

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ANÁLISE DAS
PENALIZAÇÕES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS COM
FOCO NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL**

SELUIVY GONÇALVES SILVA

Uberlândia

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ANÁLISE DAS
PENALIZAÇÕES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS COM
FOCO NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

Dissertação apresentada por Seluivy
Gonçalves Silva à Universidade
Federal de Uberlândia, como parte dos
requisitos para a obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Uberlândia, 29 de novembro de 2016

Banca Examinadora:

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães (Orientador) – Ph.D. UFU

Prof. Adélio José de Moraes – Dr. UFU

Prof. Daniel Araújo Caixeta – Dr. IFTM

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

S586s
2016 Silva, Seluivy Gonçalves, 1987-
 Sistema interligado nacional: análise das penalizações impostas às
transmissoras com foco na aplicação da parcela variável / Seluivy
Gonçalves Silva. - 2016.
 122 f. : il.

 Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
 Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
 Inclui bibliografia.

 1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Sistemas de energia elétrica -
Teses. 3. Energia elétrica - Transmissão - Teses. I. Guimarães, Geraldo
Caixeta, 1954- II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ANÁLISE DAS PENALIZAÇÕES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS COM FOCO NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

Seluivy Gonçalves Silva

Dissertação apresentada por Seluivy Gonçalves Silva à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães
Orientador – Ph.D. UFU

Prof. Dr. Alexandre Cardoso
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

*Aos meus pais, Sebastião e Lourdes, pelo exemplo
de vida, pelas Palavras de amor, ânimo e pelo carinho
com o qual tem me ensinado as lições da vida.
A minha irmã Seluane pelo incentivo e afeto.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela grande misericórdia com a qual tem me conduzido pelos caminhos da vida.

Aos meus queridos e amados pais, Sebastião e Lourdes, por me mostrarem o bom caminho a ser seguido.

A minha querida irmã Seluane pelo apoio, dedicação, palavras de ânimo e exemplo a ser seguido.

A todos os meus familiares pelos votos de sucesso e apoio demonstrado nessa caminhada.

Ao professor Geraldo Caixeta pela atenção, dedicação e esforço na realização desse trabalho.

A secretária Cinara pela atenção, entusiasmo e presteza nos atendimentos solicitados.

Aos colegas Lais, Roberta, Raul, Márcio e aos demais colaboradores do Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos (NDSE/UFU) pelo apoio na elaboração dos artigos técnicos e constante motivação.

Aos professores Adélio e Daniel pela disponibilidade em participação da banca examinadora.

A minha coordenadora, Janaína Gomes, juntamente com Valéria, Samuel, Heider e aos demais membros de minha equipe de trabalho da CEMIG, pela compreensão da importância desse trabalho, motivação e apoio no processo revisional.

Aos amigos e irmãos, Cleiton, Eliz Regina, Bianca, Carol, Fernanda, Kamila, Gerusa, Gardência, Alfredo, Jader, Adriane, Edjalma, Eustáquio, Daniel, Cristiane e tantos outros pelas palavras de apoio, orações e constante motivação para realização desse trabalho.

*Viste a um homem diligente na sua obra?
Derante reis será posto.
não será posto perante aos de baixa sorte.
(RQ - 22.29)*

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ANÁLISE DAS PENALIZAÇÕES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS COM FOCO NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

RESUMO

As características singulares da energia elétrica quanto a sua forma de produção, transporte, consumo e sua importância ao desenvolvimento nacional levaram ao desenvolvimento de estruturas de gestão caracterizadas pela intervenção do estado. A busca por modelos de gestão aprimorados e eficientes conduziram o setor elétrico nacional a experimentar diversas transformações.

O modelo atual é oriundo da transformação de uma estrutura verticalizada onde praticamente todos os segmentos do setor eram de propriedade pública. E ele é caracterizado por ramos de atividades independentes contemplando a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica. Nesse contexto, o sistema de transmissão tem papel de destaque, pois propicia a otimização das interligações entre as diversas fontes energéticas, permitindo o aproveitamento dos recursos de geração instalados ao longo do território nacional e o atendimento às demandas energéticas dos grandes centros consumidores.

Nesse sistema a receita das transmissoras é disponibilizada mensalmente às concessionárias por meio de seus respectivos pagamentos base. Como forma de fiscalizar e incentivar a qualidade dos serviços a agência reguladora estabeleceu a aplicação de penalidades mediante resoluções normativas.

O objetivo desse trabalho consiste em apresentar as penalizações impostas às transmissoras, com foco na aplicação da Parcela Variável. Para atender a esse objetivo será necessário navegar por outras áreas relacionadas com o sistema de transmissão, entre elas: as diretrizes envolvidas no planejamento da expansão do sistema, os trâmites para o acesso a rede, a formação da receita das transmissoras, bem como a apresentação de dados que ilustram a atual situação desse segmento.

Palavras-Chave: Acesso; Expansão; Parcela Variável; Penalidades; Receita; Sistema Interligado Nacional; Transmissão.

NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM: ANALYSIS OF THE PENALTIES IMPOSED ON TRANSMISSION SYSTEM WITH FOCUS ON VARIABLE PARCEL APPLICATION

ABSTRACT

The unique characteristics of electric energy as to its form of production, transportation, consumption and its importance to national development led to the development of management structures characterized by state intervention. The search for improved and efficient management models has led the national electricity sector to undergo several transformations.

The current model comes from the transformation of a vertical structure where practically all the segments of the sector were public property. And it is characterized by branches of independent activities contemplating the production, transportation, distribution and commercialization of electric energy. In this context, the transmission system plays an important role, as it facilitates the optimization of the interconnections between the different energy sources, allowing the use of the generation resources installed throughout the national territory and the energy demands of the large consumer centers.

In this system, the transmissions' revenue is made available monthly to the concessionaires through their respective base payments. As a way of monitoring and encouraging the quality of services, the regulatory agency established the application of penalties through normative resolutions.

The objective of this work is to present the penalties imposed on the transmission system, focusing on the application of the Variable Parcel over their respective monthly payments. In order to meet this objective, it will be necessary to navigate to other areas related to the transmission system, among them: the guidelines involved in planning the expansion of the system, the procedures for accessing the network, the formation of the transmission systems' revenue, as well as the presentation of information that illustrates the current situation of this segment.

Key words: Access; Expansion; Variable Parcel; Penalties; Revenue; National Interconnected System; Transmission.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
SUMÁRIO	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS	XIII
Capítulo I	15
INTRODUÇÃO	15
1.1 Contextualização do tema	15
1.2 Motivação (Justificativa)	16
1.3 Objetivos	17
1.4 Justificativas e Contribuições	17
1.5 Estrutura da dissertação	18
1.6 Desenvolvimento de trabalhos futuros	19
Capítulo II	20
ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	20
2.1 Considerações iniciais	20
2.2 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.2.1 Período: Final do século XX – Década de 30	20
2.2.2 Período: Década de 40 e 50	21
2.2.3 Período: Década de 60, 70 e 80	21
2.2.4 Período: Década 90 – Início da reestruturação do setor elétrico	23
2.3 Modelo atual de gestão do Setor Elétrico Brasileiro	26
2.3.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	27
2.3.2 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	28
2.3.3 Ministério de Minas e Energia – MME	28
2.3.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE	30
2.3.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL	30
2.3.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	31
2.3.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	32

2.3.8 Agentes Setoriais -----	33
2.4 Considerações finais-----	33
Capítulo III-----	34
FORMAÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA, METODOLOGIA DE EXPANSÃO E O PANORAMA ATUAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO-----	34
3.1 Considerações iniciais-----	34
3.2 Outorga dos serviços públicos -----	34
3.2.1 Processo de consolidação dos empreendimentos de transmissão-----	35
3.2.2 Processo de outorga de concessão mediante licitação -----	37
3.2.3 Definições gerais presentes nos Editais de Licitação-----	38
3.2.4 A definição da Receita Anual Permitida dos empreendimentos -----	39
3.3 Sistemática dos Leilões de Transmissão-----	40
3.3.1 Análise dos resultados dos leilões de transmissão -----	41
3.4 Panorama Atual do Segmento de Transmissão-----	42
3.4.1 Ativos de geração distantes dos grandes centros consumidores-----	44
3.4.2 Busca por maior integração entre os subsistemas -----	48
3.4.3 Modernização da estrutura de transmissão existente -----	48
3.4.4 Impactos Socioambientais dos Empreendimentos de Transmissão -----	49
3.4.5 Aumento das Exigências de Disponibilidade dos Ativos -----	50
3.5 Considerações finais-----	57
Capítulo IV-----	60
PENALIDADES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS -----	60
4.1 Considerações iniciais-----	60
4.2 Fiscalização do Setor Elétrico Brasileiro -----	60
4.3 Resolução Normativa nº 63/2004-----	62
4.3.1 Critérios para aplicação de multas -----	64
4.3.2 Nota Técnica nº 0039/2010-SFE/ANEEL -----	65
4.4 Resolução Normativa nº 270/2007-----	67
4.4.1 Funções Transmissão -----	68
4.4.2 Definições gerais para aplicação dos descontos por PV-----	70
4.4.3 Prazos de solicitação de intervenções-----	72
4.4.4 Critérios de aplicação das Parcelas Variáveis-----	74
4.4.5 Aplicação das Parcelas Variáveis ao Pagamento Base-----	75
4.4.6 Planejamento das intervenções-----	83

4.4.7	Limites de descontos aplicados pela Parcela Variável	83
4.4.8	Critérios gerais para apuração das PVs	84
4.4.9	Adicional de RAP	85
4.5	Considerações finais	88
Capítulo V		89
ALTERAÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL DADA PELA REN Nº 729/2016		89
5.1	Considerações iniciais	89
5.2	Audiência Pública nº 027/2014	89
5.3	Principais alterações estabelecidas pela REN nº 729/2016	92
5.3.1	Isenção de PVI para o Plano Mínimo de Manutenções	92
5.3.2	Penalização por Atrasos de Intervenção	99
5.3.3	Penalização por falha na energização	101
5.3.4	Critérios de confiabilidade de Transformadores Trifásicos	103
5.3.5	Indisponibilidade de Equipamentos Reservas	103
5.3.6	Desligamentos Durante Intervensões	106
5.3.7	Flexibilização do Período de Carência para novos equipamentos	107
5.3.8	Penalização devido a indisponibilidade da FT Módulo Geral	108
5.3.9	Enrolamentos Terciários da FT-TR	109
5.3.10	Penalização por Desligamento de LT por Queimadas	110
5.3.11	Queda de Torres de Transmissão e Cabos	112
5.4	Considerações Finais	113
Capítulo VI		114
CONCLUSÕES		114
Referências Bibliográficas		118
Anexo I		124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Modelo desverticalizado do setor elétrico	25
Figura 2.2 – Modelo de gestão do setor elétrico	27
Figura 2.3 – Estrutura organizacional do MME	29
Figura 2.4 – Estrutura organizacional da ANEEL	31
Figura 2.5 – Estrutura Organizacional do ONS	32
Figura 3.1 – Fluxograma geral do processo de expansão da RB e das DIT	36
Figura 3.2 – Posicionamento das licenças e relatórios de expansão	38
Figura 3.3 – Histórico dos deságios da transmissão –1999/2015	42
Figura 3.4 – Extensões das linhas (1995 a 2015) e projeção 2016 e 2017	43
Figura 3.5 – Investimentos em LT e SE no PDE 2024	44
Figura 3.6 – Evolução da oferta e demanda projetada (2015-2019)	45
Figura 3.7 – Energia Natural Afluente de 1931 a 2014	47
Figura 3.8 – Situação empreendimentos de transmissão - Março de 2016	50
Figura 3.9 – Indenização das transmissoras dos ativos de RBNI e RBSE	54
Figura 3.10 – Impacto na receita das transmissoras após MP-579	55
Figura 3.11 – Impacto nas ações das transmissoras após MP-579	56
Figura 3.12 – Impacto da REN nº 512/2012 da ANEEL	57
Figura 3.13 – Resultados dos últimos leilões de transmissão	58
Figura 4.1 – Fiscalização do setor elétrico	61
Figura 4.2 – FT associadas a LT e a transformadores	69
Figura 5.1 – Disponibilidade das Funções de Transmissão por ciclo	91
Figura 5.2 – Tempo de indisponibilidade por FT em ciclos (dias)	93
Figura 5.3 – Validação do plano de manutenção das transmissoras	96
Figura 5.4 – Configuração disjuntor e meio SE 500kV	109
Figura 5.5 – LT 440kV Ilha Solteira-Bauru incêndio fora da faixa de servidão	112
Figura 5.6 – Torre de transmissão ao longo do leito de um rio	113

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Redução de receita após MP-579/2012 por transmissora	54
Tabela 4.1 – Responsáveis e penalidades impostas pela REN nº 63/2004	63
Tabela 4.2 – Grupos de Penalidades	64
Tabela 4.3 – Pesos das condicionantes da equação 4.1	66
Tabela 4.4 – Pesos da condicionante Sanção (S)	66
Tabela 4.5 – Equipamentos das FT	68
Tabela 4.6 – PDD, PFOD e os Fatores K_o e K_p	72
Tabela 4.7 – Valores da FT usada nos exemplos 1 e 2	83
Tabela 4.8 – Valores para cálculo do adicional à RAP	87
Tabela 5.1 – Quantidade de contribuições recebidas na AP nº 027/2014	90
Tabela 5.2 – Resultado da análise das contribuições da AP nº 27/2014	90
Tabela 5.3 – Resumo das periodicidades de manutenção	95

