido a indisponibilidade de equipamento reserva remunerado e aos períodos de indisponibilidade de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado pertencente às instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais;
- v. Parcela Variável por Atraso em Entrada em Operação (PVA) de uma FT.

Cabe destacar que, para efeito da aplicação da PVI e da PVRO, assim como para registro de desligamentos, os períodos de indisponibilidade ou de restrições operativas contidos no período de 6 (seis) meses, a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT ou de novo equipamento principal.

3.3.1 Parcela Variável por Indisponibilidade

A Parcela Variável por Indisponibilidade corresponde ao desconto do Pagamento Base quando uma Função Transmissão estiver indisponível à operação, em razão de um desligamento programado ou intempestivo por responsabilidade da transmissora.

Definem-se os eventos que compõem a categoria da aplicação da PVI como sendo do tipo Desligamento Programado e Outros Desligamentos, conforme detalhado no submódulo 6.5 (ONS, 2020):

- a) Desligamento Programado: são as indisponibilidades de Funções Transmissão programadas em regime normal, e as programadas em regime de urgência:
 - i. Intervenção programada em regime normal: intervenções cujas solicitações forem feitas com antecedência maior ou igual a 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário da intervenção.
 - ii. Intervenções programadas em regime de urgência: intervenções solicitadas 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, desde que a natureza do serviço permita ao ONS programar as condições operativas do SIN em conformidade com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, podendo inclusive modificar o início e/ou duração da intervenção.
- Os serviços para intervenções programadas são basicamente:
 - i. Execução de ampliações, melhorias e reforços;
 - ii. Atendimento a solicitação do ONS para conveniência operativa ou segurança de terceiros;
 - iii. Execução de atividades mínimas de manutenção.
- b) Outros Desligamentos: são as indisponibilidades de Funções Transmissão classificadas como intervenções de urgência e emergência.

- i. Intervenções de urgência (IU): intervenções, solicitadas com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário da intervenção, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário da intervenção, e não sendo possível ao ONS programar as condições operativas do SIN, em conformidade com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.
- ii. Intervenções de emergência (EM): intervenção efetuada em equipamento ou instalação, com o objetivo de corrigir falha que tenha ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual.

As indisponibilidades do tipo Outros Desligamentos podem ser classificadas da seguinte forma:

- i. De origem interna: aquela cuja causa está relacionada com as partes energizadas dos componentes principais ou de seus equipamentos complementares (ex: chaves seccionadoras, transformadores de potencial e corrente, disjuntores, etc.);
- ii. De origem secundária: aquela cuja causa está relacionada com as partes secundárias, complementares ou auxiliares dos equipamentos principais (ex: fiações, relés de proteção, painéis, etc.);
- iii. De origem externa: aquela cuja causa decorra de eventos externos à Função Transmissão;
- iv. De natureza sistêmica: aquela cuja causa está relacionada a distúrbios operacionais do sistema (ex: sobretensões, sobtensões, rejeições de carga, oscilações de frequência, etc.).

Quando ocorrer alguma indisponibilidade citada acima, o ONS calculará o valor da Parcela Variável a ser deduzida da RAP da transmissora, com base na equação (3.1):

$$(3.1) \text{ PVI} = \frac{\text{PB}}{24 \times 60 \times D} \times (Kp \times \sum_{i=1}^{NP} \text{PADPi} + \sum_{j=1}^{NO} \text{Koj} \times \text{PAODj})$$

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;
 K_o - Fator Multiplicador para Outros Desligamentos, sendo que este fator após o trigésimo minuto reduz-se para K_p;
 NP – Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;
 NO - Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;

3.3.2 Parcela Variável por Restrição Operativa

A PVRO é imputada a FT da Rede Básica e Instalações Internacionais quando ocorrer a redução da capacidade operativa de curta e/ou longa duração em relação aos valores contratados no CPST, independentemente da capacidade operacional do sistema, conforme demonstrado na equação (3.2):

$$(3.2) \quad PVRO = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \times DRLO_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \times DROC_c) \right)$$

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;

ROL - Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;

ROC – Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;

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

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

NRL - Número de restrições operativas de longa duração no mês;

NRC - Número de restrições operativas de curta duração no mês;

3.3.3 Parcela Variável por Cancelamento de Programação

A Parcela Variável por Cancelamento de Programação é aplicada quando um agente de transmissão solicita o cancelamento do desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista para sua realização. É aplicado um desconto no valor de 20% do período programado, exceto nos casos que o agente comprovar, por meio de relatório técnico, que o cancelamento foi motivado por uma das seguintes situações (ANEEL, 2016):

- i. Condições climáticas adversas;
- ii. necessidade de atendimento de urgências, emergências e/ou perturbações no sistema.

A PVC tem como objetivo incentivar o aprimoramento do processo de programação de intervenções, trazendo benefícios significativos para confiabilidade e para o planejamento do sistema.

A equação (3.3) apresenta a forma de aplicação da PVC:

$$(3.3) \text{ PVC} = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times Kp \times (\sum_{i=1}^{NPC} 0,2 \times DVDPCi)$$

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;

Kp - Fator Multiplicador para Desligamento Programado

DVDPC - somatório da duração, em minutos, dos Desligamentos Programados de uma FT que tenham sido cancelados durante o mês;

NPC - número de intervenções previamente programadas de uma FT, canceladas ao longo do mês.

3.3.4 Parcela Variável por Atraso

A PVA é a parcela a ser deduzida de uma FT calculada sobre o período de atraso na entrada em operação de uma instalação, a partir da zero hora do dia subsequente a data estabelecida no ato regulatório (ex: Contrato de Concessão, Resolução Autorizativa etc.) (ANEEL, 2016).

O valor da PVA é calculado de acordo com os seguintes critérios:

- i. O desconto no PB somente incidirá sobre atraso de FT novas, sejam integrantes de concessões licitadas ou não;
- ii. O período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;
- iii. O valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do PB da FT;
- iv. O valor por dia de atraso no período entre o 61º (sexagésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia, corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT;
- v. O valor da PVA será descontado em parcelas iguais nos (18) dezoito primeiros meses a partir da consideração na apuração mensal de serviços e encargos da transmissão da entrada em operação comercial da FT.

3.3.5 Parcela Variável do Equipamento Reserva

A Parcela Variável referente ao equipamento reserva é aplicada em função da redução da confiabilidade do sistema em duas situações (ANEEL, 2016):

- i. Quando um equipamento reserva declarado pelo agente como disponível não puder ser utilizado, e;
- ii. Quando ocorrer a substituição de equipamento em operação por equipamento reserva remunerado.

Nas duas situações listadas, não há aplicação dos fatores multiplicadores (K_o e K_p), e sim uma redução de RAP do equipamento indisponível.

Cabe destacar que é de responsabilidade da concessionária de transmissão informar ao ONS quando ocorrer:

- i. a utilização de equipamento reserva remunerado para manter uma FT em operação;
- ii. a indisponibilidade de equipamento reserva remunerado, e;
- iii. o retorno de equipamento reserva remunerado à condição de disponível.

Outro ponto importante a ser destacado é que o desconto pela indisponibilidade de equipamento reserva deve ser aplicado no caso do referido equipamento ser remunerado, ou seja, não há aplicação de desconto na utilização de um equipamento reserva adquirido com recursos financeiros próprios da concessionária, em função de sua estratégia de gestão.

3.4 Limites de Descontos

Os limites trazidos na regulamentação que trata do serviço público de transmissão garantem o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Entretanto, caso esses sejam atingidos, cabe fiscalização, por parte da ANEEL, com o objetivo de adequar o serviço ao desempenho desejado na regulação.

Após o cálculo da Parcela Variável, o sistema AMSE, que realiza a contabilização financeira, verifica os seguintes limites, conforme regras detalhadas abaixo:

- A aplicação da Parcela Variável estará sujeita aos seguintes limites (ANEEL, 2016):
 - i. 50% (cinquenta por cento) do PB de uma FT no mês de apuração, deslocando-se para os meses subsequentes o saldo restante;
 - ii. 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos PB de uma FT efetuados durante o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração;
 - iii. 50% (cinquenta por cento) do somatório dos PB de uma FT associados aos equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão de FT, e;
 - iv. 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão para o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês

objeto da apuração, considerando-se o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT dessa concessão.

Atingindo um dos limites de 25% e 12,5 % e a FT permanecer indisponível, ou com restrição operativa por mais 30 dias, o ONS deve realizar a suspensão do Pagamento Base da FT.

3.5 Fatores Multiplicadores e Padrão de Frequência

A regulamentação vigente prevê a aplicação de fatores multiplicadores das durações dos desligamentos, definidos com base nos tipos e nas características das FT, com o objetivo de estimular a maximização da disponibilidade, mas calibrados de forma que resultem em valores de descontos de receita que não interfiram no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, e que haja estímulo à redução de desligamentos devido a falhas. Correspondem aos fatores K_p , para os Desligamentos Programados, e K_o , para os Outros Desligamentos, sendo este válido para as primeiras cinco horas (300 minutos) de interrupção, e K_p para o restante do período de indisponibilidade (BRASIL, 1995).

A condição do fator K_o ser significativamente maior que K_p , nas primeiras cinco horas, sinaliza um incentivo para a realização preferencial de manutenções preventivas, nos períodos recomendados pela boa prática da engenharia de manutenção, bem como a adoção de logísticas eficazes e ações rápidas e coordenadas das transmissoras, visando ao restabelecimento da função no menor tempo possível (ANEEL, 2005).

O resultado do estudo de desempenho das FTs indicou que a maioria dos desligamentos não programados na Rede Básica ocorre com um tempo menor do que cinco horas. Portanto, a redução do fator multiplicador K_o , após a quinta hora, significa não imputar à transmissora maiores ônus, pois uma indisponibilidade nesta situação decorre, normalmente, de falha de grande porte e complexidade, necessitando de maior tempo para o restabelecimento (ANEEL, 2005).

Sendo assim, foi definido que os fatores K_o e K_p , decorrentes de licitação até a data de publicação da Resolução Normativa nº 729/2016, a metodologia de cálculo, bem como os fatores multiplicadores, constariam nos respectivos CPSTs, de acordo com o edital de licitação. Já para as concessões não licitadas e as licitadas, cujo

contrato de concessão foi assinado a partir da entrada em vigência da REN nº 729/2016, os parâmetros seriam definidos conforme anexo da regulação vigente.

O Padrão de Frequência de Outros Desligamentos foi um dos mecanismos para aferir a qualidade da prestação do serviço, pois permitiu à ANEEL acompanhar o desempenho de todas as Funções Transmissão, tendo como parâmetro os números de desligamentos admissíveis por ano civil para cada família de FT.

Na Tabela 5 são apresentadas as famílias de Funções Transmissão com seus respectivos valores de Ko e Kp, bem como o número do padrão de Frequência de Outros Desligamentos admissível por ano, que são considerados da contabilização da Parcela Variável.

Tabela 5 - Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e fatores Ko e Kp (Fonte: Resolução Normativa 729/2016 - ANEEL)

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	1	150	10
		>345kV	1		
	CRE	(*)	3	150	7,5
	CSI	(*)	3	50	2,5
	BC	(*)	3	100	5,0
	CSE	(*)	3	150	7,5

4 PROCESSO DE APURAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO

Tal processo é realizado mensalmente pelo ONS, tendo como premissa a análise técnica da ocorrência, realizada pela equipe de Pós-Operação, que se traduz em descontos financeiros realizados na etapa de contabilização da transmissão.