LISTA DE ABREVIATURAS

RAP – Receita Anual Permitida
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
FT – Função Transmissão
REN – Resolução Normativa
PB – Pagamento Base
PV – Parcela Variável
AP – Audiência Pública
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
BNDS – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
MME – Ministério de Minas e Energia
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras
PRS – Plano de Recuperação Setorial
REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico
PND – Plano Nacional de Desestatização
ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN – Sistema Interligado Nacional
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ACL – Ambiente de Contratação Livre
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
MP – Medida Provisória
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
PR – Procedimentos de Rede
DAT – Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão

PAR – Plano de Ampliações e Reforços
DPE – Departamento de Planejamento Energético
SPE – Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
TUST – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
RBSE – Rede Básica do Sistema Existente
CPST – Contrato de Concessão de Serviço de Transmissão
RBNI – Rede Básica Sistema Existente
VNR – Valor Novo de Reposição
SFF – Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SFE – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SFG – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIGET – Sistema de Gestão da Transmissão
LT – Linha de Transmissão
PFOD – Padrão de Frequência de Outros Desligamentos
PDD – Padrão de Duração de Desligamentos
IP – Intervenção Programada
IPU – Intervenção Programa em Regime de Urgência
IU – Intervenção em Urgência
EM – Intervenção em Emergência
RB – Rede Básica
DIT – Demais Instalações de Transmissão
PVRO – Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária
PVCI – Parcela Variável por Cancelamentos de Intervenções Aprovadas
PVR – Parcela Variável por utilização de equipamento Reserva
PVAO – Parcela Variável por Atraso de Entrada em Operação de Novas FT
PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade
PMI – Programa Mensal de Intervenções
SAM – Sistema de Acompanhamento da Manutenção
PMM – Plano Mínimo de Manutenção
CREA – Conselho Regional de Engenharia e Agronomia

Capítulo I

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do tema

As características únicas da eletricidade sob o ponto de vista de sua produção, transporte, consumo e comercialização, levaram ao desenvolvimento de sistemas de gestão e controle necessários ao atendimento de toda a cadeia. Nesse contexto a busca por aprimoramentos no desempenho do setor elétrico pode ser constatada pelas diversas estruturas e órgãos criados ao longo do tempo, sendo considerado o marco inicial dessa trajetória o Código de Águas promulgado em 10 de julho de 1934.

As reformulações do setor elétrico, abordadas nas diversas resoluções normativas, nos procedimentos operativos e em metodologias de expansão, operação e manutenção, buscam atender necessidades básicas do mercado. Essas necessidades incluem o atendimento a demanda, a qualidade e segurança no fornecimento, a modicidade tarifária e a competitividade no setor elétrico.

No âmbito do sistema de transmissão o modelo de gestão passou por diferentes estágios culminando no atual. As necessidades dos usuários em relação ao acesso à rede, a concepção de uma estrutura de planejamento da expansão, a definição dos procedimentos para operar o sistema, o modelo de operação em tempo real, a forma de remuneração e penalização das transmissoras, são alguns exemplos dos processos enfrentados por profissionais do setor na busca por um modelo consolidado.

Atualmente o sistema de transmissão é independente dos outros segmentos (geração e distribuição), com o recebimento de receita sendo feito por meio de tarifa específica estabelecida pela agência reguladora. O valor recebido deve proporcionar às transmissoras a remuneração dos investimentos realizados e ainda o atendimento aos custos de operação e manutenção que as empresas têm com os empreendimentos sob sua concessão ou autorização, visando a manutenção do atual modelo de gestão.

A remuneração recebida pelas transmissoras é denominada Receita Anual Permitida (RAP). O valor dessa receita é definido nos processos licitatórios ou

nos atos autorizativos coordenado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A remuneração ocorre após a entrada em operação comercial de determinada Função Transmissão (FT) que compõe um determinado empreendimento licitado ou autorizado pela agência. Uma determinada FT é definida como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, consideradas de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviço de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares [1].

Como forma de incentivar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica a ANEEL estabeleceu, mediante a Resolução Normativa (REN) nº 270/2007, a aplicação de penalidades financeiras às transmissoras. O exercício desse mecanismo ocorre com penalizações aplicadas nos valores pagos mensalmente às transmissoras mediante o Pagamento Base (PB). O valor do PB consiste do valor da receita anual (RAP) dividida em doze parcelas mensais pagas ao longo de um ano as transmissoras. O dispositivo de aplicação das penalidades é denominado de Parcela Variável (PV).

Em 2014 foi instaurada pela ANEEL a Audiência Pública (AP) nº 027/2014, com o objetivo de promover o aperfeiçoamento das regras de penalização aplicadas às transmissoras. Durante a elaboração dessa dissertação, mais precisamente no dia 28 de junho de 2016, foi publicada a nova Resolução Normativa (REN) com alterações nas regras de aplicação das penalidades, a saber: REN nº 729/2016. Essa resolução é fruto dos diversos trabalhos realizados no âmbito da AP nº 027/2014 e substitui a REN nº 270/2007.

A aplicação da PV pode ocorrer por fatores relacionados a indisponibilidades, restrições operativas e atrasos na execução de obras de determinada FT. A receita das transmissoras é portanto influenciada diretamente pelas regras de aplicação da PV.

1.2 Motivação (Justificativa)

A aplicação da PV sobre o pagamento mensal das transmissoras tem como objetivo incentivar a disponibilidade operativa dos ativos de transmissão. Esse objetivo, conforme será demonstrado ao longo do trabalho, foi atingido e a taxa de disponibilidade dos ativos, medida no ciclo de 2014-2015, estabeleceu-se em 99,72%. Entretanto, alterações no modelo de gestão regulatória impostas pela Lei nº 12.783/2013 e a resolução normativa da ANEEL nº 512/2012, produziram

respectivamente, redução de receita e aumentos significativos de penalidades às transmissoras. Esses fatores conduziram este segmento a experimentar uma situação crítica, onde o impacto pode ser mensurado pelo aumento de lotes vazios nos leilões de transmissão, o que ocasiona atrasos na entrega de obras previstas e impactos financeiros para toda a sociedade.

Outro ponto relevante nesta análise foi o processo de revisão da resolução normativa da ANEEL nº 270/2007. Este processo poderia amenizar a situação das transmissoras, apresentando medidas de atenuação às penalidades impostas. Entretanto, os avanços propostos, em alguns pontos, não apresentaram significativas melhorias, e, em outros, tem o potencial de conduzir as transmissoras a uma situação ainda mais delicada.

A importância do tema, a carência de documentos técnicos e as novas regras de penalização por PV, introduzidas pela recém lançada REN nº 729/2016, constituem os elementos motivacionais para o desenvolvimento dessa dissertação.

1.3 Objetivos

Considerando que o objetivo principal da metodologia de aplicação das penalidades é a busca pela melhoria da disponibilidade das FTs da Rede Básica, esta dissertação tem o objetivo de apresentar um documento com os principais tópicos referentes a aplicação da PV sobre a receita das transmissoras, mostrando a forma de cumprimento das penalidades e exemplos de penalidades aplicadas às empresas, bem como as mudanças nas regras de penalização dada pela REN nº 729/2016.

O texto permitirá ainda um entendimento amplo sobre o segmento transmissão, com foco nas penalidades aplicadas e a visualização de possíveis pontos de divergência e melhoria pertinentes no processo.

1.4 Justificativas e Contribuições

Considerando a relevância, a atualidade do tema e o momento oportuno em que a REN nº 729/2016 apresenta novas regras de penalização, esta dissertação coloca-se de forma a contribuir com as discussões sobre o tema, apresentando os impactos das novas regras de aplicação da PV, com o levantamento de pontos específicos em relação as alterações que entraram em

vigor. O trabalho ainda possibilita uma visão ampla do setor elétrico, com holismo no segmento de transmissão, mostrando os desafios e as suas causas principais.

1.5 Estrutura da dissertação

Nesse trabalho foi realizado o levantamento de dados bibliográficos em livros, teses, dissertações, artigos de periódicos e textos institucionais referentes ao tema. Posteriormente, foi identificado por meio de pesquisa em documentos disponibilizados pelas concessionárias e pela ANEEL na AP nº 027/2014, os principais pontos de questionamentos referentes as regras de aplicação da PV.

Além deste capítulo introdutório o trabalho está estruturado em mais cinco capítulos. Este documento apresenta ainda um apêndice com os artigos elaborados, apresentados e publicados a partir dos estudos efetuados durante a elaboração dessa dissertação.

O **Capítulo 2** apresenta um resumo da evolução do modelo de gestão do sistema elétrico com foco no segmento de transmissão de energia elétrica, apresentando a estrutura atual com a contextualização das entidades que desempenham papéis relevantes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

O **Capítulo 3** descreve questões relacionadas à receita das transmissoras referentes a RAP, bem como o panorama do segmento de transmissão com a apresentação dos principais desafios e causas enfrentadas atualmente.

O **Capítulo 4** apresenta as regras de penalidades impostas aos agentes transmissores, com a exposição de exemplos. Além da descrição dessas regras, o capítulo aborda ainda as penalizações aplicada pela REN nº 063/2004. Esta resolução apresenta punições que abrangem de advertências até penalidades mais severas, como por exemplo, a caducidade de uma concessão. Este capítulo descreve ainda as bases conceituais para aplicação da PV ditadas pela REN nº 270/2007.

O **Capítulo 5** descreve as novas regras de aplicação das penalidades impostas pela REN nº 729/2016. Mostrando as ações motivacionais que levaram as alterações realizadas e os principais tópicos discutidos na AP nº 27/2014. O capítulo objetiva portanto o esclarecimento das novas regras, bem como a análise do impacto dessas regras nas transmissoras.

O **Capítulo 6** apresenta as conclusões obtidas na elaboração dessa dissertação.

1.6 Desenvolvimento de trabalhos futuros

Como sugestão para trabalho futuros tem-se a possibilidade do desenvolvimento de um estudo analisando os indicadores de disponibilidade da transmissão após as novas regras de PV trazidas pela REN nº 729/2016.

Outro ponto relacionado ao desenvolvimento de trabalhos futuros está associado a REN nº 63/2004. Essa resolução discrimina penalidades aplicadas a todos os agentes do setor elétrico e encontra-se em revisão na AP nº 77/2011 da ANEEL. Assim, o estudo das regras que poderão entrar em vigor é relevante a todos os integrantes do SEB.

Capítulo II

ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Considerações iniciais

Este capítulo aborda de forma resumida a evolução do SEB. O objetivo do capítulo é possibilitar um posicionamento em relação as mudanças sofridas no setor, fornecendo conhecimento que servirá de embasamento aos demais capítulos.

Para isso, esse capítulo se inicia com a abordagem histórica geral do setor elétrico, seguido da descrição da estrutura atual de gerenciamento com foco no sistema de transmissão.

2.2 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1 Período: Final do século XX – Década de 30

A primeira experiência com o uso de eletricidade no Brasil ocorreu em 1879 na Estação Central de Campos no Rio de Janeiro, sendo que em 1883 Campos se tornou a primeira cidade da América do Sul com um serviço de iluminação pública [2].

No início do século XX a expansão da eletricidade era patrocinada por fortes investimentos do setor privado, sendo marcada por uma regulamentação embrionária e com um sistema formado por redes radiais instaladas em torno de cidades como Rio de Janeiro e São Paulo.

Nesse período a eletricidade já se despontava pelo benefícios que proporcionava à sociedade, sendo caracterizada como um serviço público. Nesse contexto, um respaldo legal tornava-se indispensável para regulação do setor incipiente.

A necessidade de medidas regulatórias e a crescente disseminação da energia elétrica levaram ao desenvolvimento do Projeto de Código de Águas, assinado por Getúlio Vargas no Decreto nº 26.234 em 1934.

Em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) com atribuições diversas dentre as quais destaca-se [2]:

I – Estudar as questões relacionadas à produção, exploração e utilização da energia elétrica no país, bem como, os tributos federais, estaduais e municipais incidentes sobre a indústria da energia elétrica.

A implantação do CNAEE marca a intervenção direta do Estado no Setor Elétrico Brasileiro.

Duas empresas se destacaram na época, a LIGHT (com atuação nas duas principais cidades brasileiras: Rio de Janeiro e São Paulo) e a AMFORP (com atuação concentrada no interior de São Paulo e nas demais capitais dos estados). Esses dois grupos monopolizaram o setor elétrico. O Brasil encerrou esse primeiro período de implantação de energia elétrica com 1211 usinas gerando cerca de 149.000 kW de origem térmica, e 630.000 kW de origem hidráulica [2].

2.2.2 Período: Década de 40 e 50

Destaca-se nesse período a crescente demanda por eletricidade e também o crescimento de sentimentos nacionalistas no país, os quais culminaram em ações onde o estado brasileiro assumiu o controle efetivo do setor elétrico sob a argumentação de tratar-se de um serviço público, e, portanto essencial à sociedade e ao desenvolvimento econômico nacional [2].

Nesse período os estados brasileiros, a partir da absorção de empresas estrangeiras, estabeleceram a criação de grandes estatais de energia elétrica. Destaca-se a criação, pelo governo federal, em 1945 da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e, em 1957, da Central Elétrica de Furnas.

O desenvolvimento industrial desse período proporcionou um aumento do consumo de energia elétrica ocasionando falta de energia elétrica. Iniciava-se assim, um período de racionamento.