Quando uma nova Função Transmissão passa a operar comercialmente após a emissão do Termo de Liberação Provisório (TLP), ou Termo de Liberação Definitivo (TLD) pelo ONS, ela é integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN e passa a ter as suas indisponibilidades apuradas, conforme as regras da regulamentação vigente.

Este capítulo tem como objetivo apresentar as etapas do processo de apuração das indisponibilidades, restrições da capacidade operativa, cancelamento de intervenções e indisponibilidades de equipamentos reserva das Funções Transmissão da Rede Básica, Interligações Internacionais e da Rede Complementar, bem como detalhar os sistemas computacionais que dão suporte a este processo.

4.1 Apuração Técnica de Serviços de Transmissão

Os procedimentos operacionais do processo de Apuração da Transmissão estão estabelecidos no 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 e na Rotina Operacional RO-AO.BR.05 – Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão, integrante do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede. Nestes documentos operacionais, constam os procedimentos, responsabilidades e prazos das atividades realizadas no processo de apuração (ONS, 2020).

São considerados, nas apurações, todos os desligamentos com mudança de estado ou condição operativa e redução da capacidade operativa com duração igual ou superior a 1 minuto, relacionados às Funções transmissão da Rede Básica, das Interligações Internacionais e das demais instalações de transmissão da Rede Complementar de propriedade de concessionárias de transmissão de energia elétrica (ONS, 2020).

Os tipos de eventos apurados são:

- i. Desligamento Programado – desligamento solicitado pelo agente no SGI e aprovado pelo ONS, conforme prazos definidos no Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede;
- ii. Desligamento não programado – desligamento que não atende os prazos de solicitação para Desligamento Programado. Pode ser solicitado ao ONS, como no caso do desligamento de Urgência (conforme critérios do submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede), ou pode ser desligamento intempestivo, automático ou manual. No caso do desligamento intempestivo, esse é registrado pelas equipes de operação em tempo real do ONS no Sistema Integrado de Perturbações - SIPER;
- iii. Desligamento automático – desligamento por atuação de proteção, registrado no SIPER. É apurado no Sistema de Apuração de Dados da Transmissão (SATRA) somente quando não há atuação de religamento automático com sucesso, ou seja, somente o evento com duração igual ou superior a um minuto;
- iv. Desligamento de emergência – desligamento manual realizado pelo agente e sem prévia comunicação ao ONS ou, com comunicação ao ONS, porém sem tempo hábil para preparação do sistema para adequação à nova condição operativa, considerando a indisponibilidade do equipamento.
- v. Desligamento por conveniência operativa – desligamento solicitado pelo ONS para controle de tensão, controle de carregamento, atendimento às restrições sistêmicas e outras situações verificadas na fase de programação de intervenções ou durante a operação em tempo real;
- vi. Restrição Operativa Temporária – operação de FT ligada ou desligada disponível, porém com restrição de capacidade em relação às capacidades contratadas no CPST. A restrição operativa pode ser programada ou não programada;
- vii. Utilização parcial de FT – operação de FT ligada de forma parcial, por solicitação do ONS, durante indisponibilidade de um dos seus terminais ou equipamentos principais. A partir do religamento parcial, o cálculo da PVI considera somente a parte da FT que permanece indisponível. A utilização parcial pode ser programada ou não programada;

- viii. Indisponibilidade de equipamento reserva – indisponibilidade declarada pelo agente, para equipamento reserva que se encontrava desligado e disponível à operação;
- ix. Utilização de equipamento reserva – indisponibilidade por falha em equipamento que compõe a FT, em que tenha ocorrido substituição do equipamento falhado por equipamento reserva, com consequente ausência do reserva durante o período de reparo da referida falha;
- x. Indisponibilidade de módulo de controle de FT – Controle de Reativo (Compensação Série) – indisponibilidade somente do módulo de controle, permanecendo a FT ligada ou desligada, porém disponível para a operação, à exceção do referido controle.

Ocorrendo um desligamento ou redução da capacidade operativa de um equipamento no sistema de transmissão, independentemente da causa, o agente deve informar ao ONS, após todas as verificações, a disponibilização da FT para reintegração ao sistema para que o ONS realize as ações sistêmicas necessárias (ONS, 2020).

O equipamento só é considerado disponível caso, após a autorização do ONS para religamento da FT, a mesma seja estabelecida em tempo inferior a cinco minutos (ONS, 2020).

Nos casos em que o agente possui autonomia para reestabelecimento da FT, desde que as condições sistêmicas para energização estejam atendidas, a transmissora tem até cinco minutos para retornar com o equipamento à operação. Caso esse tempo não seja atendido, é aplicada a Parcela Variável por Indisponibilidade (ONS, 2020).

Para os equipamentos que possuem os períodos de limitação técnica declarados e validados pelo ONS, quando houver um desligamento automático, sem necessidade de inspeção ou intervenção no equipamento, este tempo é descontado para o cálculo da indisponibilidade (ONS, 2020). Diariamente, as equipes de Apuração da Operação do ONS realizam a avaliação das ocorrências, classificando-as de acordo com Rotina Operacional RO-AO.BR.05 – Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão e disponibilizando para validação e consistência do agente.

São coletadas as informações, registradas em tempo real pelos operadores de sistema do ONS, complementando, caso necessário, as informações pelos agentes transmissores que servirão como insumo para análise da equipe técnica que realiza a apuração dos desligamentos.

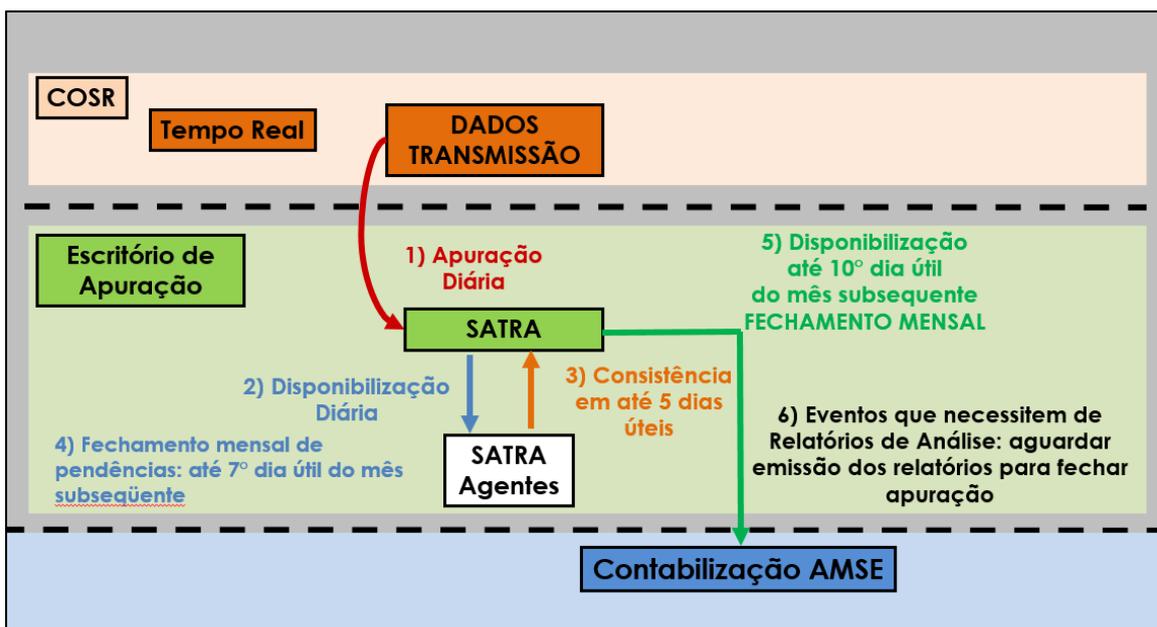
Antes dos eventos serem disponibilizados aos agentes de transmissão até o terceiro dia útil subsequente à ocorrência, as transmissoras possuem cinco dias úteis para consistência das informações, ou 10 dias úteis, caso seja enviado, por relatório técnico, quaisquer alterações realizadas na classificação realizada pelo ONS.

A equipe técnica, quando do recebimento das informações dos agentes, possui 15 dias úteis para avaliar e emitir um parecer final. Os eventos que possuem relatórios técnicos ou informações adicionais solicitadas pelo ONS, o parecer final sobre a ocorrência pode ser realizado em até 45 dias.

Após realizadas todas as tratativas entre a equipe de Pós Operação do ONS e os agentes transmissores, a base de dados, com as durações e as devidas classificações, são disponibilizadas até o 10º dia útil do mês subsequente ao mês da apuração para a área responsável pela contabilização da Parcela Variável do ONS.

Na Figura 12 são ilustradas as etapas do processo da Apuração dos desligamentos realizados mensalmente pelo ONS.

Figura 12 - Etapas do Processo da Apuração de Desligamentos (Fonte: Autoria Própria)



Para análise das ocorrências, o ONS utiliza os seguintes insumos constantes no submódulo 6.7 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2020):

- i. as telemedidas e os telessinais disponíveis nos centros de operação;
- ii. as intervenções solicitadas pelos agentes de transmissão;
- iii. o Programa Diário da Operação;
- iv. as gravações das comunicações operacionais;
- v. as informações registradas pelos operadores de sistemas em tempo real;
- vi. os relatórios específicos dos agentes e do ONS; e
- vii. informações complementares dos agentes.

Para os eventos intempestivos, considera-se, para apuração, o início do período de indisponibilidade no momento que ocorre o desligamento, e o término, quando ocorre a disponibilização da FT, com sucesso no religamento em até cinco minutos após autorização do ONS (ONS, 2020).

Em relação às intervenções programadas, são consideradas, para apuração, a maior duração entre a duração programada ou reprogramada pela transmissora, exceto no caso que a reprogramação seja solicitada pelo ONS.

Nos casos em que o tempo utilizado pelo agente para realização da intervenção programada é inferior ao período da programação, o período não utilizado é passível de aplicação de Parcela Variável, a não ser que a intervenção seja para o Plano Mínimo de Manutenção ou Ampliação, Melhoria e Reforço.

Para melhor entendimento, seguem, abaixo, os conceitos sobre os períodos e durações cadastradas e utilizadas na apuração dos desligamentos.

- **Período Previsto** – é o período previsto para o Desligamento Programado,
- imediatamente antes do início da indisponibilidade, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Caso haja reprogramação pelo ONS: $\text{Período Previsto} = \text{Duração Reprogramada} = \text{Data de Término Reprogramada} - \text{Data de Início Reprogramada}$;
 - ii. Caso haja reprogramação pelo Agente: $\text{Período Previsto} = \text{maior valor entre a Duração Programada e a Duração Reprogramada}$;
 - iii. Esse período serve de base para o cálculo do Período Não Utilizado.

- **Período Previsto Ajustado** - é o período previsto para o Desligamento Programado, corrigido com base no horário de início verificado e na possível reprogramação do horário de término, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Data de Término Reprogramada (se houver reprogramação, caso contrário é a programada) – Data de Início Verificada;
 - ii. Esse período serve de base para o cálculo do Período de Atraso.

- **Período Não Utilizado** – é o resultado de comparação entre o que foi inicialmente previsto para realização do Desligamento Programado e o que foi efetivamente realizado dentro desse Período Previsto, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Período Previsto – (Período Verificado - Período de Atraso).