Outro ponto importante foi a criação, em 1952, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDS), com a atribuição de prover recursos para os investimentos públicos.

2.2.3 Período: Década de 60, 70 e 80

Na década de 50 o governo possuía tendências de uma política nacionalista de eletricidade. Confirma-se essa tendência pela sugestão do presidente Getúlio Vargas para a criação de um órgão dirigido pelo estado para regular e ampliar o setor de energia elétrica. Em 1960 essa sugestão tomou forma

definida no governo de Juscelino Kubitschek com a criação do Ministério de Minas e Energia (MME).

O MME criou e acumulou departamentos para o tratamento das questões energéticas do país. Nesse ponto, destaca-se a criação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que extinguiu o CNAEE, passando a exercer todas as suas funções. O DNAEE também promoveu o desenvolvimento da produção de energia elétrica e foi extinto somente em 1997 com a criação da ANEEL.

Com a crescente necessidade de atender os aumentos da demanda de energia elétrica, à promoção de estudos energéticos, os projetos de construção e operação de centrais geradoras, linhas e subestações de transmissão, foi então estruturado o projeto de criação da Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS) em 1962.

Dessa forma foi estabelecida a estrutura básica de gestão da produção e transmissão de energia elétrica. Essa estrutura se manteve durante quase três décadas, tendo como integrantes:

- DNAEE com a função de órgão regulador do setor com atribuições inerentes ao Poder Concedente da União;
- ELETROBRÁS com a atribuição de promover o planejamento de expansão de energia elétrica.

Verifica-se que as várias regiões do país apresentavam configurações bastante distintas sob o ponto de vista elétrico. Outro ponto consistia de altos investimentos na construção de grandes usinas localizadas distantes dos principais centros consumidores, sendo necessária a construção de extensas linhas de transmissão. Esses fatores contribuíram para o avanço na busca pela padronização da frequência em 60 Hz.

A perspectiva de grandes obras como Itaipu e Tucuruí e de suas respectivas linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão em corrente alternada e contínua conduziram a ELETROBRÁS a exercer plenamente as funções de coordenação do planejamento do sistema elétrico.

Destaca-se também, nesse período, a Lei nº 5.899/73, conhecida como Lei de Itaipu, que dividiu o país em quatro regiões geoelétricas: Nordeste; Sudeste (com inclusão do Distrito Federal e parte dos estados de Goiás e Mato Grosso); Sul;

e Norte (com a inclusão de parte dos estados de Goiás e Mato Grosso) [3]. A necessidade de interligação dessas regiões em oposição a falta de padronização nos níveis de tensão levaram a formulação do Decreto nº 73.080 de 1973 que estabeleceu para o sistema de transmissão:

- 230 kV e 500 kV – tensões nominais;
- 345 kV e 440 kV – tensões para uso apenas com comprovação técnica e econômica.

O Decreto estabelecia ainda que a Eletrobrás deveria ser consultada para qualquer empreendimento de transmissão com tensão maior ou superior a 138 kV.

A década de 1980 foi marcada pela crise econômica financeira do setor. Com um período marcado por elevada inflação e planos econômicos fracassados, o setor elétrico pouco progrediu, e, conseqüentemente suas regulamentações [2].

O modelo instalado contava com empresas federais responsáveis pelas funções de produção e transporte de energia elétrica e companhias estatais que, além dessas atribuições, tinham ainda a distribuição de energia nas cidades [3].

Em 1985 como tentativa de recuperação financeira do setor, o governo federal aprovou o Plano de Recuperação Setorial (PRS), entretanto, devido às políticas anti-inflacionárias o plano logo foi esquecido. Já em 1987 foi lançado o projeto de Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), esse projeto foi caracterizado pela busca de capitais privados no setor. Embora esse projeto não tenha sido plenamente implementado, suas propostas serviram de base para as reformas dos anos 90 [3].

2.2.4 Período: Década 90 – Início da reestruturação do setor elétrico

A década de 90 é marcada pelo Programa Nacional de Desestatização (PND). O Presidente Fernando Collor introduziu no país uma corrente neoliberal que previa o afastamento do estado nos serviços prestados à sociedade. Com o impeachment de Collor, a presidência foi assumida por Itamar Franco que assumiu o poder com clara oposição às privatizações, e assim PND foi temporariamente paralisado até 1995.

Em 1995, já no governo de Fernando Henrique Cardoso, o processo desestatização foi retomado com a privatização da ESCELSA (Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.) vendida por US\$ 357 milhões [4].

Em 1996 foi aprovado pelo Congresso Nacional a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL absorveu as funções do DNAEE. Nesse mesmo ano o MME contratou a empresa de consultoria Coopers&Lybrand para estudos de reestruturação do setor. A reforma foi conduzida por consultores que direcionaram seus estudos com o seguinte slogan: “Competição onde possível, regulação onde necessário” [2].

O projeto ficou conhecido como a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Essa proposta introduziu as seguintes alterações no setor elétrico [2]-[3]:

- Desverticalização das empresas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição;
- Criação do segmento de transmissão como um negócio totalmente regulado;
- Estabelecimento de condições para o livre acesso à rede de transmissão, permitindo a comercialização de energia entre geradores e distribuidores de diferentes pontos da rede;
- Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 1998, com a atribuição de coordenar e controlar a operação da geração e da transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- A adoção do segmento de comercialização, com o intuito de viabilizar transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) para atender as necessidades referentes à comercialização de energia elétrica, à contabilização e à liquidação das energias de curto prazo.

O modelo foi baseado na desverticalização dos segmentos, formando blocos monopolistas (transmissão e distribuição) e não-monopolista (geração e comercialização).

A Figura 2.1 permite verificar a desverticalização dos segmentos e os ambientes de gestão onde foram inseridos os segmentos de geração, comercialização, transmissão e distribuição.

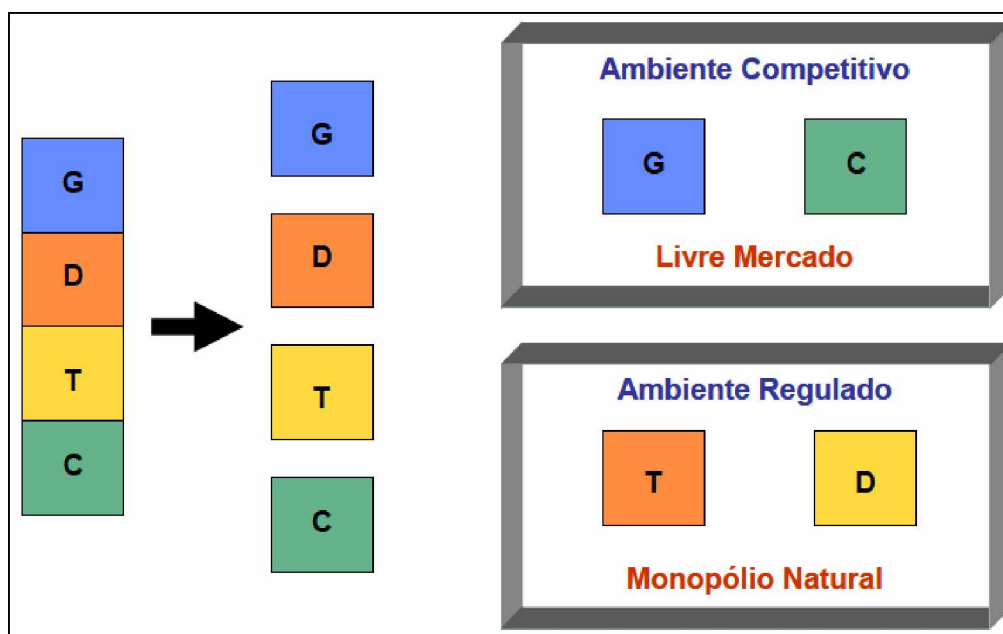


Figura 2.1 – Modelo desverticalizado do setor elétrico.
Fonte: [5] p.5.

Foram criadas ainda novas categorias de ofertantes (produtores) de energia elétrica, denominados de autoprodutores e Produtores Independentes. Surgiram ainda os consumidores livres os quais podem escolher o fornecedor de energia mediante o atendimento de determinados requisitos.

O modelo proposto no Governo FHC sofreu duras críticas, somando-se a um terrível racionamento e alguns blecautes. O modelo foi considerado privatista, e deixou como heranças altas tarifas para os consumidores [2].

O Governo de Luiz Inácio Lula da Silva assumiu o poder com a proposta de uma nova reestruturação do setor elétrico. Desta forma, em 2003, o MME apresentou a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico” que após algumas alterações se converteu nas Leis nº 10.848/04 e nº 10.847/04. O novo modelo apresentou como destaque os seguintes pontos [2]:

- Promover a modicidade tarifária atendendo a função social;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Reestruturação do planejamento de médio e longo prazo;
- Competição na geração com a licitação da energia pelo critério de menor tarifa;
- Existência de dois ambientes de contratação de energia elétrica, sendo o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O novo modelo propôs também a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que absorveu as funções do MAE e apresentou também a responsabilidade pela realização dos leilões para compra e venda de energia.

As transformações do novo modelo atingiram também a ELETROBRÁS, a qual passou exercer a função de *holding* das empresas federais. O papel de desenvolvimento de estudos e planejamento de expansão do setor elétrico passou a ser realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada em 2004. Destaca-se também a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função fundamental de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional [2].

No governo da presidente Dilma Rousseff tem-se em destaque a Medida Provisória (MP) nº 579/12 que se converteu na Lei 12.783/2013. Essa lei estabelece regras para renovação das concessões de geração e transmissão de energia elétrica, propondo que com a renovação dos contratos as empresas sejam remuneradas pelos investimentos em operação e manutenção dos ativos. Detalhes dessa lei serão abordados no capítulo 3.

2.3 Modelo atual de gestão do Setor Elétrico Brasileiro

A Figura 2.2 mostra as principais entidades do atual modelo de gestão do setor elétrico nacional.

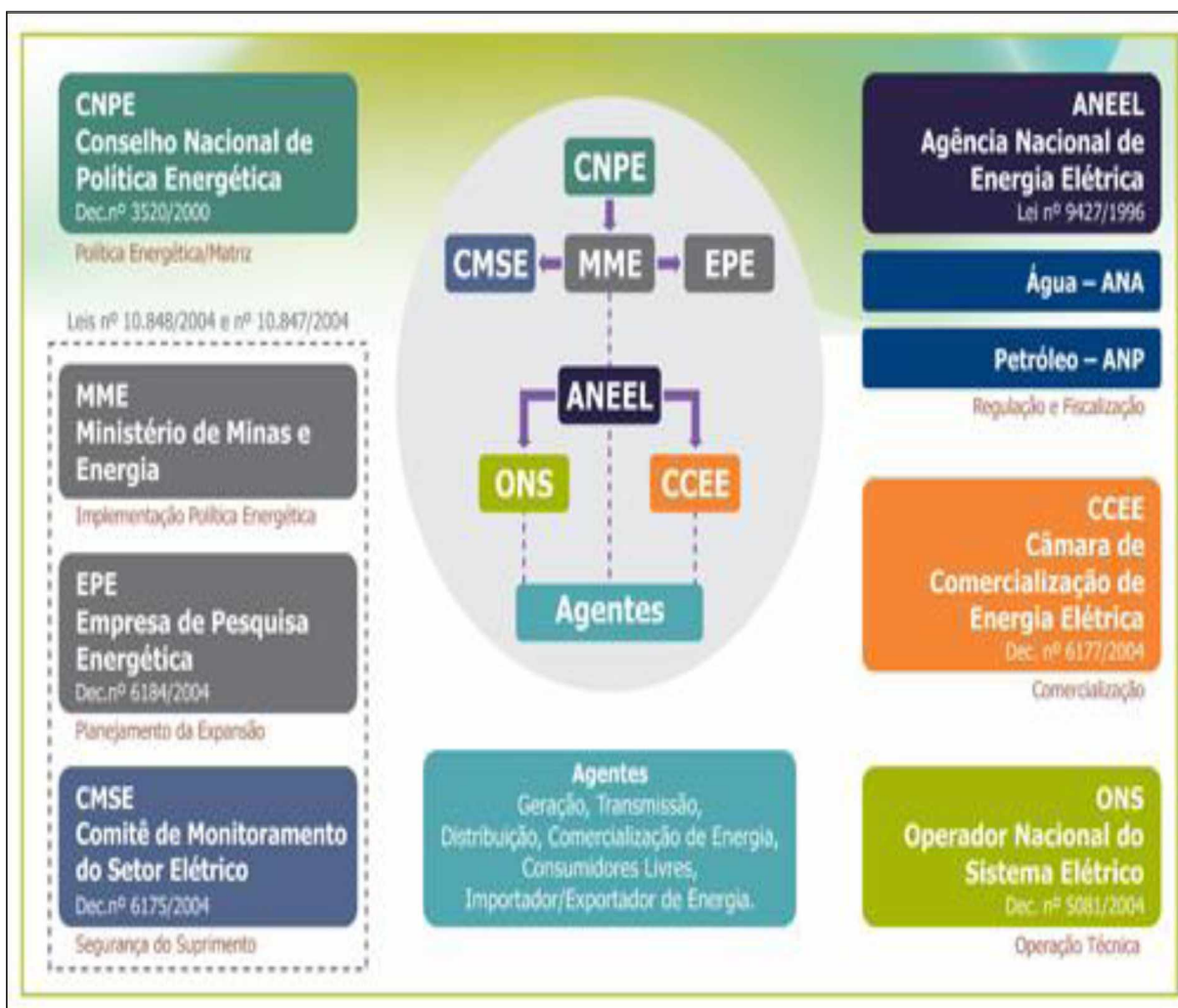


Figura 2.2 – Modelo de gestão do setor elétrico.