- **Período de Atraso** – é o resultado da comparação entre o período para realização do Desligamento Programado, no momento do início do desligamento, e o período efetivamente verificado, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Período Verificado – Período Previsto Ajustado.

- **Período Verificado** – é o período compreendido entre o início verificado e o término verificado, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Período Verificado – Período Previsto Ajustado.

- **Período a Desconsiderar** – período a ser desconsiderado do Período Verificado da Indisponibilidade.

- **Período Verificado Ajustado** – é o Período Verificado que efetivamente se configura como indisponibilidade por responsabilidade do Agente proprietário da instalação, sendo o cálculo realizado da seguinte forma:
 - i. Período Verificado – Período a Desconsiderar

Os períodos calculados, apresentados anteriormente, servem de base para cálculo de duas durações de indisponibilidade:

- i. **Duração Real** – é a duração efetiva da indisponibilidade;
- ii. **Duração Ajustada** – é a duração que serve de referência para a apuração financeira, pois leva em conta os acréscimos e decréscimos da regulação vigente para o cálculo das Parcelas Variáveis. Para eventos isentos a duração ajustada será igual a zero.

Quando ocorre um desligamento no sistema, a indisponibilidade é classificada de acordo com a natureza do evento para fins de apuração.

Os desligamentos são classificados de acordo com:

- Estado Operativo;
- Condição Operativa;
- Detalhamento da Apuração;
- Forma de contabilização.

4.1.1 Classificação quanto ao Estado Operativo

O estado operativo de uma FT é entendido como qualquer alteração no equipamento, ou seja, “ligado” para “desligado” e vice-versa, ou qualquer alteração desses estados, como, por exemplo, de “desligado disponível” (conveniência operativa) para “desligado indisponível” (em intervenção).

Na Tabela 6 são apresentados os classificadores, com suas respectivas definições, utilizados na apuração técnica realizado pela equipe de Pós-Operação do ONS.

Tabela 6- Classificação quanto ao Estado Operativo da Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)

Descrição dos Classificadores
LIG – Ligado.
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.

4.1.2 Classificação quanto à Condição Operativa

A condição Operativa caracteriza-se como o estado da Função Transmissão e a sua faixa de operação. Na Tabela 7 são apresentados os classificadores, com suas respectivas definições, utilizados na apuração técnica realizado pela equipe de Pós-Operação do ONS.

Tabela 7- Classificação quanto à Condição Operativo da Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)

Descrição dos Classificadores
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 do 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).

4.1.3 Classificação quanto ao Detalhamento para Apuração

O detalhamento da apuração informa o motivo do desligamento ou cancelamento de uma intervenção referente à Função Transmissão.

Na Tabela 8 são apresentados os classificadores com suas respectivas definições, utilizados na apuração técnica realizado pela equipe de Pós-Operação do ONS.

Tabela 8 - Classificação quanto ao Detalhamento da Apuração de uma Função Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)

Descrição dos Classificadores
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 na 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 franquias.
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.
APC – Desligado em aproveitamento que não atende os critérios de isenção 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 à 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 à contingência em outra instalação, sob responsabilidade do próprio agente ou de terceiros, que não atenda os critérios para utilização da classificação ETC.
MGI – Desligado por causa externa devido à 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,
MGN – Desligado por causa externa devido à 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.
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).

4.1.4 Classificação quanto à forma de Contabilização

A forma de contabilização utilizada somente para as Funções Transmissão classificadas como Rede Básica e Interligações Internacionais é definida a partir do detalhamento da apuração e utilizada para a contabilização dos eventos passíveis de Parcela Variável.

Na Tabela 9 são apresentados os classificadores com suas respectivas definições utilizados na apuração técnica realizado pela equipe de Pós-Operação do ONS.

Tabela 9- Classificação quanto à forma de Contabilização de uma Função de Transmissão (Fonte: Manual de Classificação do SATRA - ONS)

Descrição dos Classificadores
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 ko de urgência.
ODP – Outros Desligamentos passíveis de participar da PVI, considerados, para efeito de cálculo da PVI, com fator multiplicador para Outros Desligamentos - ko igual a kp 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.

4.2 Apuração Financeira de Serviços de Transmissão

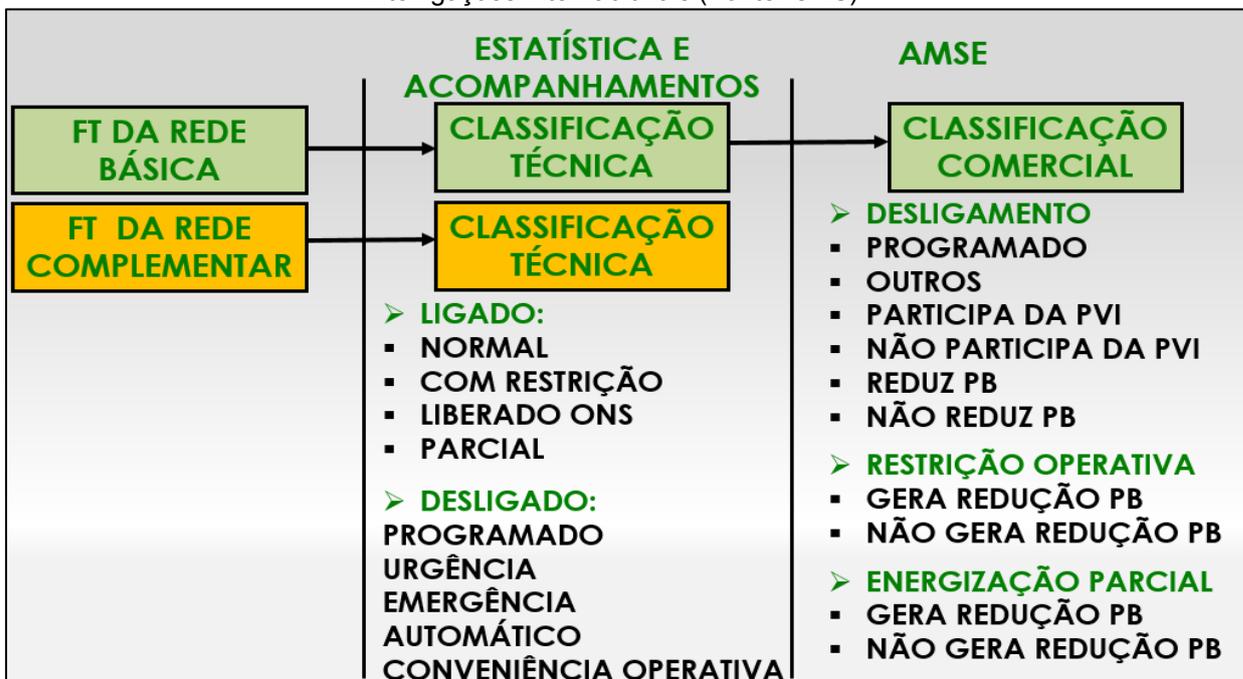
A apuração financeira realizada mensalmente pelo ONS é o processo contábil que compatibiliza as receitas devidas aos prestadores de serviço com os encargos a serem pagos pelos usuários da Rede Básica.

Os eventos passíveis de desconto de parcela variável que foram classificados no Sistema de Apuração dos dados da Transmissão – SATRA são importados pelo sistema de Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE no décimo dia útil de cada mês, calculados de acordo com as regras estabelecidas na regulamentação vigente, e disponibilizados para consistência dos agentes.

Cabe destacar que os desligamentos de Funções Transmissão contidos no período de seis meses, a contar da data de entrada em operação comercial, não são passíveis de aplicação de Parcela Variável, pois entende-se que essas instalações estão em período de testes e ajustes. Pós o fim do processo, os descontos referentes à aplicação da Parcela Variável são subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão arrecadados dos usuários da Rede Básica, na proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês.

A Figura 13 apresenta o processo de apuração da transmissão que é realizado mensalmente pelo ONS.

Figura 13 - Apuração dos Desligamentos das Funções de Transmissão da Rede Básica e Interligações Internacionais (Fonte: ONS)



4.3 Sistemas Computacionais utilizados no Processo da Apuração da Transmissão

A apuração do serviço público de transmissão tem como base dois principais sistemas que dão suporte ao processo de apuração técnica e financeira: Sistema de Apuração de Dados da Transmissão (SATRA) e Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão – (AMSE). Entretanto, muitos dados são obtidos através de outros sistemas existentes no ONS, que serão detalhados abaixo, para que se possa realizar todo processo da apuração técnica-financeira.

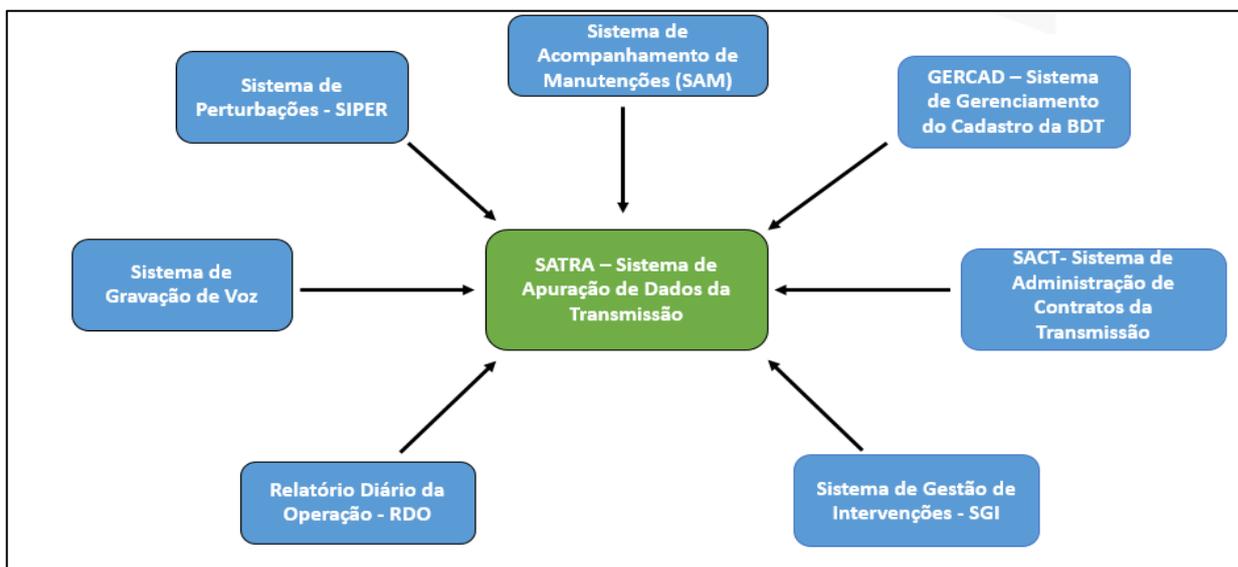
Abaixo são apresentados os sistemas utilizados para apuração técnica dos serviços de transmissão:

- i. **Sistema de Apuração de dados da Transmissão (SATRA)** - Sistema responsável pelo registro e classificação das ocorrências dos equipamentos de Transmissão da Rede Básica, Rede Complementar e Interligação Internacionais;
- ii. **Sistema de Gravação de Voz** – sistema responsável pelo armazenamento das gravações das comunicações efetuadas entre os profissionais da