Fonte: [6].

O modelo atual tem como base a “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”. A seguir serão resumidamente apresentadas as instituições e os agentes integrantes do atual modelo de gestão do SEB.

2.3.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Conselho criado pela Lei nº 9.478 de 1997, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro do MME. Possui a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas com foco nas questões energéticas. As principais atribuições relacionadas à energia elétrica são:

- Assegurar o suprimento energético às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País;
- Rever periodicamente a matriz energética, considerando as fontes convencionais e alternativas;

- Sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazo. Podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação.

Os membros constituintes do CNPE têm mandato de dois anos, podendo ser renovado por mais um período de dois anos. Esse conselho deve reunir-se ordinariamente a cada seis meses e, extraordinariamente, quando convocado por seu presidente [3].

2.3.2 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Comitê criado em 2004 pela Lei nº 10.848/2004 com a atribuição de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional. Dentre suas principais atribuições tem-se:

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento das atividades citadas acima;
- Realizar análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados.

2.3.3 Ministério de Minas e Energia – MME

Ministério criado em 1960 e extinto pela Lei nº 8.028/1990, sendo suas atribuições absorvidas pelo Ministério da Infraestrutura. O MME voltou a ser instituído pela Lei nº 8.422/1992. Dentre as suas diversas atribuições destacam-se:

- Formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- Exercício da função de planejamento setorial e de Poder Concedente;

- Definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

O MME apresenta em sua estrutura secretarias de: Planejamento e Desenvolvimento Energético; de Geologia, Mineração e Transformação Mineral; de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; e de Energia Elétrica. Possui ainda vínculo com as empresas Eletrobrás e Petrobrás. A Figura 2.3 apresenta a estrutura organizacional deste órgão.

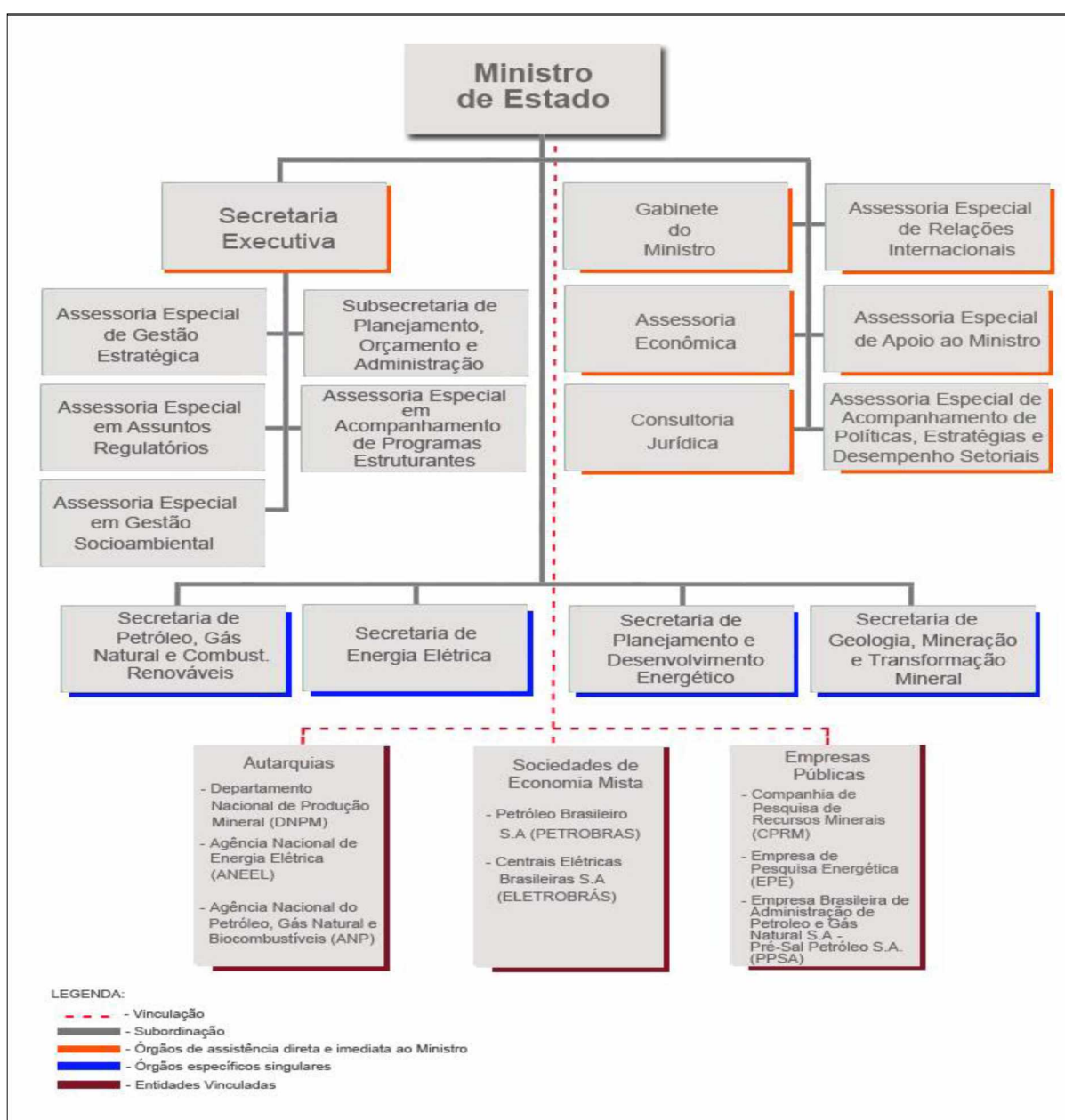


Figura 2.3 – Estrutura organizacional do MME.
Fonte: www.mme.gov.br (2016).

2.3.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE, criada por meio da Lei nº 10.847/2004, é uma empresa técnica com o objetivo de desenvolver estudos necessários para que o MME possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético. Dentre as suas diversas atribuições destacam-se:

- Execução de estudos para definição e projeções referentes à matriz energética, com indicação das estratégias a serem seguidas e metas a serem alcançadas;
- Identificação e quantificação dos potenciais de recursos energéticos;
- Elaboração de estudos para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica em curto, médio e longo prazo;
- Elaboração e o acompanhamento da execução de projetos e de estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados.

Os estudos e pesquisas desenvolvidas pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações pelo MME.

2.3.5 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/1996 e pelo Decreto nº 2.335/1997, com as principais atribuições de:

- Regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica;
- Promover licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Celebrar e gerir contratos de concessão ou permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso do bem público, expedir as autorizações, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões e a prestação dos serviços de energia elétrica.

A Figura 2.4 apresenta a estrutura organizacional da instituição.

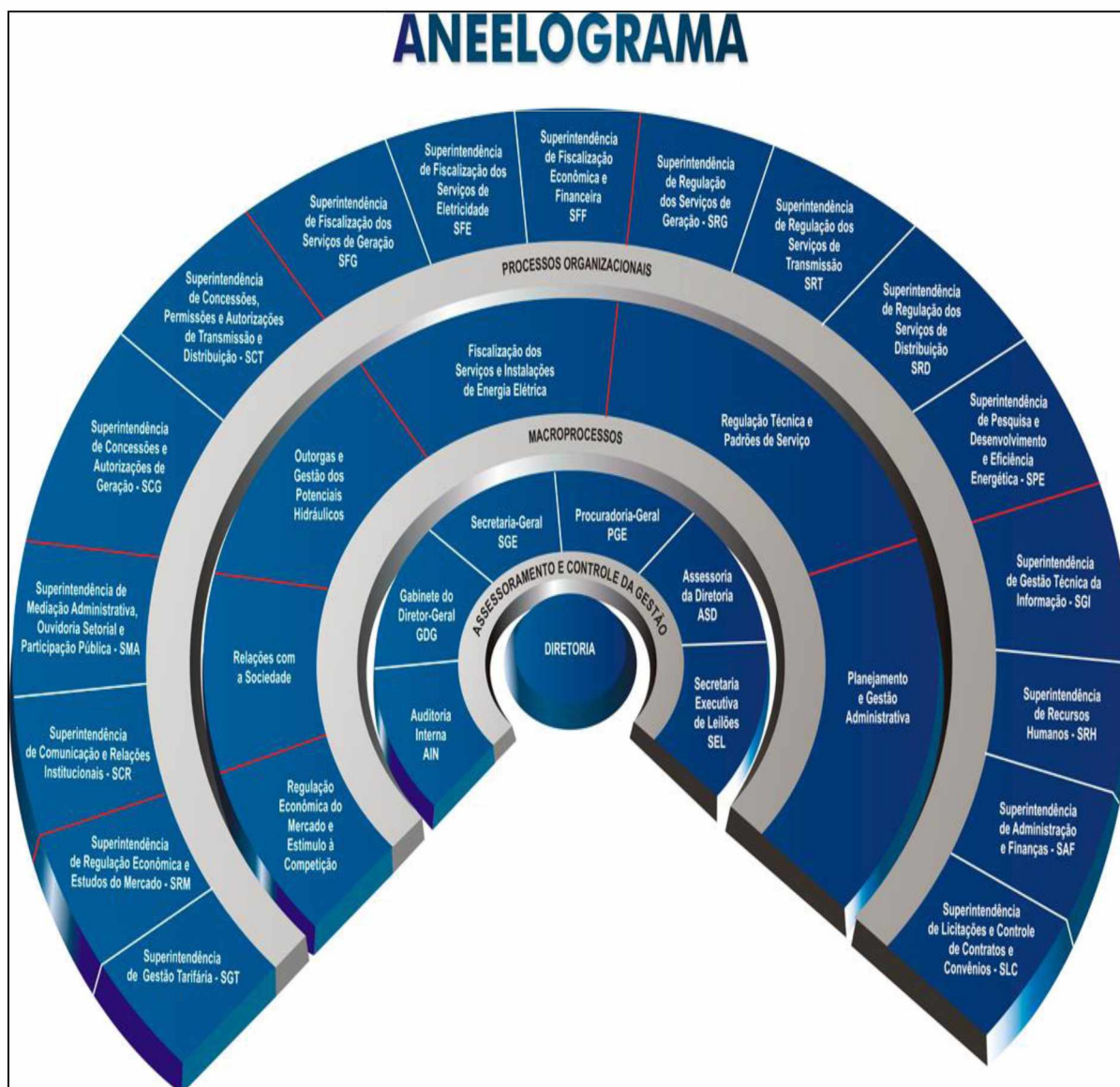


Figura 2.4 – Estrutura organizacional da ANEEL
Fonte: www.aneel.gov.br (2016).

2.3.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O ONS é uma associação civil sem fins lucrativos criada pela Lei nº 9.648/98. Possui a função basilar de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica. Dentre suas atribuições destacam-se:

- Contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso;
- Propor a ANEEL ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como reforços dos sistemas existentes a serem licitados ou autorizados;

- Definição de regras para a operação das instalações de transmissão a serem aprovadas pela ANEEL.

As regras propostas pelo ONS são de caráter normativo e são apresentadas nos Procedimentos de Rede (PR) do ONS. Os PR são elaborados com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL. Esses procedimentos mostram os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação do sistema, administração da transmissão e programação das atividades de manutenção. Atualmente estão em vigor 26 módulos.

A Figura 2.5 apresenta a estrutura organizacional do ONS. Dentre as quatro diretorias constituintes desse órgão a Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão (DAT) possui a atribuição de definir as ampliações e reforços necessários à rede básica. A elaboração dessa dissertação contará com documentos emitidos por essa diretoria.



Figura 2.5 – Estrutura organizacional do ONS
Fonte: www.ons.org.br (2016).

2.3.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE foi instituída pela Lei nº 10.848/2004 e sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica entre os agentes setoriais. A comercialização de energia ocorre por meio da contratação regulada ou livre sob regulação e fiscalização da ANEEL.

Dentre as atribuições da CCEE destaca-se a realização dos leilões de compra e venda de energia elétrica em consonância com o requisitos estabelecidos pela EPE;

2.3.8 Agentes Setoriais

São classificados como agentes setoriais as empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição, comercialização e os consumidores livres. Nessa dissertação serão tratados com mais detalhes os agentes transmissores de energia elétrica.

As transmissoras são agentes detentores de concessão outorgadas pelo Poder Concedente para transmissão de energia elétrica. Possuem contratos de concessão com vigência de 30 anos celebrado com a União, por intermédio da ANEEL [3]. Elas participam de um ambiente regulado de remuneração, isto é, a remuneração dessas empresas é definida nos processos licitatórios ou autorizativos dos empreendimentos conduzidos pela ANEEL.

Destaca-se que apesar da remuneração dessas empresas serem fixadas nos processos de outorga conduzidos pela ANEEL, elas podem sofrer redução de receita em função da indisponibilidade de seus ativos. A aplicação dos descontos na receita das transmissoras ocorre por meio da penalização por PV, tema que será discutido nos capítulos 3, 4, 5 e 6 dessa dissertação.

2.4 Considerações finais

Nesse capítulo foi apresentado um resumo do histórico do setor elétrico brasileiro e também de seu atual modelo de gestão, com a descrição das principais atribuições de cada órgão envolvido na estrutura.