- operação em tempo real dos Centros de Operação do ONS e dos Agentes/ Centros de Controle dos Agentes;
- iii. **Relatório Diário da Operação (RDO)** – sistema responsável pelos registros dos resultados da operação realizada, efetuado pelas equipes de operação em tempo real dos centros regionais de operação – COSR e centro nacional - CNOS do ONS;
 - iv. **Sistema de Gestão de Intervenções (SGI)/Sistema de Intervenções dos Centros de Operação (SICOP)** – sistemas onde são realizados os registros das intervenções cadastradas pelos agentes nos equipamentos da Rede de Operação, aprovados pelo ONS, e com registros de execução efetuados pelas equipes de operação em tempo real dos COSR;
 - v. **Sistema de Supervisão e Controle PI** – sistema que contém os dados de fluxos, tensões, estados de equipamentos para subsídio às apurações;
 - vi. **Sistema de Perturbações (SIPER)** – sistema responsável pelos registros das perturbações e ocorrências, constituídos por um ou mais desligamentos intempestivos, automáticos ou manuais, nos equipamentos da Rede de Operação, efetuados pelas equipes de operação em tempo real dos COSR;
 - vii. **Sistema de Acompanhamento de Manutenções (SAM)** – Sistema responsável pelo cadastro e acompanhamento do Plano Mínimo de Manutenção das transmissoras respeitando os Requisitos Mínimo de Manutenção;
 - viii. **Sistema de Gerenciamento de Cadastro dos equipamentos da Base Técnica (GERCAD)** – Sistema onde são realizados os cadastros dos equipamentos de transmissão em operação e os planejados a serem integrados à operação;
 - ix. **Sistema de Administração de Contratos da Transmissão (SACT)** – Sistema responsável pelo cadastro das FTs contratadas nos CPSTs com suas respectivas RAPs e capacidade operativa.

A Figura 14 apresenta os sistemas computacionais que dão suporte a apuração técnica dos serviços de transmissão.

Figura 14 - Sistemas utilizados para apuração técnica dos serviços de transmissão (Fonte: Autoria Própria)



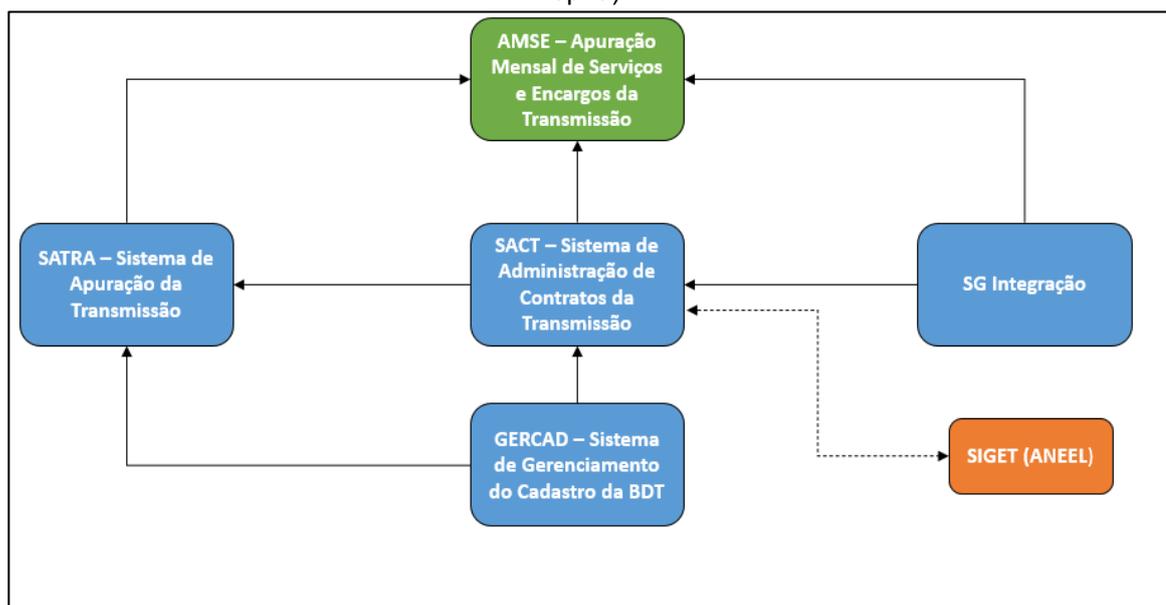
A seguir são apresentados os sistemas utilizados para apuração financeira dos serviços da transmissão:

- i. **Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão (AMSE)** - Sistema responsável pela contabilização financeira das indisponibilidades, restrições operativas e cancelamentos de Intervenções passíveis de descontos de parcela
- ii. **Sistema de Gerenciamento de Cadastro dos equipamentos da Base Técnica (GERCAD)** – Sistema onde são realizados os cadastros dos equipamentos de transmissão em operação e os planejados a serem integrados à operação.
- iii. **Sistema de Administração de Contratos da Transmissão (SACT)** – Sistema responsável pelo cadastro das FTs contratadas nos CPSTs com suas respectivas RAPs e capacidade operativa.
- iv. **Sistema de Apuração de dados da Transmissão (SATRA)** - Sistema responsável pelo registro e classificação das ocorrências dos equipamentos de Transmissão da Rede Básica, Rede Complementar e Interligação Internacionais.
- v. **SG Integração** - Sistema de gestão dos processos de integração de FT no SIN. É responsável por atestar que uma instalação está apta a operar comercialmente.

- vi. **Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET)** – Sistema da ANEEL responsável por gerir as informações referentes ao sistema de transmissão de energia elétrica.

A Figura 15 apresenta os sistemas computacionais que são utilizados para realização da apuração financeira dos serviços de transmissão.

Figura 15- Sistemas utilizados para apuração financeira dos serviços de transmissão (Fonte: Autoria Própria)



5 RESULTADOS DA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes às análises estatísticas das perturbações e desligamentos da Rede Básica, e os indicadores que foram criados com o objetivo de mensurar a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de transmissão, entre o período de 2013 a 2020, no Sistema Interligado Nacional – SIN.

5.1 Análise Estatística das Perturbações da Rede Básica

Uma perturbação no sistema elétrico é considerada como um conjunto de um ou mais desligamentos intempestivos de equipamentos, podendo ser de forma automática ou de emergência. Para esta análise, são consideradas todas as perturbações que tenham causado desligamentos na Rede de Operação, avaliando somente as ocorrências fora da Rede de Operação com o corte de carga superior a 100 MW, e com duração igual ou superior a 10 minutos.

Quando há perturbações que causem corte de carga, são elaborados, pelo ONS, o Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no Sistema Interligado Nacional (BISE) e o Informe Preliminar de Interrupção de Energia no Sistema Interligado Nacional (IPIE).

Ambos os relatórios têm como objeto relatar a perturbação, a carga interrompida, os horários de corte, o restabelecimento dos equipamentos que desligaram, e os agentes envolvidos.

Nas Figuras 16 e 17, e na Tabela 10, são apresentados os números e as causas das perturbações que aconteceram no período de 2013 a 2020 no sistema, e as suas respectivas causas.

Figura 16- Perturbações na Rede de Operação entre o período de 2013 a 2020 (Fonte: SIPER - ONS)

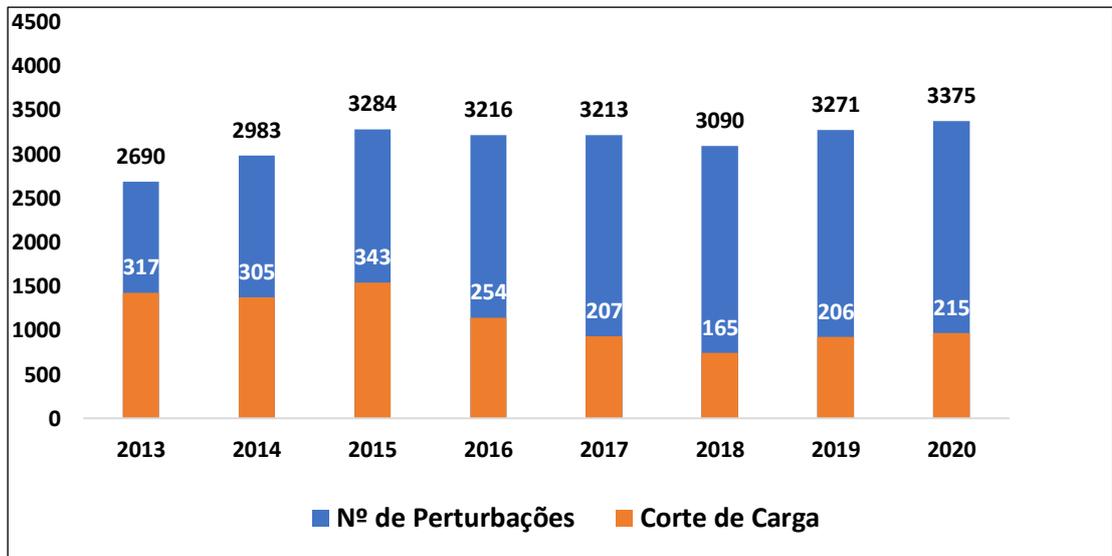


Figura 17- Causas das Perturbações na Rede de Operação (Fonte: SIPER- ONS)

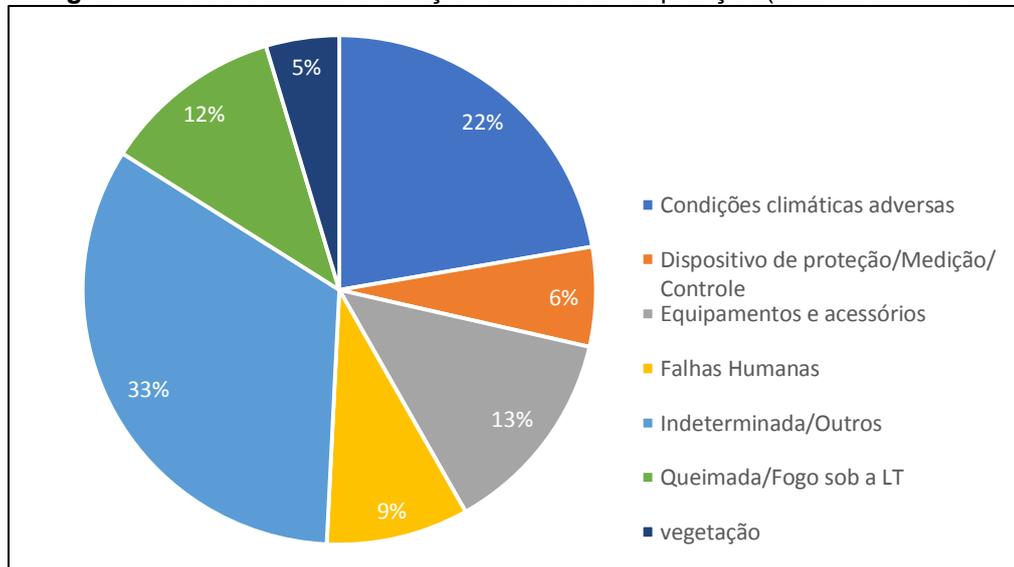


Tabela 10- Histórico das Perturbações (Fonte: SIPER- ONS)

Ano de Início da Perturbação	Número de Perturbações	>= 100 MW	< 100 MW e >= 50 MW	< 50 MW	Com Corte de Carga
2013	2690	81	76	160	317
2014	2983	84	71	150	305
2015	3284	106	72	165	343
2016	3216	69	61	124	254
2017	3213	65	41	101	207
2018	3090	34	23	108	165
2019	3271	59	43	104	206
2020	3375	56	30	129	215

Pode-se observar que a média de perturbações, entre o período de 2013 a 2020, ficou em torno de 3.140 eventos, tendo, aproximadamente, 8% das ocorrências com corte de carga variando entre 50 MW e 100 MW. Dentre as principais causas, destacam-se as condições climáticas adversas, como tempestades com incidência de descargas atmosféricas, ventos com velocidade acima dos projetos especificados das linhas de transmissão, etc.

Além da causa citada anteriormente, é de suma importância realizar e fiscalizar as perturbações que tiveram como resultado final: “causa indeterminada”, pois muitos eventos podem impactar diretamente na operação e confiabilidade do sistema, bem como nos consumidores finais.

5.2 Análise Estatísticas dos Desligamentos da Rede Básica

Outra análise, considerada neste trabalho, é o número de desligamentos na Rede Básica, estratificado por indisponibilidade programada, intempestiva e por conveniência operativa das Funções Transmissão ativas no período de 2013 a 2020, que foram contabilizados e descontados da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de Transmissão.

Nas Figuras 18, 19 e 20 são analisados o número de desligamentos e a quantidade de indisponibilidades contabilizadas, bem como o percentual de ocorrência por tipo de equipamento de 2013 a 2020.

Em relação aos desligamentos programados é possível notar que aproximadamente 72% das ocorrências são passíveis de descontos de Parcela Variável. Quanto ao número de eventos com desconto, destaca-se que começa a

decrecer a partir do ano de 2016, com o incentivo da regulação, estabelecendo franquias para as manutenções, visando maior disponibilidade dos ativos à operação do sistema.

Quanto aos desligamentos intempestivos, que são classificados como automáticos, emergência e de urgência, estes se mantiveram constantes aos longos dos anos, entretanto, houve uma redução de 33% dos eventos passíveis de aplicação da Parcela Variável.

Cabe destacar, ainda, que aproximadamente 64,42% das ocorrências se aplicam às concessionárias não decorrentes de licitação, onde se acredita que as instalações já se encontram no final de vida útil. Entretanto, não é possível confirmar tal informação na análise, pois na base de dados utilizada não há informações suficientes para validação.

Figura 18- N° de Desligamentos x N° de Desligamentos Contabilizados da Rede Básica (Fonte: AMSE e SATRA - ONS)

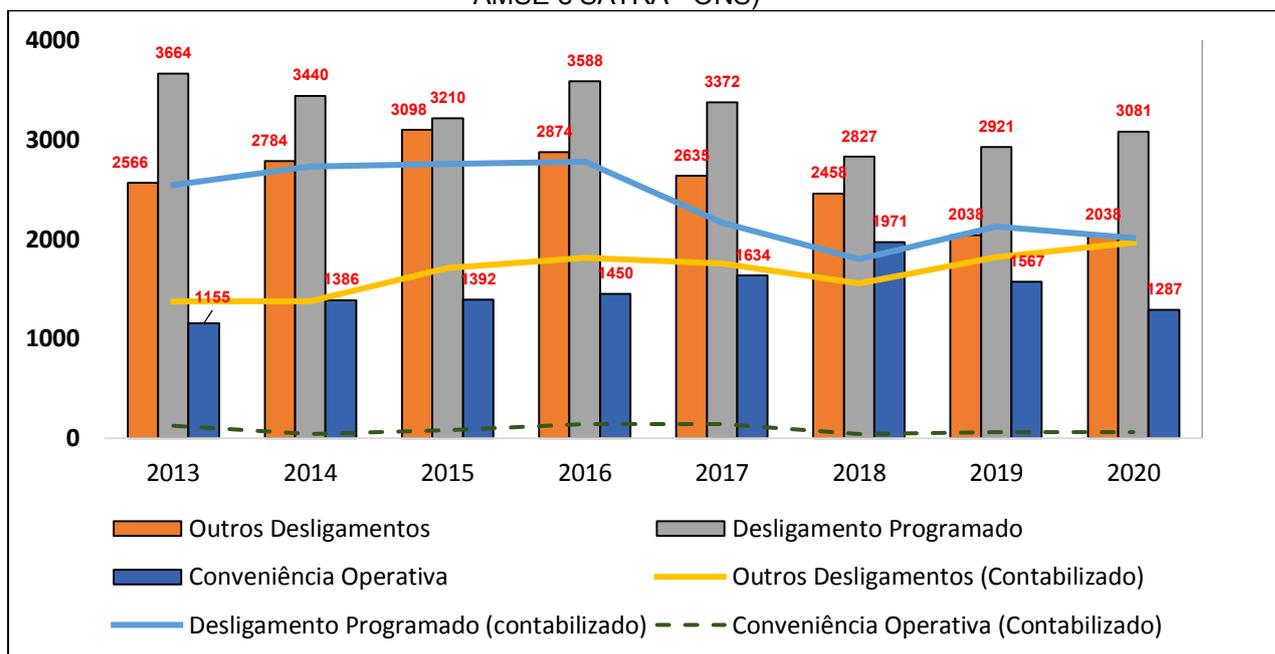


Figura 19 - Número de Desligamentos da Rede Básica entre os anos de 2013 a 2020 (Fonte: SATRA - ONS)

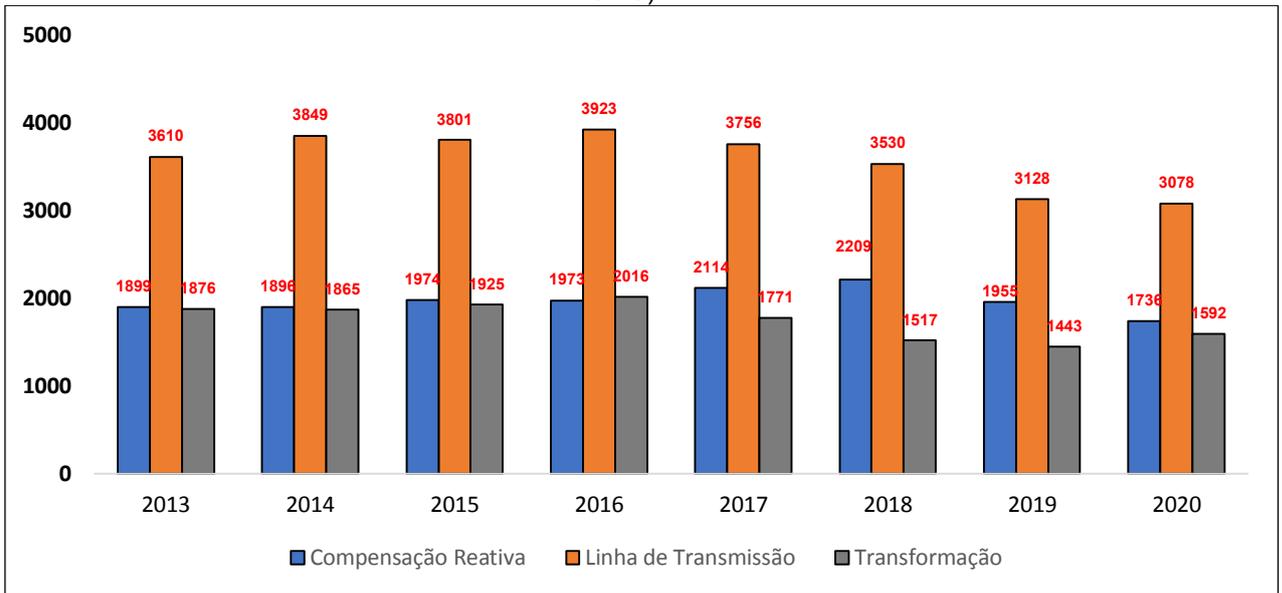
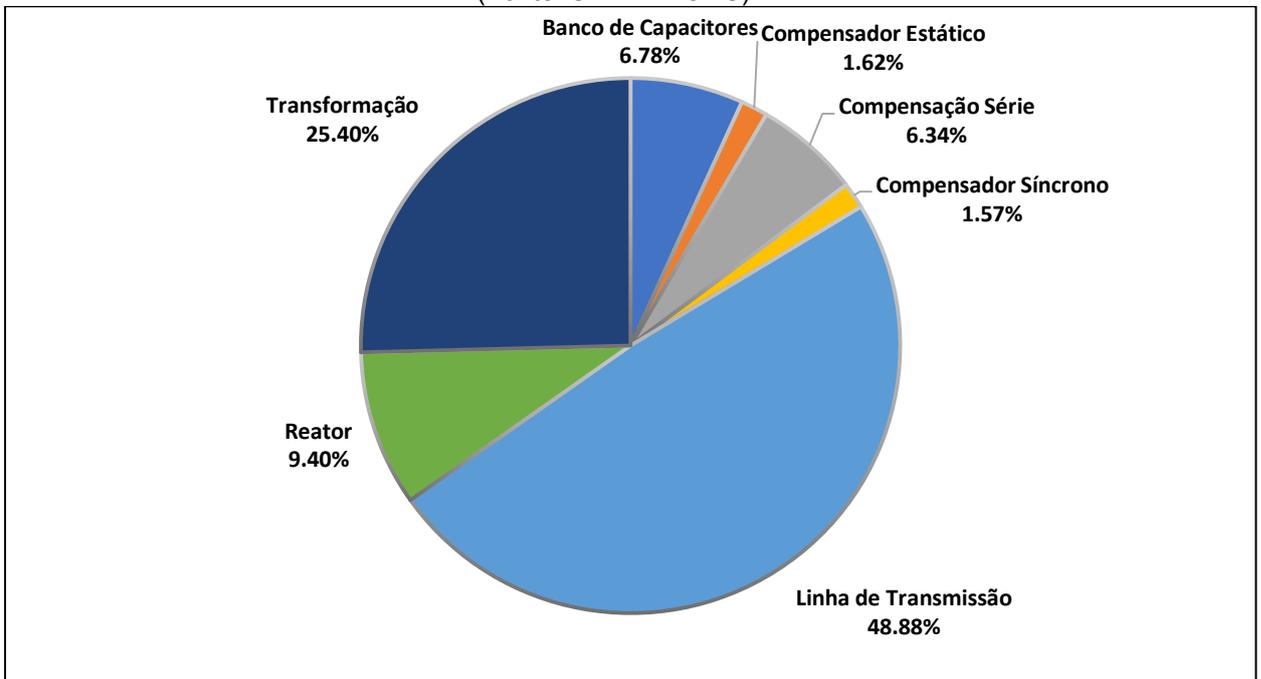


Figura 20- Percentual de Desligamentos por tipo de equipamento entre os anos de 2013 a 2020 (Fonte: SATRA - ONS)



5.3 Análise da Disponibilidade das Instalações de Transmissão da Rede Básica

A apuração da PV por Indisponibilidade está intimamente associada ao conceito de disponibilidade de uma FT. Conforme estabelece a Resolução Normativa 729/2016, todos os equipamentos que compõem uma FT são solidários na apuração da prestação de serviços de transmissão. Ou seja, uma FT é considerada disponível quando seu equipamento principal, e os equipamentos complementares, estão disponíveis à operação. A indisponibilidade de qualquer elemento que compõe a FT torna esta função passível de participar da apuração da PVI [17].