As informações adquiridas nesse capítulo servirão de base para o desenvolvimento aprofundado de questões referentes às penalidades impostas às transmissoras em decorrência da aplicação da PV.

Conclui-se que a estrutura atual é fruto da evolução de vários sistemas de gestão. Conforme será demonstrado, o modelo atual ainda sofre alterações por intermédio de audiências públicas, as quais tem como foco a busca por uma estrutura que otimize o atendimento de fatores relacionados à modicidade tarifária, à qualidade dos serviços prestados e as condições de expansão do sistema.

Capítulo III

FORMAÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA, METODOLOGIA DE EXPANSÃO E O PANORAMA ATUAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

3.1 Considerações iniciais

Com o levantamento das informações do capítulo anterior é possível o desenvolvimento de pontos específicos da regulação do sistema de transmissão. Conforme mencionado, a transmissão faz parte de um ambiente de mercado regulado e, portanto, não participa da comercialização de energia elétrica. Assim, esse capítulo tem o objetivo de apresentar a metodologia e os processos referentes à determinação da receita das transmissoras, bem como fornecer informações da situação atual deste segmento.

Para abordar esses temas este capítulo faz a tratativa inicial sobre a outorga dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica, apresentando também as diretrizes de expansão do sistema e a sistemática de realização dos leilões da transmissão com seus resultados. Posteriormente, ele apresenta os processos referentes à formação da receita das transmissoras. Na parte final, esse capítulo aborda ainda o panorama atual com a problematização referente às penalizações impostas às transmissoras.

3.2 Outorga dos serviços públicos

Conforme artigo nº 21 da Constituição de 1988, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica. Nesse contexto é importante diferenciar os tipos de modalidades de prestação indireta de serviços públicos, a saber:

- **Concessão:** forma de execução de um serviço público na qual o Estado delega ao particular a gestão de um serviço, mediante um contrato entre as partes envolvidas. A concessão é delegada para o particular com melhores condições de atender às exigências que

o Poder Público procura para a coletividade, desta forma executa-se o processo licitatório. As cláusulas não podem ser alteradas unilateralmente [2];

- **Permissão:** outra modalidade de prestação indireta de serviços públicos, todavia neste tipo de modalidade o Estado transfere o desempenho do serviço, por um contrato unilateral ou um ato [2]. A delegação ocorre a título precário e mediante licitação;
- **Autorização:** são os serviços públicos delegados ao particular, através de ato unilateral da Administração Pública, com caráter precário e discriminatório [2]. Nas atividades de transmissão, as concessionárias são responsáveis por reforços e melhorias em instalações existentes, através, em sua grande maioria, por resoluções autorizativas emitidas pela ANEEL [7].

3.2.1 Processo de consolidação dos empreendimentos de transmissão

No atual modelo de gestão as transmissoras não têm a responsabilidade direta pelo planejamento da expansão. O MME, no exercício de suas atribuições, possui o papel de indicar as potencialidades do setor energético para o estabelecimento de políticas de concessões e acompanhamento da implementação dos procedimentos de concessão. Conforme mencionado, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos é realizado pela EPE. O ONS contribui com esses estudos mediante a apresentação de relatórios visando ampliações, reforços e melhorias no sistemas. Assim, o ONS e a EPE emitem respectivamente os documentos Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e os Estudos de Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão [8]. Nesses documentos são relacionadas as diversas obras de transmissão consideradas necessárias segundo a visão e atribuição de cada entidade.

Esses documentos são submetidos a avaliação e aprovação do MME, através do Departamento de Planejamento Energético (DPE) da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), e permitem ao MME conduzir a consolidação das obras agregando tanto a visão de operação (ONS) quanto a visão de planejamento (EPE) [9].

Assim, o SEB tem como referência comum, com caráter determinativo, o conjunto das obras que integram a Programação de Outorgas dos Sistemas de

Transmissão, onde constam os empreendimentos que serão licitados, e o conjunto das obras que serão objetos de Resoluções Autorizativas emitidas pela ANEEL [9]. O resultado final da Programação de Outorgas dos Sistemas de Transmissão está compartmentado em dois volumes denominados de Consolidação dos Sistemas de Transmissão, sendo [9]:

I – Rede Básica (RB) e Demais Instalações de Transmissão (DIT);

II – Reforços de Pequeno Porte nas Instalações de Transmissão Existentes.

O fluxograma de expansão do sistema pode ver verificado na Figura 3.1.

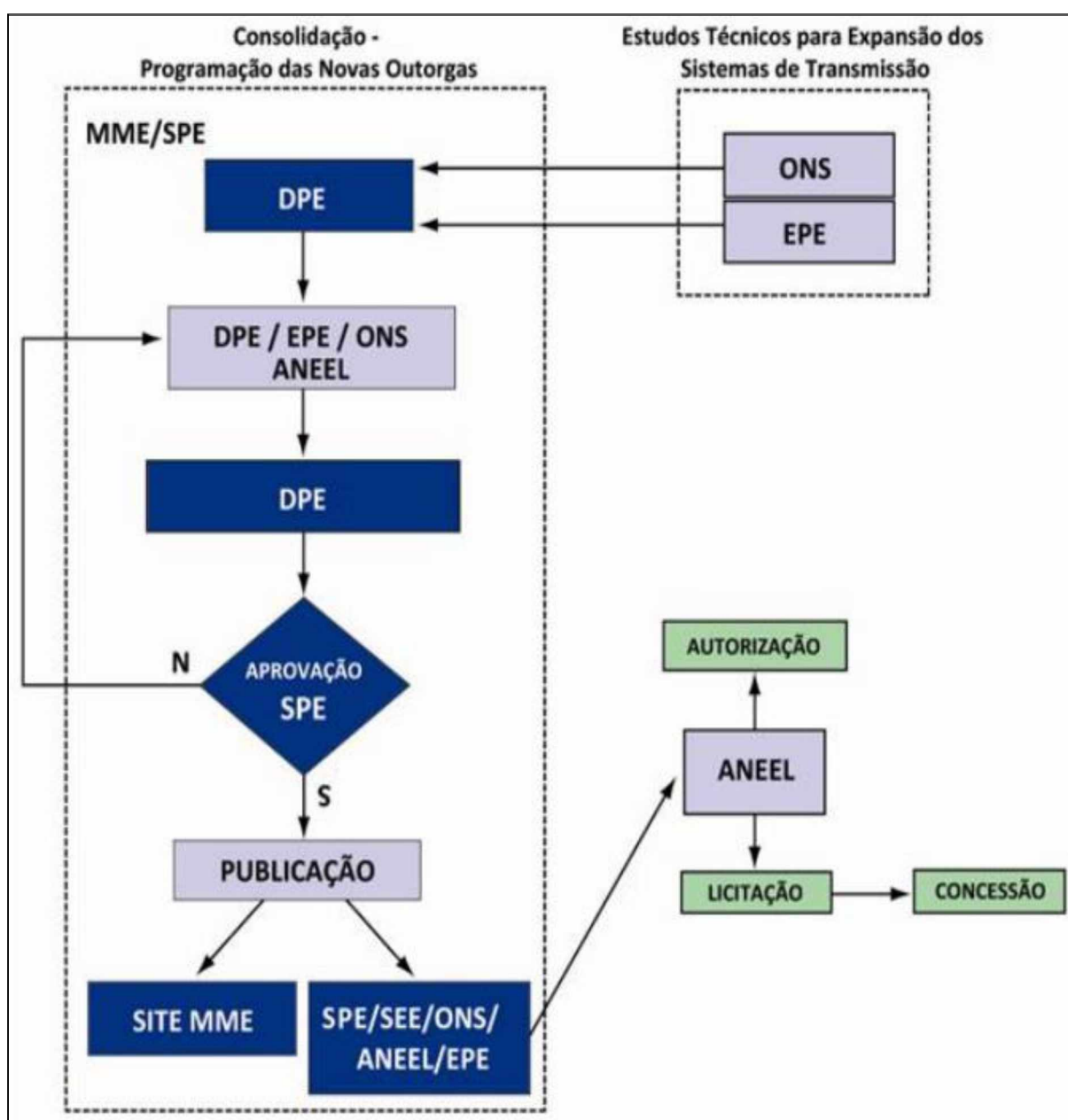


Figura 3.1 – Fluxograma geral do processo de expansão da RB e das DIT.
Fonte: [9].

3.2.2 Processo de outorga de concessão mediante licitação

Conforme mencionado, os processos de prestação de serviço público de forma indireta podem ser realizados por meio de concessão, permissão e autorização. Nesse trabalho serão abordadas com maiores detalhes as questões referentes aos processos de outorga efetuados por concessão e permissão, os quais são realizados por meio de licitação. O processo de outorgas mediante autorização é mais simplificado e não envolve toda a sistemática de realização dos leilões.

Para cada empreendimento a ser licitado deverão ser elaborados relatórios específicos e complementares às informações contidas no PAR e nos estudos de planejamento emitidos pela EPE. Esses relatórios são denominados de R1, R2, R3 e R4, os quais apresentam as seguintes características [3]-[9]:

- Relatório R1 – Detalhamento das alternativas para o projeto;
- Relatório R2 – Detalhamento da alternativa de referência;
- Relatório R3 – Caracterização da análise socioambiental;
- Relatório R4 – Caracterização da rede existente.

Neste ponto após a Consolidação das Obras emitida pelo MME e a elaboração dos relatórios dos empreendimentos, a ANEEL promove o desenvolvimento dos processos licitatórios. Esse procedimento é realizado em conformidade com a Lei nº 9.427/1996 que institui a agência reguladora (ANEEL), em seu 3º artigo a atribuição de:

[...] II – promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

É importante destacar que quaisquer novas instalações agregadas à Rede Básica devem atender aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS e àqueles constantes no Edital de Licitação [3]. A ANEEL elabora ainda um documento técnico contendo os requisitos técnicos das instalações. Esse documento serve como base para avaliação do máximo investimento necessário para implantação de cada uma das instalações que serão objeto da outorga, consistindo do projeto básico do empreendimento com as características técnicas que permitirão a especificação e a compra dos equipamentos a serem posteriormente instalados.

O fruto de todo esse trabalho é a publicação, no portal da ANEEL, do edital com seus anexos referentes aos projetos básicos do empreendimento, adendos, comunicados e relatórios R1, R2, R3 e R4.

A Figura 3.2 apresenta, em destaque, o posicionamento dos relatórios dos empreendimentos e das licenças ambientais envolvidas no processo, juntamente com uma estimativa do prazo de cada etapa.

EPE - AGENTES		MME - ANEEL - EPE - ONS	Empreendedores - ANEEL - ONS		
Definição da Expansão R1	Detalhes das Instalações Relatórios R2, R3 e R4	Processo Licitatório Licença Prévia	Licença de Instalação Processo Básico	Licença de Operação Construção	Operação
~18 meses	~6 meses	~6 meses	~6 meses	~2 anos	~30 anos

Figura 3.2 – Posicionamento das licenças e relatórios de expansão
Fonte: [7] p. 551 Modificada.

3.2.3 Definições gerais presentes nos Editais de Licitação

Nos editais dos leilões constam diversos requisitos referentes ao conjunto de obras apresentados pela Consolidação das Obras de Transmissão, sendo estabelecidos ainda os requisitos para participação do certame, a data para entrada em operação comercial, o valor e as regras de revisão da Receita Anual Permitida (RAP) e a definição do pagamento mensal da receita em doze parcelas mensais, isto é, a estipulação do Pagamento Base (PB) da transmissora para o empreendimento licitado.

Neste ponto, atendendo aos objetivos do trabalho, é importante destacar um item comumente presente nos editais de licitação, onde é apresentado pontos específicos referentes à penalização por PV. Como exemplo, é citado o Edital do Leilão nº 13/2015-ANEEL, a saber [10]:

“As parcelas mensais da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) da TRANSMISSORA estarão sujeitas a descontos que reflitam a condição de disponibilidade das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, conforme metodologia disposta no CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO (CPST) e de acordo com a Resolução Normativa nº 270/2007.”

Em relação às penalizações por atrasos das obras, os editais de licitação abordam o tema, conforme exemplo do Edital do Leilão nº 13/2015-ANEEL, da seguinte forma [10]:

“Ocorrendo atrasos nos marcos intermediários informados pela TRANSMISSORA no cronograma proposto ou na entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO contratadas, a TRANSMISSORA estará sujeita às penalidades previstas na legislação, no CONTRATO DE CONCESSÃO e no CPST.”

Os proponentes interessados em participar do certame devem realizar todo o trâmite de inscrição no referido processo licitatório, habilitando-se à participação nos lotes dos leilões constantes no edital. A participação do proponente no leilão implica na aceitação tácita e incondicional das normas estabelecidas no edital.

3.2.4 A definição da Receita Anual Permitida dos empreendimentos

Com a definição das obras que deverão ser licitadas e a elaboração dos documentos técnicos do empreendimento, as empresas transmissoras possuem condições de avaliar o máximo investimento necessário para implantação de cada uma das instalações que serão outorgadas no certame. Considera-se também nessa análise que o investimento deverá ser amortizado em 30 anos (prazo de concessão, incluindo a construção, operação e manutenção) através da RAP. Essa receita deverá ser suficiente para manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão do serviço público [3]. A análise da forma de elaboração desses documentos técnicos foge ao escopo da elaboração dessa dissertação, sendo importante citar apenas que o valor final do empreendimento, definido nesses documentos técnicos pela ANEEL, servirá de limite máximo para apresentação das propostas pelas empresas interessadas no certame.