Para análise da disponibilidade das instalações da Rede Básica considerou-se o indicador de Disponibilidade das Instalações de Transmissão (DISPF), que tem como objetivo gerenciar o desempenho das Funções Transmissão.

Para este indicador são considerados 8760 horas como valor total do período, e 8784 horas para anos bissextos. A DISPF é calculada pela equação (5.1), apresentada abaixo:

$$(5.1) \text{ DISPF} = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de horas disponíveis no período considerado}}{\text{n}^\circ \text{ total de horas no período considerado}} \times 100 [\%]$$

Ressalta-se que as horas referentes às Funções Transmissão que foram desligadas, por conveniência operativa, não participaram do referido cálculo, bem como as Funções Transmissão Módulo Geral.

Com base na Figura nº 21, observa-se pouca variação para as Funções Linha de Transmissão e Transformação, onde a taxa de disponibilidade está acima de 99% [17]. Entretanto, no que tange à Função Compensação Reativo, conforme apresentado na Figura 22, esta taxa tende a ser próxima de 96%, ocasionada pelo maior tempo de indisponibilidade dos Compensadores Síncronos, devido ao (DINIZ, 2021):

- i. Tempo de parada, que pode variar de acordo com as características do equipamento (se há ou não o mecanismo de frenagem elétrica);
- ii. Tempo de energização do Compensador Síncrono, após o desligamento;
- iii. Maior tempo de manutenção das máquinas rotativas.

Figura 21- Histórico da Disponibilidade das Funções Transmissão (Fonte: Sistema SATRA - ONS)

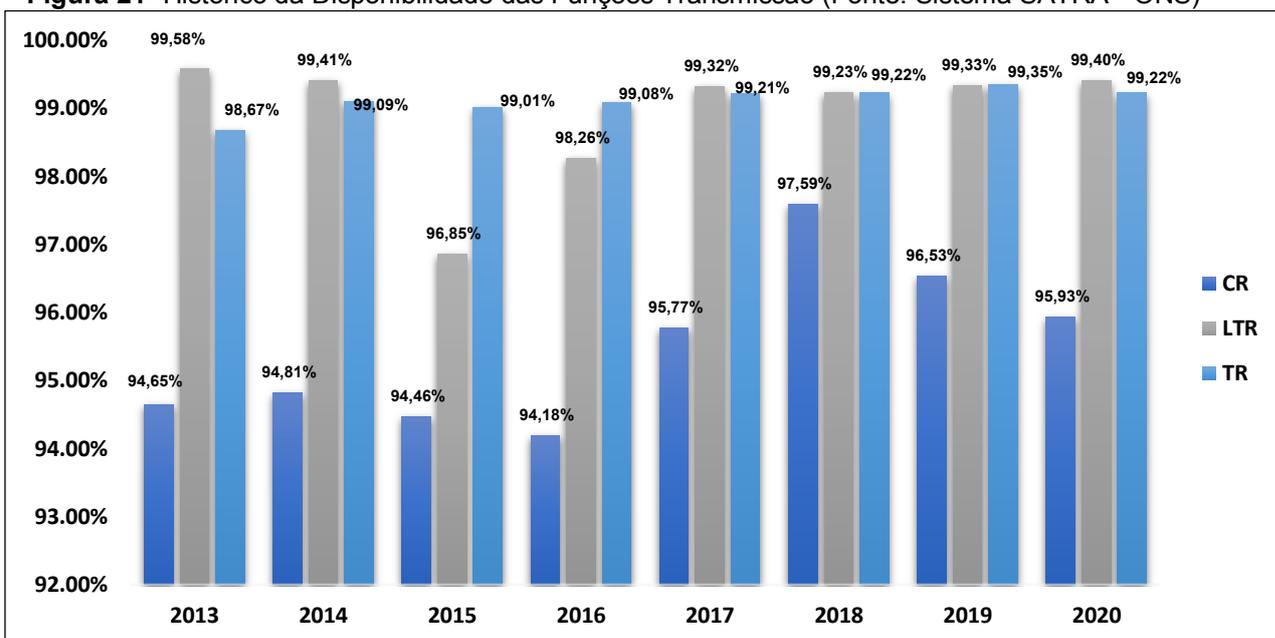
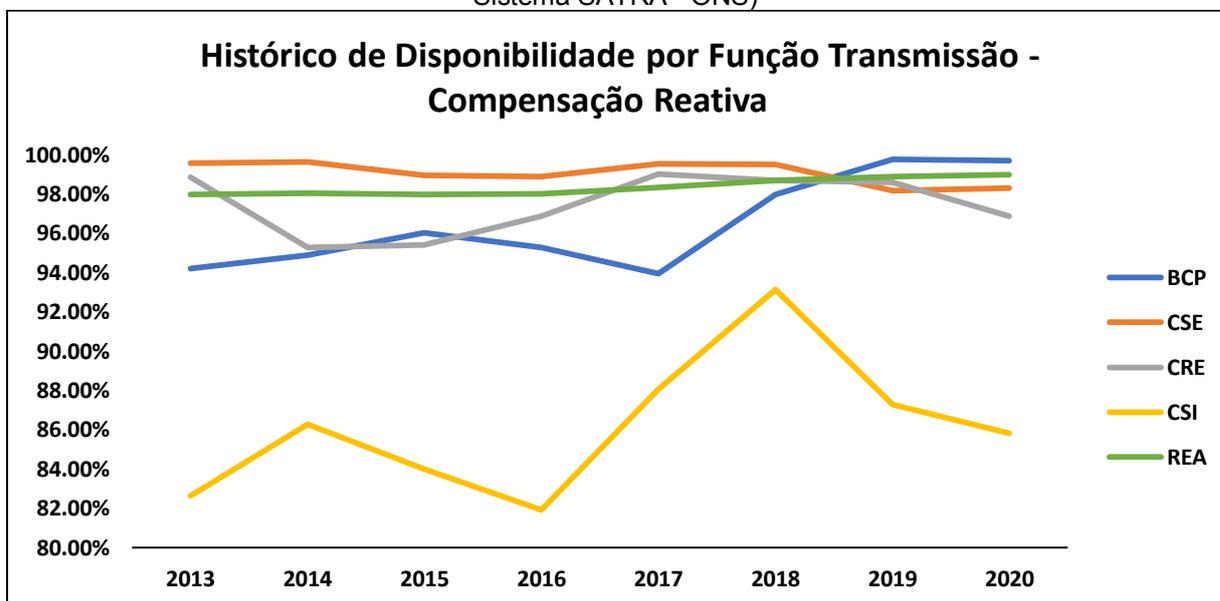


Figura 22- Histórico da Disponibilidade por Função Transmissão Compensação Reativa (Fonte: Sistema SATRA - ONS)



5.4 Análise do Impacto da Parcela Variável na Receita Anual Permitida

O impacto da PV/RAP tem como objetivo medir o percentual de redução na RAP em função dos descontos da PV. Sendo assim, para o cálculo do indicador em

questão, é considerado o somatório da PV apurada das Funções Transmissão sobre o total da RAP ativa e em operação comercial das concessões de transmissão, tomando como referência o período do ciclo tarifário, ou seja, de julho a junho do ano subsequente, e a duração ajustada, duração esta utilizada para o cálculo da Parcela Variável (DINIZ, 2021):

O indicador IPV é calculado, conforme equação (5.2) apresentada abaixo:

$$(5.2) \text{ IPV} = \frac{\sum PV}{\text{RAP}} \times 100[\%]$$

O resultado é apresentado por tipo de Função Transmissão, exceto, para FT Módulo Geral. São mostrados também, percentualmente, os valores financeiros apurados e descontados das concessionárias de transmissão, em função dos limites previstos na regulamentação. No total, não foi descontado, durante o ciclo de junho de 2013 a junho de 2020, um valor de aproximadamente R\$ 803.000.000,00 de reais das transmissoras. Entretanto, esse valor foi informado pelo ONS à ANEEL para que a agência reguladora fizesse suas análises e possíveis aplicações de termos de notificação aos agentes transmissores.

É extremamente relevante destacar que os resultados expostos tiveram como base as regulamentações vigentes à época, e eventos passíveis de PV, ou seja, eventos com duração maior ou igual a 1 minuto.

Como pode ser observado nas Figuras 23, 24, 25, 26, 27 e 28 a taxa média de desconto da PV/RAP das Funções Transmissão ficou em aproximadamente 1,84 %, destacando-se o crescimento elevado da RAP a partir do ciclo 2016-2017, em função da publicação da Portaria MME nº120/2016, que determinou o pagamento das parcelas adicionais de RAP devido à prorrogação das concessões de transmissão não decorrentes de licitação.

Ressalta-se que, no ciclo 2016-2017, ocorreu uma brusca redução no percentual de desconto de PV sobre a RAP devido à entrada em vigor da REN nº 729/2016 e, posteriormente, à revisão desta regulamentação por meio da REN 782/2017, que ocasionou adaptações nos sistemas de apuração do ONS, provocando a retenção dos eventos a serem apurados no ciclo subsequente.

Figura 23- IPV da Função Transmissão - Controle de Reativo (Fonte: Sistema AMSE – ONS)

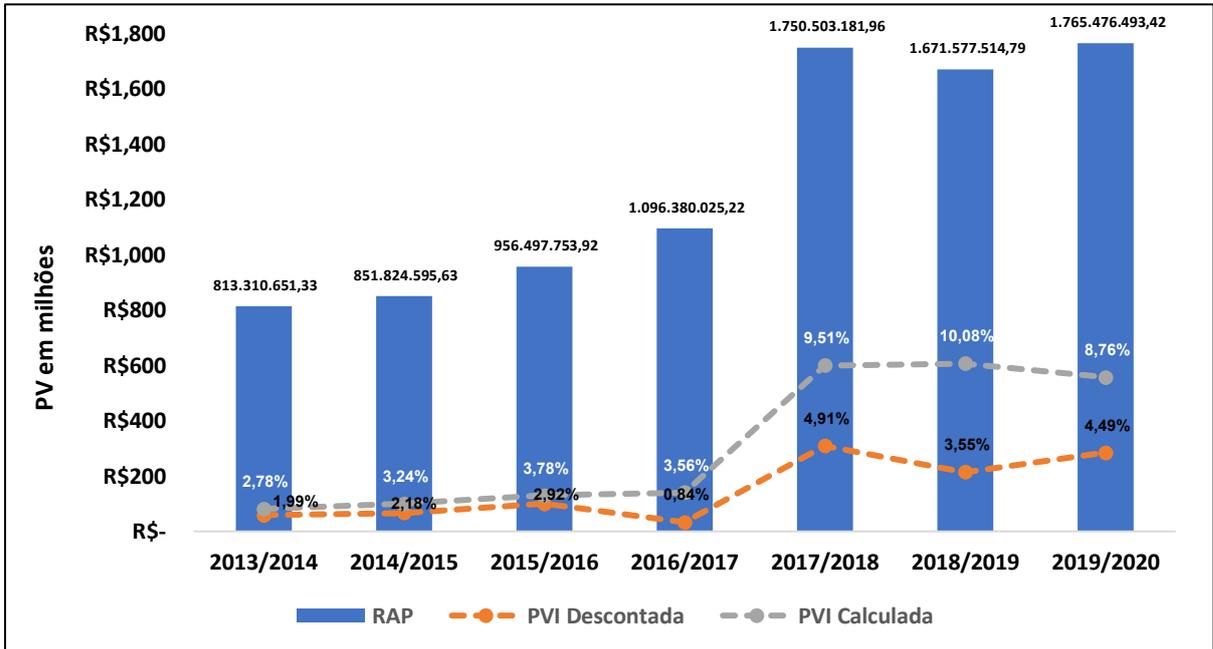


Figura 24- Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Controle de Reativo (Fonte: Sistema AMSE - ONS)