A RAP é a receita anual devida às transmissoras pela prestação do serviço público de transmissão, e é paga a partir da entrada em operação comercial das instalações, ou seja, das Funções de Transmissão (FT). A RAP tem sua atualização anual pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou Índice Geral de Preços – Mercado (IGP–M) com revisão a cada cinco anos, nos termos do contrato de concessão, ou ainda, acrescida dos valores associados aos novos empreendimentos (licitados ou autorizados) incorporados ao SIN [3].

Os usuários do sistema de transmissão efetuam o pagamento pelo uso do sistema através da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Essas tarifas são reajustadas anualmente, no mesmo período em que ocorrem os reajustes da RAP. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano da

publicação das tarifas até o dia 30 de junho do ano subsequente. O cálculo da TUST é realizado por meio de simulações através do programa nodal. Este programa utiliza como parâmetros de entrada: a configuração da rede; carga; e a RAP total a ser arrecadada no ciclo. A REN da ANEEL nº 559/2013 apresenta os procedimentos para o cálculo dessa tarifa.

3.3 Sistemática dos Leilões de Transmissão

Os editais de licitação tem o objetivo da contratação de concessões para prestação do serviço público de transmissão, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão que compõem os lotes. Os seguintes eventos fazem parte do processo para realização dos leilões [3]:

- Publicação do Edital;
- Disponibilização do Manual de Instrução;
- Reunião para esclarecimento;
- Definição de datas de solicitação de esclarecimentos e respostas;
- Visitas às instalações existentes;
- Inscrição no certame;
- Aporte de garantias;
- Informação dos agentes aptos a participar do leilão;
- Realização do leilão em sessão pública.

Na data, local e horário indicados no edital, o leiloeiro receberá, para cada lote e em envelopes lacrados, a proposta financeira das proponentes (transmissoras) que tenham sido pré-qualificadas pela inscrição no processo. Será vencedor do certame a proponente que apresentar o maior deságio em relação à máxima RAP indicada no edital, desde que a diferença entre a menor oferta e as demais seja superior a 5% [3].

Se houver empate em um mesmo lote ou a diferença ficar entre a faixa de 5%, o leilão dará continuidade ao certame por meio de lances sucessivos efetuados a viva voz [11]. O lance a viva voz deverá apresentar valor inferior a menor oferta apurada nos envelopes [11]. Caso nenhum proponente faça o lance em viva voz é vencedor o proponente que tiver apresentado o menor valor nos envelopes. Se houver ainda empate, entre os valores apresentados nos envelopes, o vencedor final do certame é determinado por sorteio promovido pelo diretor da sessão [3]. Caso o

vencedor seja definido através da etapa de lances a viva voz este proponente deverá ratificar a sua proposta conforme documentação presente nos anexos dos editais [11].

Para participação no leilão os proponentes aportam garantia de 1% do valor do investimento estimado pela ANEEL. A garantia de fiel cumprimento é apresentada apenas pelos vencedores do leilão, em substituição à anterior, sendo apresentado o valor correspondente a 5% do valor do investimento, o qual deve ser aportada em até dois dias úteis antes da assinatura do Contrato de Concessão [3].

Após a definição do vencedor do certame são ainda realizadas as seguintes etapas [3]:

- Recebimento de documentações de habilitação dos proponentes;
- Publicação dos resultados;
- Estabelecimento dos prazos de recursos;
- Homologação dos resultados;
- Entrega do cronograma e do orçamento de construção das instalações;
- Entrega de documentos exigidos para outorga e contrato de concessão;
- Entrega na ANEEL da garantia de cumprimento;
- Assinatura do contrato de concessão.

Os vencedores deverão comprovar ainda que estão em dia com suas obrigações com o governo brasileiro. O contrato é assinado pela ANEEL e pelo vencedor do leilão.

3.3.1 Análise dos resultados dos leilões de transmissão

Conforme mencionado o participante que oferecer a proposta financeira com o maior deságio em relação a RAP máxima, definida nos documentos técnicos do empreendimento, arrematará o correspondente lote ofertado no leilão. Essa disputa entre os proponentes contribui para a modicidade tarifária. A Figura 3.3 apresenta o deságio percentual obtido para os leilões no horizonte de 1999 a 2015.

Pela análise da Figura 3.3 verifica-se em alguns leilões, altos valores de deságio. O deságio máximo foi obtido no leilão nº 004/2007 que atingiu a marca histórica de 54,84%. Nos últimos leilões verifica-se uma tendência de diminuição dos

deságios. A redução dos deságios pode ser relacionada com a quantidade de lotes vazios nos últimos certames, ocasionada pelo desinteresse das transmissoras em participar dos certames, conforme será demonstrado no item 3.5.

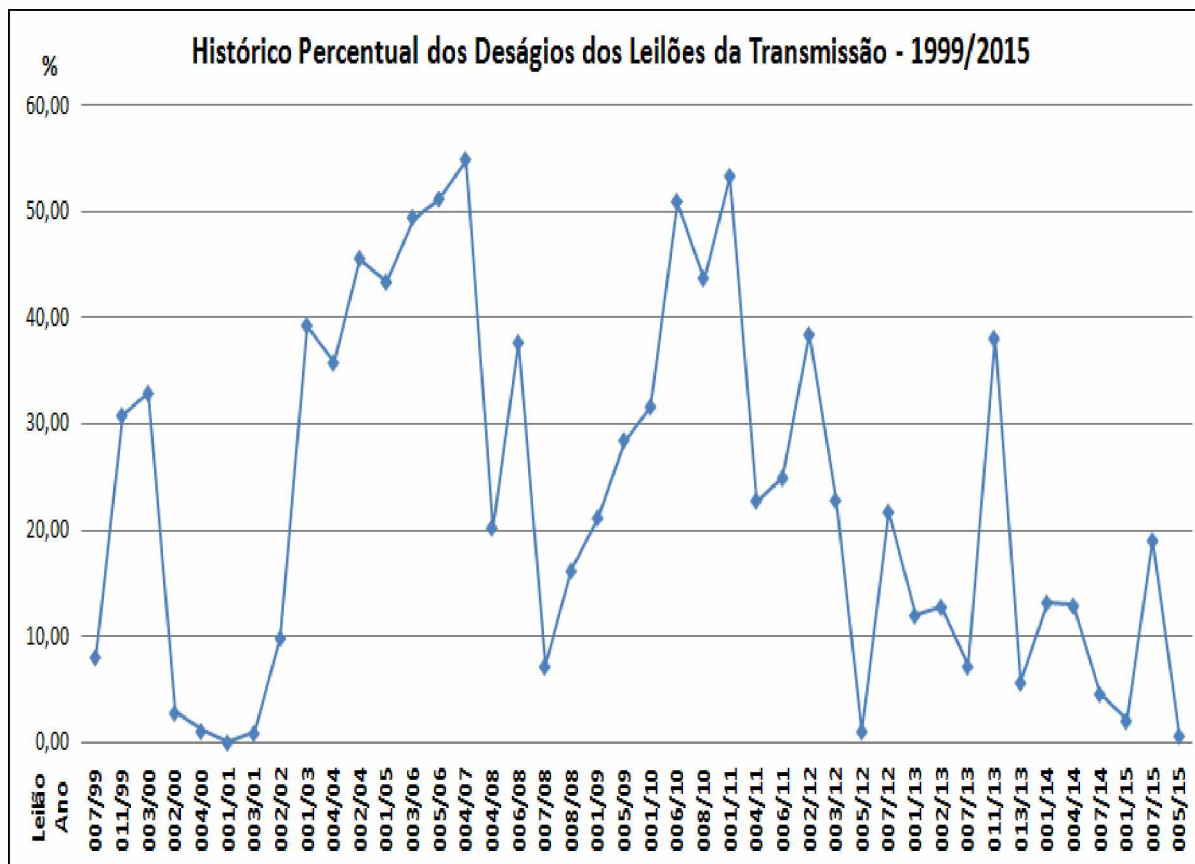


Figura 3.3 – Histórico dos deságios da transmissão –1999/2015.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do site da ANEEL (2016).

3.4 Panorama Atual do Segmento de Transmissão

Embora o segmento de transmissão tenha experimentado, nas últimas décadas, expressiva expansão, nos últimos anos verifica-se dificuldades crescentes em função, principalmente, dos aumentos das exigências regulatórias nesse segmento. O entendimento dessas dificuldades, bem como a busca por soluções imediatas é a saída para assegurar a plena otimização da operação do SEB.

A expansão do sistema de transmissão pode ser medida, de forma indireta, pelo aumento das linhas de transmissão ao longo do tempo. Considerando o período de 2005 a 2015, verifica-se um aumento da ordem de 55% nas extensões das linhas. A Figura 3.4 apresenta a evolução das linhas de transmissão da Rede Básica de 1995 até 2015 e as previsões de expansão para os anos de 2016 a 2017.

A Rede Básica constitui-se de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou

superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões [3].

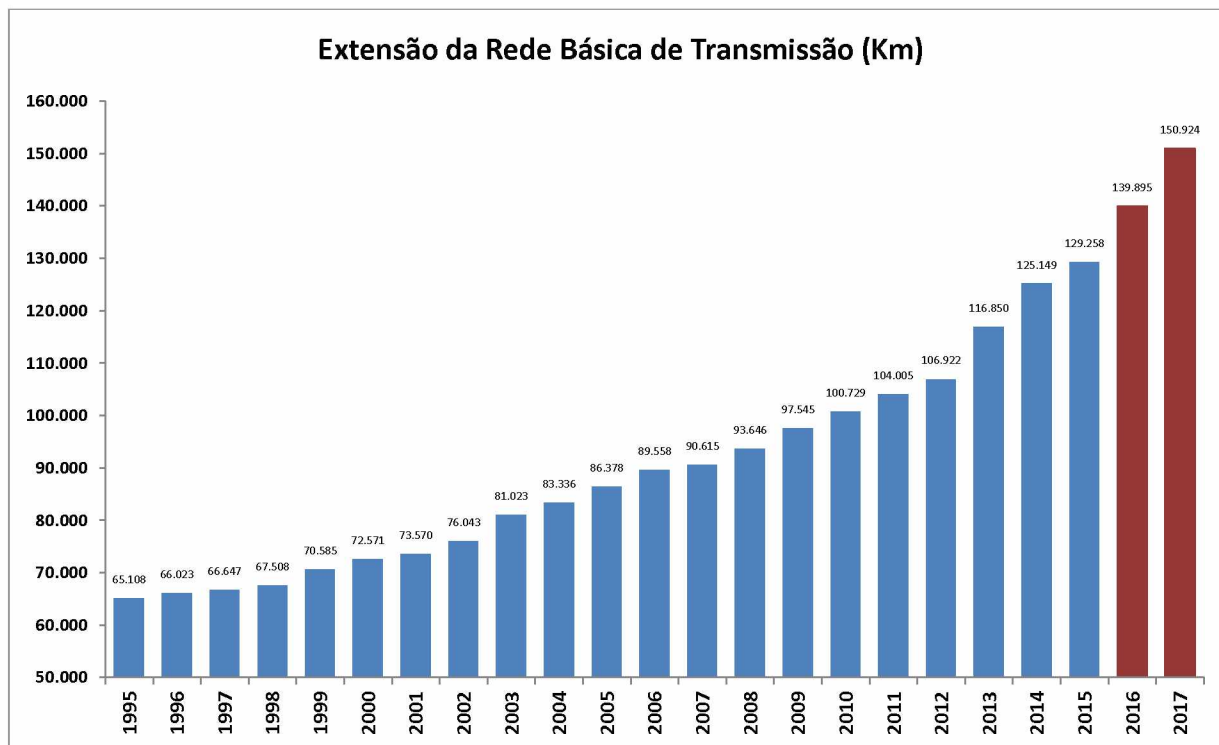


Figura 3.4 – Extensões das linhas (1995 a 2015) e projeção 2016 e 2017.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Instituto Acende Brasil e MME (2016).

Destaca-se ainda que a extensão da rede não apresenta plenamente a expansão da capacidade de transmissão. Cada vez mais são licitadas linhas em tensões mais elevadas, ampliando essa capacidade, com redução de perdas, número de circuitos necessários para escoar a energia e a diminuição, inclusive, da faixa de servidão. A título de exemplo, encontra-se em fase de construção a LT em 800kVcc Xingu/Estreito, prevista para levar a energia da UHE Belo Monte para a região sudeste do país, com mais de 2.000 km. Assim, a expansão da transmissão é melhor traduzida pela capacidade de transmissão envolvida em seus circuitos. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 apresenta uma previsão de ampliação da capacidade de transformação de 61,6% (de 305.618 MVA em 2014 para 493.776 MVA em 2024) [12].

Estimativas feitas pela EPE para atendimento aos planos de expansão apresentam investimentos da ordem de R\$ 107,8 bilhões, sendo R\$ 78,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 29,5 bilhões em subestações [12]. A Figura 3.5 apresenta os valores de investimentos previstos em linhas e subestações, por nível

de tensão, para o atendimento às expectativas do Plano Decenal de Energia (PDE) 2024 [12].

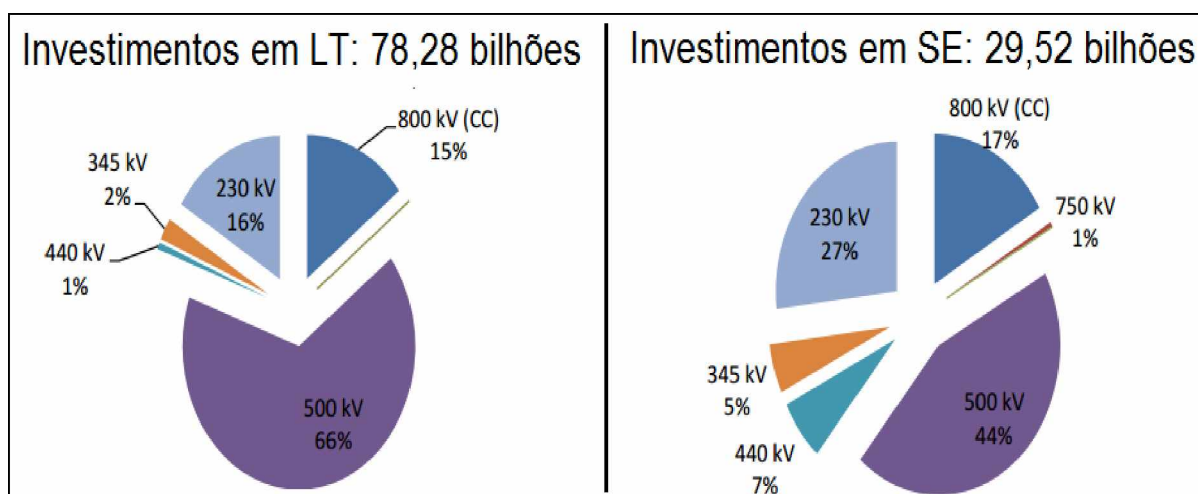


Figura 3.5 – Investimentos em LT e SE no PDE 2024.
Fonte: [12].

Essa significativa diligência por esses investimentos é oriunda de diversos fatores, sendo os principais:

- A condição da disponibilidade energética de ativos de geração distantes dos grandes centros consumidores;
- A busca pela melhoria da segurança do sistema elétrico, através da integração mais forte dos subsistemas;
- A necessidade de modernização das linhas de transmissão e subestações existentes;
- As crescentes exigências referentes aos impactos socioambientais dos empreendimentos;
- O aumento das penalidades aplicadas às transmissoras na busca pelo aumento da disponibilidade dos ativos.

A seguir serão abordados cada um desses fatores, com holismo no aumento das penalidades.

3.4.1 Ativos de geração distantes dos grandes centros consumidores

O crescimento do sistema de transmissão está associado ao ponto geográfico de localização das fontes geradoras e dos centros consumidores. No Brasil verifica-se disponibilidade de significativas fontes em locais distantes dos principais centros consumidores, sendo, grande parte dessa energia proveniente de fontes renováveis, cuja localização é determinada pela disponibilidade dos recursos

energéticos, destacando-se o potencial hidráulico da Amazônia e o eólico localizado no Nordeste.

Esse descompasso entre a localização da fonte energética e o local de consumo pode ser analisado pelos últimos leilões de geração de energia nova e as previsões de carga por subsistemas. Esses leilões tem a finalidade de atender ao aumento de carga das distribuidoras, sendo vendida e contratada energia de usinas que ainda serão construídas. A realização desses leilões é feita de duas formas: A-5 (empreendimentos de geração que entrarão em operação em até 5 anos) e A-3 (em até 3 anos). A Figura 3.6 apresenta a condição de disparidade locacional entre oferta e demanda de energia, analisando os empreendimentos já contratados nos leilões de energia nova e a previsão do crescimento da carga.

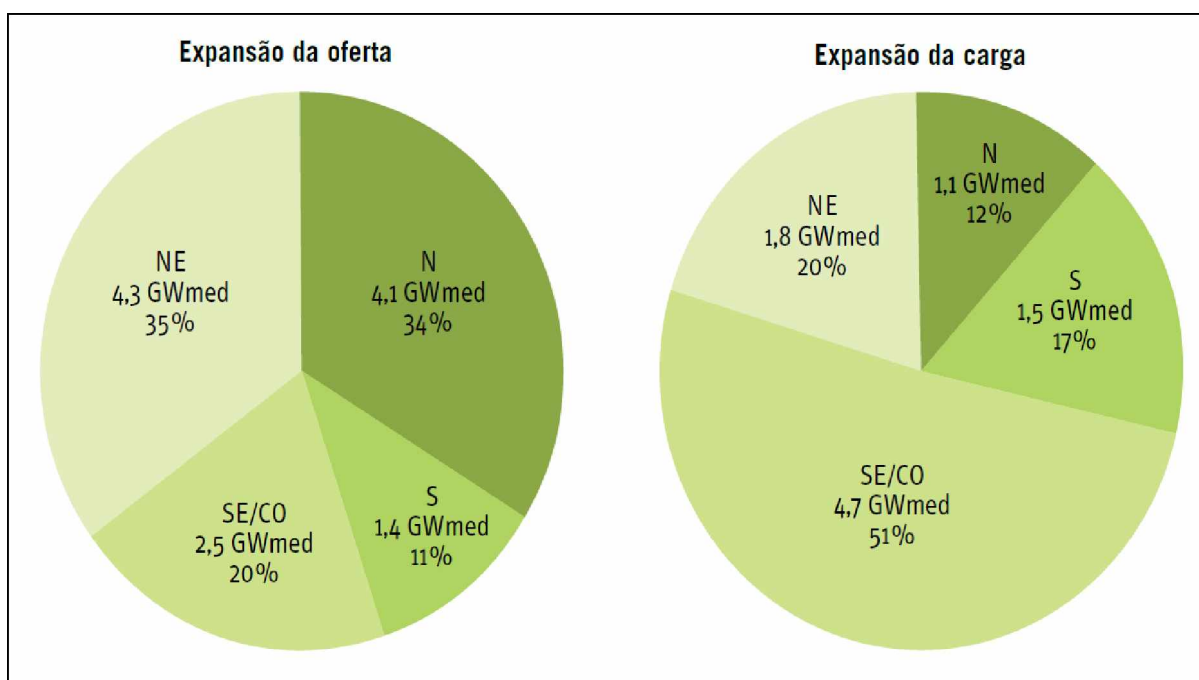


Figura 3.6 – Evolução da oferta e demanda projetada (2015-2019).

Fonte: [13] p.4.

Pela análise da Figura 3.6 verifica-se que 69% da energia adicional virá dos subsistemas Norte e Nordeste (expansão da oferta), correspondente a 32% da expansão da carga. Em oposição temos o subsistema Sudeste/Centro-Oeste com adição de 20% de oferta, e, com a demanda de 51% de energia. A simples análise dessa disparidade já é suficiente para demonstrar a importância da expansão do sistema de transmissão no próximos anos.

Como exemplos de empreendimentos distantes dos grandes centros consumidores temos duas linhas de transmissão de 600 kVcc com 2.375 km de

extensão para o escoamento da energia das hidrelétricas do Rio Madeira em Rondônia (UHE Santo Antônio e UHE Jirau), a construção, em andamento, da Linha de Transmissão em 800kVcc Xingu/Estreito para escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte com extensão de mais de 2000 km (passando por 65 cidades de quatro estados: Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais), e ainda as hidrelétricas de Teles Pires e outras quatro hidrelétricas previstas na bacia do rio Teles Pires (Foz de Apicás, São Manoel, Colider e Sinop) que requererão a instalação de três linhas de transmissão em 500kV com 1.005 km de extensão [13].

Outro ponto interessante nessa análise consiste das características singulares do SIN, o qual é composto predominantemente por usinas hidrelétricas de grande porte distantes dos maiores centros consumidores fazendo com que as interligações entre as regiões geoeletricas (subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste; Sul; Norte; e Nordeste) sejam necessárias e fortemente exploradas. Essas interligações exercem a função de verdadeiras “usinas virtuais” aproveitando as diferenças entre os níveis dos reservatórios das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Conforme demonstrado, o SIN é composto por quatro subsistemas nos quais as interligações, entre essas regiões geoeletricas, permitem a complementariedade hidrológica. A Figura 3.7 permite comparar a sazonalidade das afluições entre os subsistemas. Nela estão representadas as Energias Naturais Afluentes (ENA) em valores médios mensais com dados de 1931 a 2014. A ENA é definida como a energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidrelétrico, ou seja, as vazões naturais de água com potencial de gerar energia ao passar pelas turbinas das hidrelétricas [14].

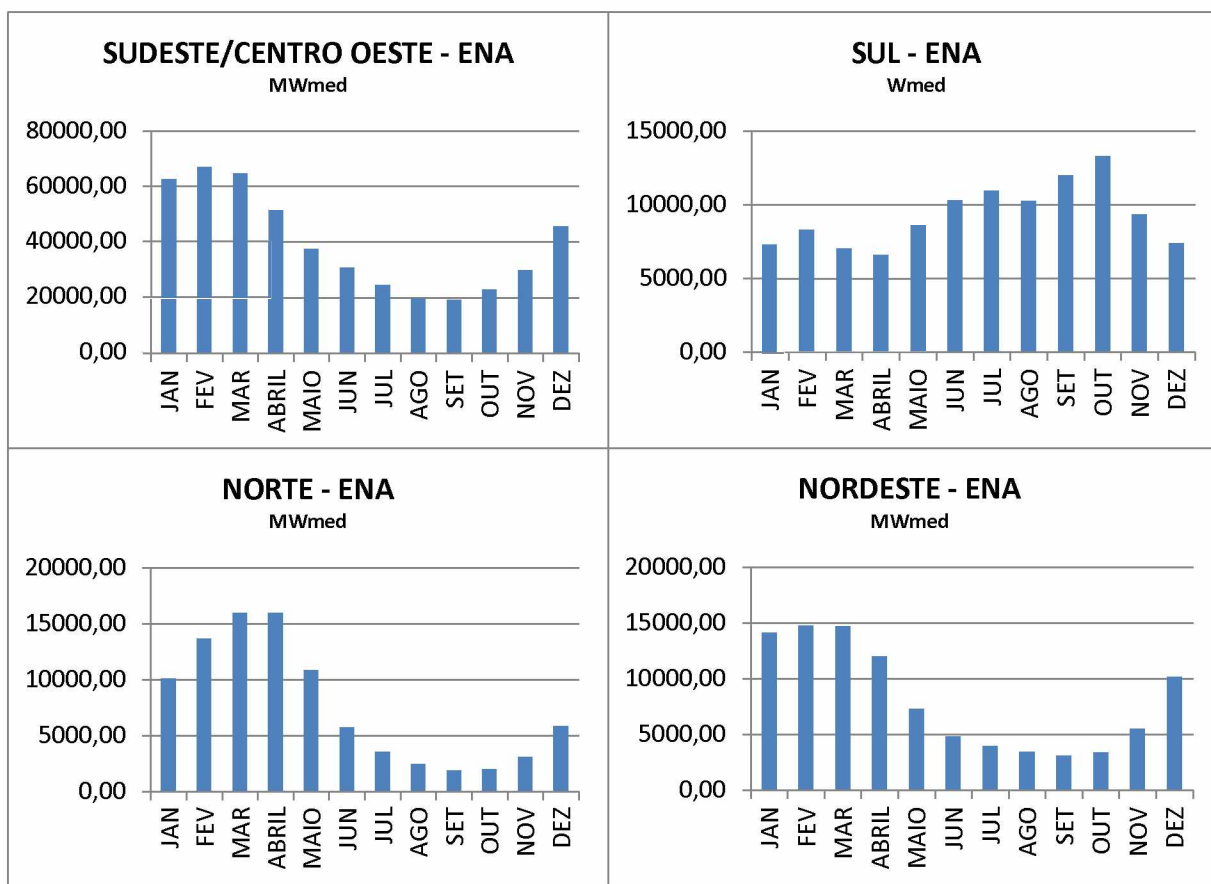


Figura 3.7 – Energia Natural Afluente de 1931 a 2014.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2016).

Conforme a Figura 3.7 observa-se inicialmente uma complementariedade hidrológica entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, permitindo a exportação ou a importação dos excedentes energéticos nos períodos considerados. Entre as regiões Norte e Nordeste verifica-se a inexistência direta da complementariedade, uma vez que existe a coincidência entre os períodos úmidos e secos. Entretanto, no período úmido a afluência da UHE Tucuruí, região Norte, é elevada possibilitando à ocorrência de exportação dessa energia [15].

Resumidamente os quatro subsistemas apresentam as seguintes características [15]:

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste: grande mercado, sendo importador de energia de outras regiões durante a maior parte do ano;
- Subsistema Sul: sistema hidrotérmico com grande variabilidade de armazenamento. Possui intercâmbio com o SE/CO variando de sentido;

- Subsistema Nordeste: sistema em crescente demanda, sendo considerado cada vez mais importador;
- Sistema Norte: sistema exportador de energia 9 meses no ano, com tendências a aumentar o volume exportado.

3.4.2 Busca por maior integração entre os subsistemas

Além dos pontos apresentados no item anterior a expansão do sistema visa ainda a busca por maior flexibilidade operacional do sistema, a incorporação de sistemas isolados ao SIN e a interligação com outros países. Nos próximos anos pretende-se ampliar a capacidade de transmissão entre os subsistemas e também a integração de sistemas isolados na região Norte [13].

Em relação aos sistemas isolados tem-se que apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [16]. A busca pela integração desses sistemas isolados traz como benefícios:

- Melhoria da confiabilidade do sistema com aumento da possibilidade de atendimento das cargas;
- Redução dos encargos cobrados referente ao custeio de combustíveis necessários ao atendimento dos sistemas isolados. O encargo é tarifado por meio da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis).