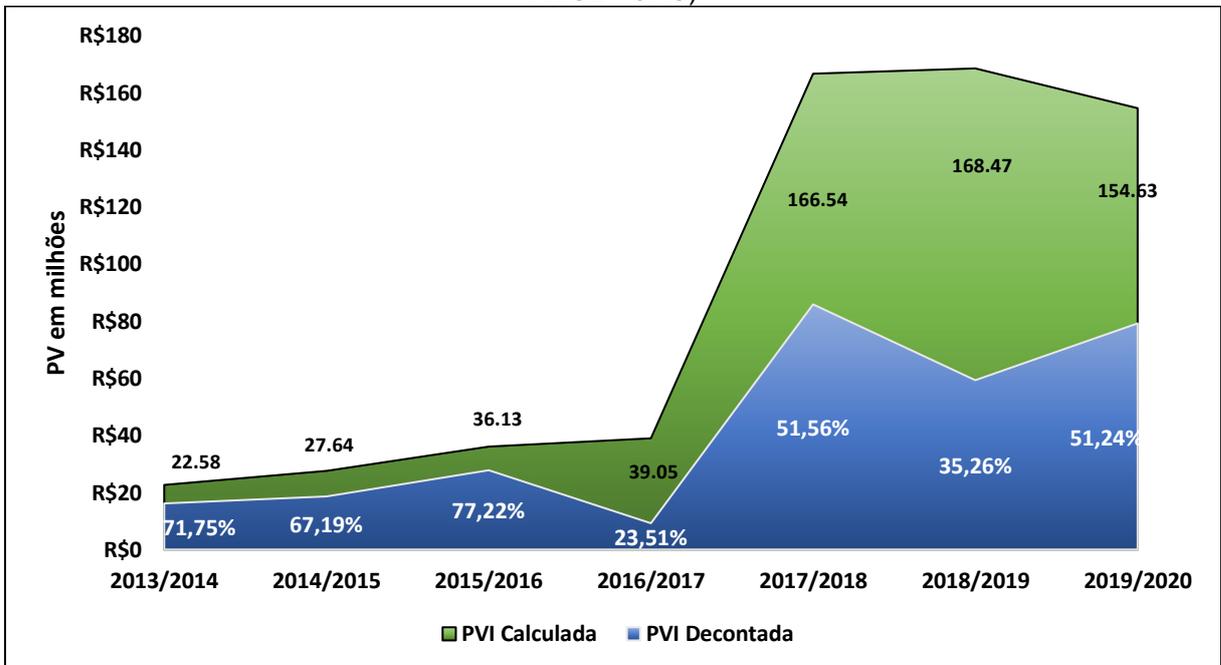


Figura 25- IPV da Função Transmissão- Transformação (Fonte: Sistema AMSE – ONS)

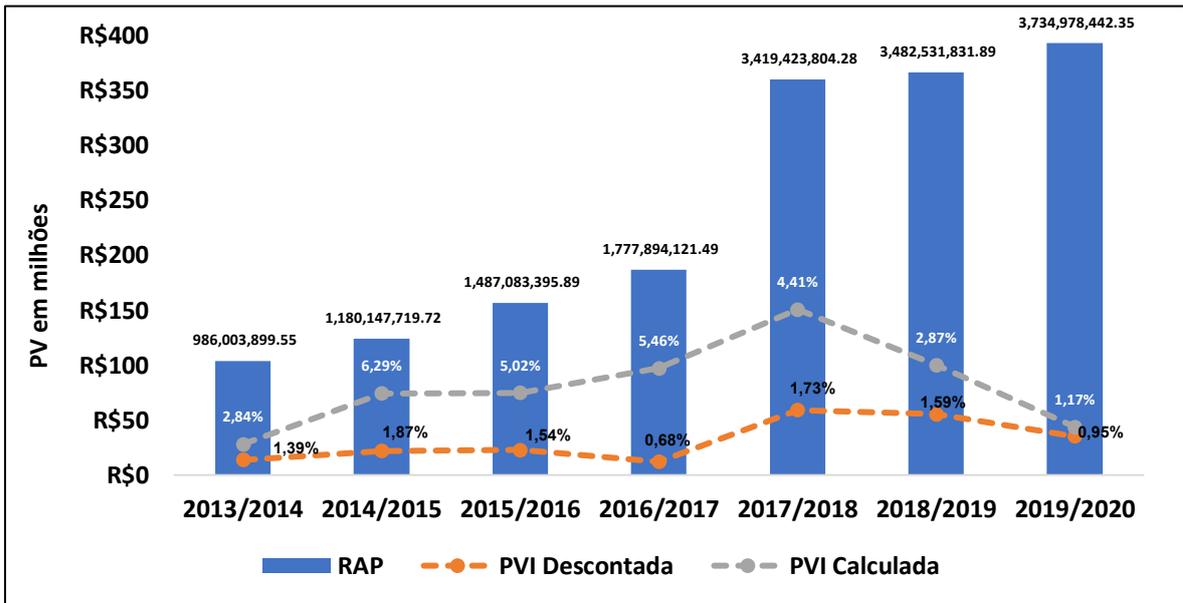


Figura 26 - Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Transformação (Fonte: Sistema AMSE - ONS)

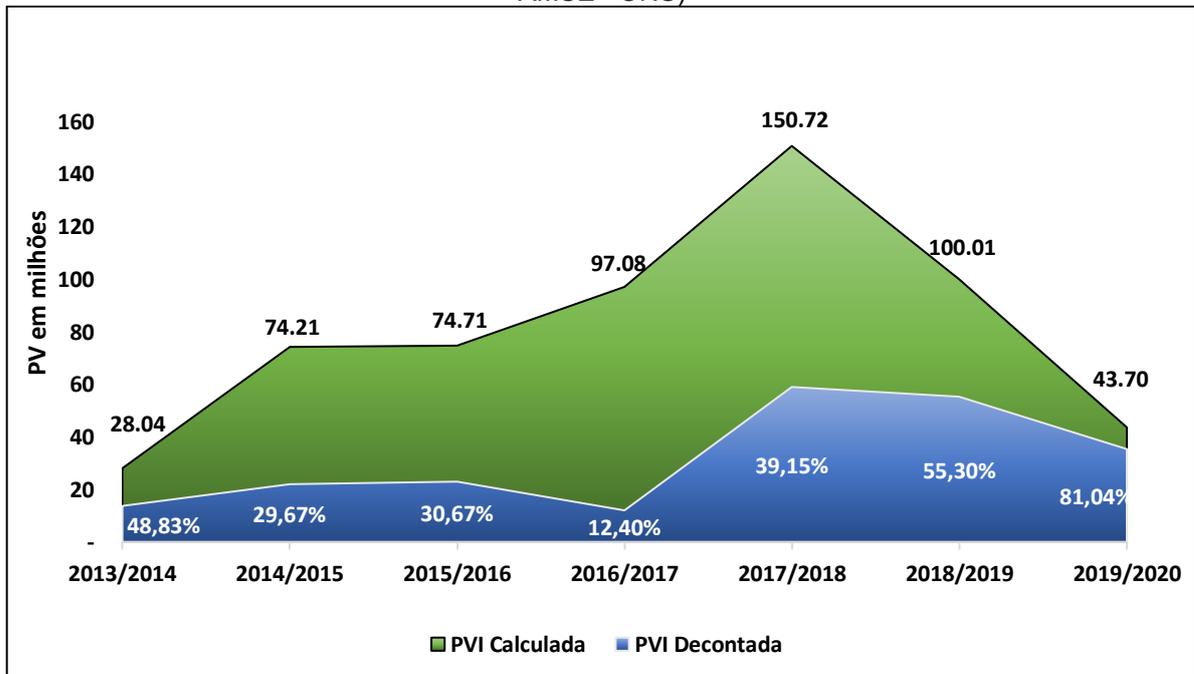


Figura 27- IPV da Função Transmissão- Linha de Transmissão (Fonte: Sistema AMSE – ONS)

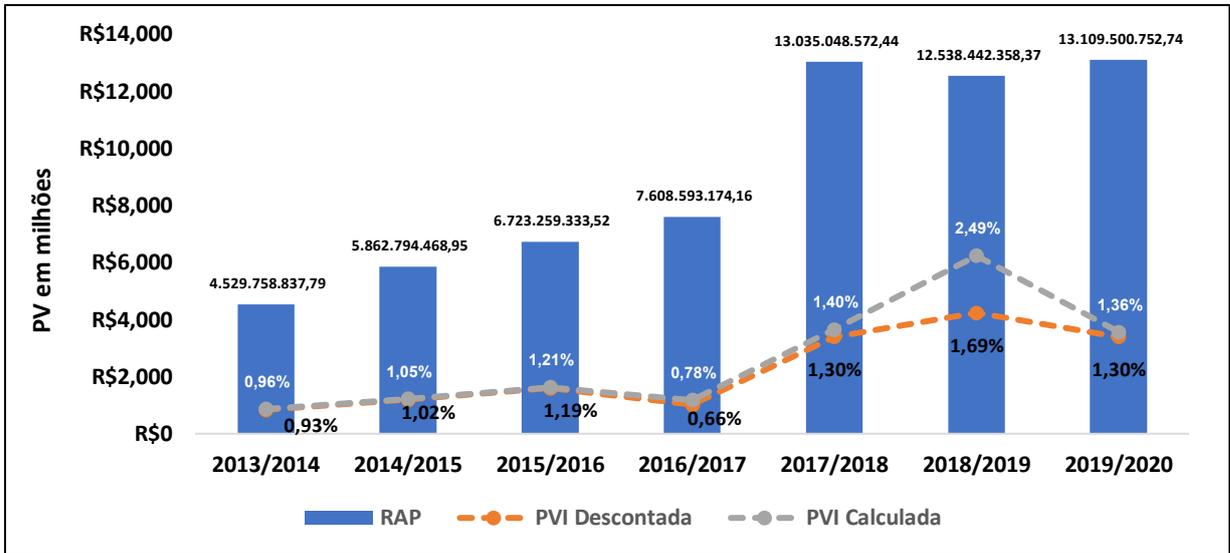
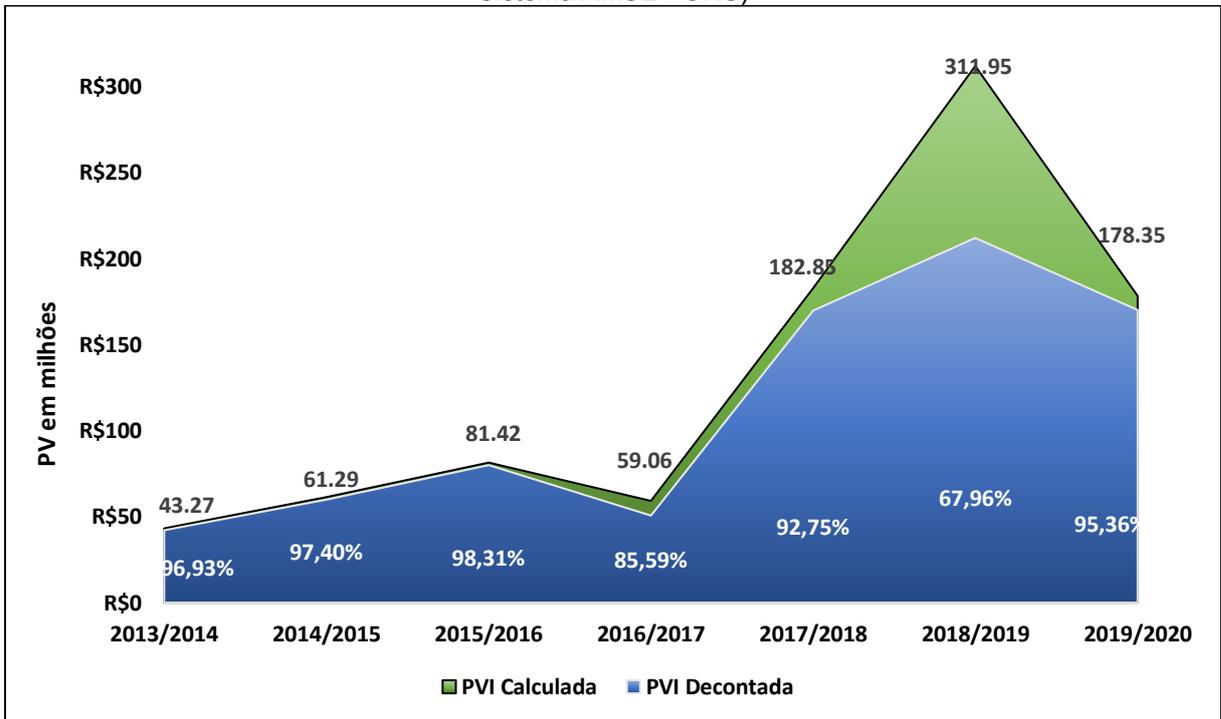


Figura 28 - Valores de PVI calculada x PVI Descontada da FT - Linha de Transmissão (Fonte: Sistema AMSE - ONS)



6 CONCLUSÕES

A prestação adequada do serviço público de transmissão tem papel fundamental na sociedade, desde o desenvolvimento econômico até a melhoria na vida da população brasileira. Tal serviço, realizado pelas empresas de transmissão, tem sua remuneração mediante disponibilização dos seus ativos de transmissão para operação e coordenação do ONS, tendo sua Receita Anual Permitida descontada conforme regras estabelecidas na regulamentação vigente, quando ocorrer algum tipo de indisponibilidades dos seus equipamentos.

Cabe ressaltar que a Parcela Variável não é uma multa aplicada às concessionárias de transmissão, mas, sim, um incentivo à plena disponibilidade das instalações de transmissão para operação do Sistema Interligando Nacional (SIN) pelo ONS.

Atualmente, com a expansão do segmento de transmissão e a entrada de novos “players” neste segmento, a complexidade da regulação da transmissão em corrente alternada, que sofreu diversas mudanças de regras ao longo dos últimos anos, vem demandando o estabelecimento, tanto pelo ONS, quanto aos agentes de transmissão, de um controle mais rígido dos seus processos de apuração e análise das ocorrências.

No que tange ao processo de apuração da transmissão, realizada pelo ONS junto aos agentes do setor, a transformação digital se tornou essencial para o desenvolvimento de ferramentas que auxiliam toda a cadeia do processo, otimizando as etapas de análise e consistências das ocorrências.

Um dos projetos implementados de “Business Intelligence” (BI) foi a ferramenta “Tableau”, que reúne, em um único *dashboard*, várias informações de uma ocorrência de diferentes sistemas computacionais do ONS. Assim, o apurador pode personalizar seu tempo e ambiente na análise.

Quanto ao segmento de transmissão, observa-se que apesar do número de Funções transmissão que entraram em operação, desde 2013, com um crescimento próximo à 70%, os objetivos propostos da regulamentação foram alcançados, tendo uma taxa de disponibilidade em torno de 99% das instalações de transmissão, e o impacto da Parcela Variável na Receita Anual Permitida das transmissoras cerca de 2%.

Cabe ressaltar que, para o atingimento desses índices de qualidade, os agentes de transmissão vêm se adequando ao “novo” mundo digital, desenvolvendo sistemas e implementando ações que possam aumentar a taxa de disponibilidade de seus ativos e, conseqüentemente, a redução da Parcela Variável sobre suas receitas.

Como uma das implementações vistas pelos agentes de transmissão, pode-se destacar a ferramenta de transcrição de áudios em salas de controle, com o objetivo de solucionar as dificuldades encontradas, e fornecer insumo necessário para análise e avaliação de uma indisponibilidade no sistema às equipes de pós operação, tanto dos agentes, quanto dos apuradores do ONS, referente às comunicações dos operadores em tempo real.

Outro destaque importante, já em curso pelos agentes de transmissão, é a utilização de drones para rastrear possíveis focos de incêndio, vegetação próxima às Linhas de Transmissão, quedas de balões e pipas, que são muito comuns em determinadas épocas do ano etc., evitando, assim, os desligamentos intempestivos e impactando diretamente na receita da empresa.

Diante de todos os cenários que vêm se apresentando no segmento de transmissão, espera-se que a simplificação da regulação da apuração da disponibilidade dos ativos de transmissão em Corrente Contínua, Resolução Normativa nº 853/2019, seja modelo para as próximas alterações da regulação de transmissão em Corrente Alternada, bem como a transformação digital do setor estimule ainda mais o desenvolvimento de produtos e serviços cada vez mais alinhados ao acompanhamento das indisponibilidades, promovendo um aperfeiçoamento contínuo na qualidade da prestação do serviço de transmissão, no Brasil, buscando sempre melhorar os resultados apresentados no Capítulo 5.

6.1 Perspectivas e Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros vislumbra-se uma análise profunda do desempenho das Funções Transmissão Conversoras, com a implementação de uma regulação específica que trata do sistema HVDC.

Conforme apresentado pela ANEEL (2016), já é possível notar que o marco regulatório trouxe benefícios tanto para o agente, quanto para o ONS, pois com a simplificação das regras de apuração, o processo se tornou mais fluido, reduzindo,

assim, o tempo médio para avaliação das indisponibilidades, e aumentando a gestão dos agentes junto aos seus ativos de transmissão.

Sendo assim, um estudo mais profundo, com maior periodicidade da aplicação da regulamentação vigente sobre o sistema HVDC (FT- Conversora), possibilita elencar maiores ganhos e ajustes a serem feitos, que podem servir como fonte de alteração da regulamentação que trata as instalações Corrente Contínua em Alta Tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFONSO, R. A. **Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. PPGENE. DM-353^a/08. Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 016/2005-SRT/ANEEL**, de 15 de julho de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Nota Técnica nº 029/2007-SRT/ANEEL**, de 25 de junho de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Nota Técnica nº 069/2017-SRT/ANEEL**, de 28 de junho de 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Nota Técnica nº 181/2014-SRT-ANEEL**, de 17 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 166**, de 31 de maio de 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 191**, de 12 de dezembro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 245**, de 31 de julho de 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 270**, de 26 de junho de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 66**, de 16 de abril de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 67**, de 08 de junho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 729**, de 28 de junho de 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 782**, de 19 de setembro de 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

_____. **Resolução Normativa nº 905**, de 08 de dezembro de 2020. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2020.

ALMEIDA, G. F. B. **Análise de Desempenho das Concessionárias de Transmissão com a Aplicação da Parcela Variável**. Dissertação de Mestrado. Publicação PPGENE. DM 420/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

BARROS, M.P.B. **Análise no Impacto na qualidade de prestação do serviço público da Transmissão de Energia Elétrica após a prorrogação das concessões pela Medida Provisória 579/2012**. Trabalho de conclusão de curso como requisito parcial para obtenção do título de especialista em Administração. PUC-RJ, Rio de Janeiro, novembro 2015.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Brasília, DF, 1995. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília, DF, 1997. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Lei 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Brasília, DF, 2004. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 01/03/2020.

_____. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília, DF, 2004. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 01/03/2019.

_____. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Brasília, DF, 1995. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasília, DF, 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15/04/2020.

_____. **Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional. Brasília, DF, 1997. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 01/03/202019.

_____. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Dispõe sobre a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. Brasília, DF, 1998. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 15/04/2020.

CATELMO, S.M.S. **Análise dos Resultados dos Leilões das Linhas de Transmissão de Energia Elétrica.** Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Itajubá -UNIFEI, MG, 2014.

CORDEIRO, R.A. **Estudo da Consideração da Importância Sistêmica das Funções Transmissão no Cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro-COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.

DE AQUINO, R M. **Parcela Variável das Funções Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico.** Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

DINIZ, F.F.M; DA SILVA, L.L; AGUIAR, K.C; DE MENEZES, N.R; PORTO, P.B; **Histórico da Qualidade da Prestação do Serviço Público de Transmissão.** XVI EDAO- Encontro para Debates de assuntos de operação, junho de 2021. Disponível em: <www.edao.com.br>. Acesso em: 01/08/2021.

FILHO, L.L.E. et al. **Reflexos da regulação dos segmentos de geração, transmissão e contratação do uso do sistema de transmissão nos resultados da operação do sistema elétrico.** XIII EDAO- Encontro para Debates de assuntos de operação, novembro 2014. Disponível em: <www.edao.com.br>. Acesso em: 01/09/2021.

GOMES, Roberto. **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Fundação Getúlio Vargas – FGV, 2012.

GRUDTNER, W.L; DINIZ, F.F.M. **Acompanhamento da Implantação da Nova Regulamentação no Processo de Apuração da Qualidade de Prestação do Serviço de Transmissão para FT - Conversoras**. XVI EDAO- Encontro para Debates de assuntos de operação, junho de 2021. Disponível em: <www.edao.com.br>. Acesso em: 01/08/2021.

HIROTA, H.H. **O mercado de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 82 f. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Economia Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2006.

JESUS, L.S. **Avaliação da Parcela Variável para Apuração da Qualidade do Serviço de Transmissão no Brasil Segundo Conceitos de Confiabilidade**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

JÚNIOR, C.B. et al. **A evolução e os desafios do ONS na apuração da disponibilidade das instalações da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional**. XVI EDAO - Encontro para Debates de assuntos de operação, junho de 2021. Disponível em: <www.edao.com.br>. Acesso em: 01/08/2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 21/03/2020.

_____. **Rotina Operacional para Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de transmissão-RO-AO-BR.05**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 01/04/2020.

_____. Submódulo 6.5 - **Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 21/04/2021.

_____. Submódulo 6.7 – **Apuração das Indisponibilidades, restrições da capacidade operativa e sobrecargas em instalações de transmissão da Rede Básica e das Instalações Internacionais**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 21/03/2021.

_____. Submódulo 8.3 – **Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão e Encargos Setoriais**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 21/03/2021.

PRUDÊNCIO, R.A.N. Análise dos Empreendimentos de Transmissão de Energia Elétrica Leiloados de 2013 a 2018 no Território Brasileiro. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Itajubá -UNIFEI, MG, 2019.