3.4.3 Modernização da estrutura de transmissão existente

Outro ponto de estímulo à expansão do sistema refere-se à necessidade de modernização das redes existentes para comportar as demandas futuras. Verifica-se que grande parte dos ativos em operação encontram-se com sua vida útil superada, ou seja, esses ativos encontram-se depreciados ou amortizados em relação os investimentos das transmissoras.

Atualmente cerca de 3/4 (três quartos) dos ativos das concessionárias tradicionais do SEB já possuem seus ativos depreciados ou amortizados [13]. São consideradas concessionárias tradicionais as transmissoras com ativos anteriores à 31 de maio de 2000. Nessa data foi expedida a REN da ANEEL nº 166/2000 com a apresentação dos ativos de transmissão com outorga por cada concessionária existente no país. O conjunto desses ativos passou a ser classificado como Rede

Básica do Serviço Existente (RBSE). A emissão dessa resolução foi necessária devido as alterações inseridas no modelo de gestão do setor, o qual, a partir de 1997 passou a exigir das transmissoras a celebração dos Contratos de Concessão de Serviço Público (CPST), portanto as transmissoras que detinham concessões de transmissão outorgadas antes da adoção dos contratos e do regime de licitação foram listadas na REN nº 166/2000 e, portanto, são comumente chamadas concessionárias tradicionais. São consideradas concessionárias de transmissão tradicionais: CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica, CELG – Centrais Elétricas de Goiás S.A., CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco, COPEL – Companhia Paranaense de Energia, CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ELETROSUL – Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. e FURNAS – Furnas Centrais Elétricas S. A. Os ativos outorgados às transmissoras após 01 de junho de 2000 são classificados como Rede Básica Novas Instalações (RBNI)

Assim, como grande parte dos ativos de transmissão já apresentam vida útil projetada superada, será necessário o aporte de valores significativos para o atendimento às demandas de reforços e melhorias dos sistemas existentes. Outro ponto relevante se refere a substituição e modernização dos sistemas de proteção e controle, necessário para maior confiabilidade do sistemas.

Grandes partes dessas obras são emitidas pela ANEEL através de resoluções autorizativas, assim é importante que as transmissoras tenham autonomia para sua realização, bem como a segurança de que os investimentos necessários à implementação dos reforços serão, comedido, reconhecidos pelo órgão regulador e remunerados nas revisões tarifárias da RAP.

3.4.4 Impactos Socioambientais dos Empreendimentos de Transmissão

As atuais exigências socioambientais tornam-se um grande desafio para a expansão do setor com reflexos nos aportes financeiros. Verifica-se, segundo [17], que a legislação brasileira é considerada umas das mais rigorosa do mundo:

Comparativamente, observou-se que a normatização brasileira se mostra mais exigente do que a internacional, pois considera variáveis não descritas por nenhum outro país pesquisado, a exemplo da porcentagem de supressão de vegetação, interferência em comunidades tradicionais, interferências em unidades de

conservação e áreas de reprodução e descanso de aves migratórias e interferência em cavidades naturais subterrâneas [17].

A análise dos impactos socioambientais foge do escopo desse trabalho, contudo é pertinente citar que atualmente a maior causa de atrasos nos empreendimentos de transmissão estão relacionados com as dificuldades na obtenção das licenças ambientais. A Figura 3.8, retirada do Relatório Trimestral de Acompanhamento dos Empreendimentos de Expansão da Rede Básica emitido pela ANEEL, mostra o acompanhamento de 351 empreendimentos de transmissão, os quais apresentam atraso médio de 518 dias. A principal causa dos atrasos está relacionada com as dificuldades no processo de obtenção das licenças ambientais.

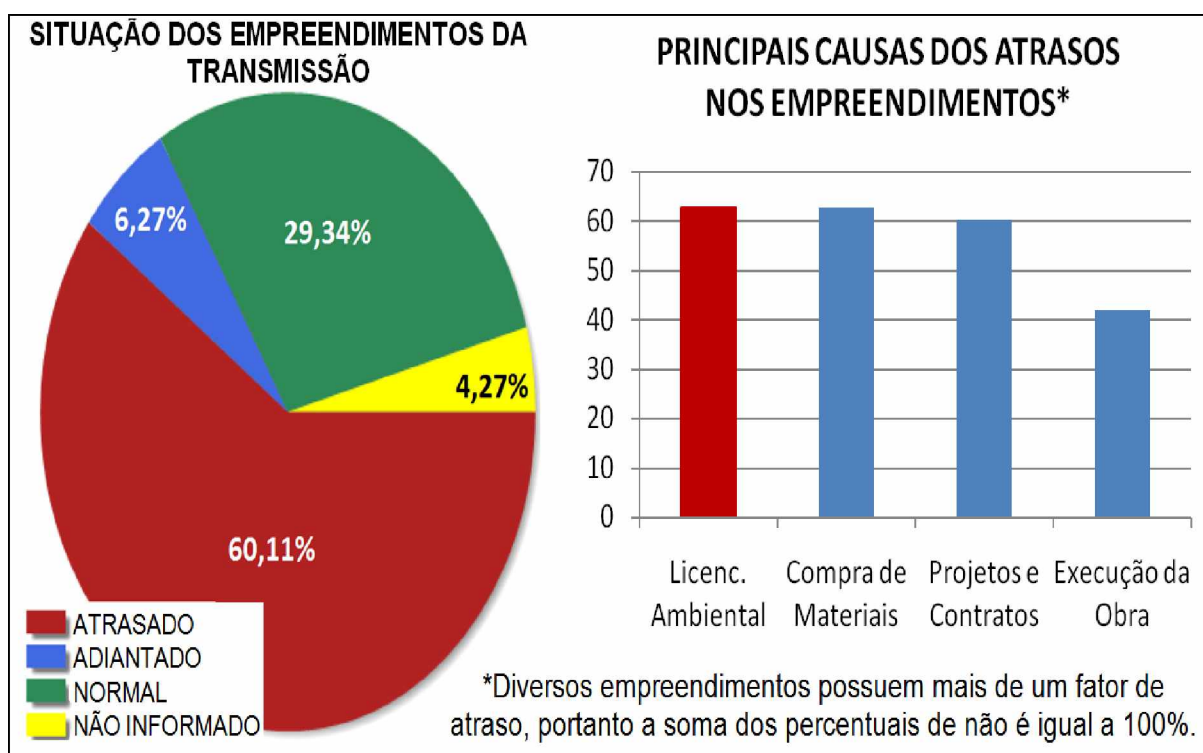


Figura 3.8 – Situação dos empreendimentos de transmissão - Março de 2016.

Fonte: [18] p.5 Modificada.

Conforme Relatório de Auditoria (TC 029.387/2013-2) do Tribunal de Contas da União (TCU) o impacto nos atrasos dos empreendimentos no setor elétrico entre 2009 e 2013 é da ordem de R\$ 8,3 bilhões [19].

3.4.5 Aumento das Exigências de Disponibilidade dos Ativos

O aumento dos custos operacionais das transmissoras apresenta também reflexos na expansão do sistema, seja em investimentos, seja nos custos de operação e manutenção. Nesse contexto, o custo das transmissoras para prestação do serviço público é relacionado diretamente com a elevação das penalizações

impostas em função da indisponibilidade de seus ativos. Tem-se que o aumento das penalidades implica em redução do lucro final das empresas, o que impacta sua capacidade de realizar obras autorizadas pela ANEEL, participar de leilões de transmissão e de auferir ganhos aos acionistas investidores.

Por ora, importa citar que é salutar o zelo da ANEEL pela disponibilidade dos ativos, entretanto a dosimetria das penalizações tem-se tornado alvo de grandes discordâncias entre a ANEEL e as transmissoras, isto porque, embora o impacto da indisponibilidade de ativos de transmissão possa trazer danos consideráveis aos consumidores, as penalidades aplicadas às transmissoras são elevadas em consideração às suas receitas.

Conforme demonstrado no item 3.2.3, a receita das transmissoras está sujeita a descontos associados à disponibilidade dos ativos sob sua outorga. O atendimento a esse ponto da regulação é realizado pela aplicação da Parcela Variável (PV). Verifica-se porém que nos últimos anos a ANEEL promoveu medidas que elevou significativamente as penalizações e, conforme será demonstrado, uma redução também muito expressiva de receita.

A aplicação das penalidades pela PV aconteceu com a entrada em vigor da REN da ANEEL nº 270/2007. Essa resolução estabelecia um quantitativo de horas de desligamentos com isenção de penalidade (franquias), bem como um adicional de RAP, sendo este adicional pago às transmissoras como incentivo à melhoria da disponibilidade (o detalhamento desta resolução é abordado no capítulo 4). As franquias de isenção das penalidades possuíam relevante importância às transmissoras tradicionais uma vez que seus ativos já eram antigos e com fim de vida útil regulatório, muitas vezes, já ultrapassado. Em 2012 a ANEEL emitiu a REN nº 512/2012 apresentando em seu terceiro parágrafo a seguinte citação [20]:

§ 3º Para as Funções Transmissão integrantes de concessão prorrogada, a partir de 2012, serão aplicados os dispositivos desta Resolução, à exceção do disposto em relação ao Adicional à RAP e aos Padrões de Duração de Desligamento.”

Ou seja, com a entrada em vigor dessa resolução, em 30 de outubro de 2012, as transmissoras que renovassem suas concessões perderiam o direito ao Adicional de RAP, bem como as franquias de isenção de penalidade por desligamento, ou seja, os Padrões de Duração de Desligamento.

Nesse mesmo momento, em 2012, estava em discussão a Medida Provisória (MP) nº 579 de 11 de setembro de 2012. Essa medida tinha por objetivo a redução média das tarifas de energia em 20%. E para isso propôs a antecipação da renovação dos contratos de concessão de geração e transmissão, que teriam seus prazos vencidos entre 2015 a 2017. A prorrogação proposta foi estipulada em 30 anos, entretanto, como condicionante à celebração, as geradoras e transmissoras deveriam aceitar a remuneração de seus ativos em função dos custos associados de operação e manutenção. A MP nº 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783/2013 e apresenta em seu quinto parágrafo a seguinte citação:

§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

No segmento geração as empresas receberiam sua remuneração calculada pela ANEEL com a comercialização de energia elétrica em regime cotas, isto é, cotas de geração das usinas prorrogadas passariam a fazer parte da compra e venda de energia das distribuidoras, as quais pertencem ao mercado de contratação regulado de energia. A adesão à proposta entre as concessionárias geradoras não foi completa, sendo aceita apenas por um conjunto de empresas, como CHESF, ELETRONORTE, CEEE-GT e FURNAS, e rejeitadas por outras como a CEMIG, CESP e COPEL.

No segmento transmissão, para as concessionárias anteciparem a renovação de suas concessões nos moldes da Lei nº 12.783/2012 por mais 30 anos, elas deveriam aceitar uma redução de receita dos ativos correspondentes à RAP do conjunto de ativos pertencentes à Rede Básica Sistema Existente (RBSE), os quais, foram inicialmente considerados completamente amortizados, e, portanto, sem direito ao recebimento de indenizações. Na proposta inicial teriam direito à indenização somente os ativos após 31 de maio de 2000, ou seja, os ativos classificados como RBNI. Os valores dessas indenizações foram pagos em 2012 conforme Portaria Interministerial do MME nº 558 de 2012. Em relação às indenizações dos ativos não amortizados (referentes à RBSE) houve ainda uma flexibilização da restrição inicial de não pagamento, pois, as transmissoras sinalizaram que não iriam renovar suas concessões. Entretanto, a definição dos

pagamentos referentes a esses ativos só vieram a ocorrer em 2016, com a publicação da Portaria nº 120 de 20 de Abril de 2016 do MME, com previsão de efetivação dos pagamentos a partir de 2017, ou seja, a indenização devida às transmissoras pelos ativos não amortizados (RBSE) só será iniciada 4 anos após a Lei nº 12.783/2013. Nesse período, conforme será demonstrado nas Figuras 3.9, 3.10 e 3.11, os caixas das empresas foram significativamente abalados, pois foram somados, o aumento das penalidades, dado pela REN da ANEEL nº 512/2012, a diminuição da receita e o não pagamento das indenizações referentes aos ativos de RBSE.

É importante citar ainda que durante o processo de renovação das concessões, as transmissoras tiveram o prazo de 30 dias após convocação para celebração dos contratos e foram forçadas a manifestar se desejariam, ou não, aderir à prorrogação de suas concessões no novo regime, sem contudo conhecer o valor da indenização relativa aos ativos classificados como RBSE [13].

Na ocasião, as transmissoras de energia, em sua totalidade, aderiram à proposta de renovação, sendo estabelecido apenas que o valor da indenização seria computado conforme a metodologia do “Valor Novo de Reposição” (VNR), o qual consiste do cálculo de um ativo considerado construído nos preços atuais [21].

A definição das indenizações dos ativos de RBSE foi realizada através de laudo independente produzido por empresa credenciada pela ANEEL submetido a avaliação da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFE). Conforme demonstrado na Figura 3.9 os valores das indenizações referentes aos ativos de RBSE constituem a maior parcela dos valores a serem indenizados às transmissoras, representando 67% das indenizações devidas, assim, no momento da renovação dos contratos, em 2013, apenas 33% (referentes a RBNI) das indenizações foram pagas, constatando a redução no caixa das empresas.

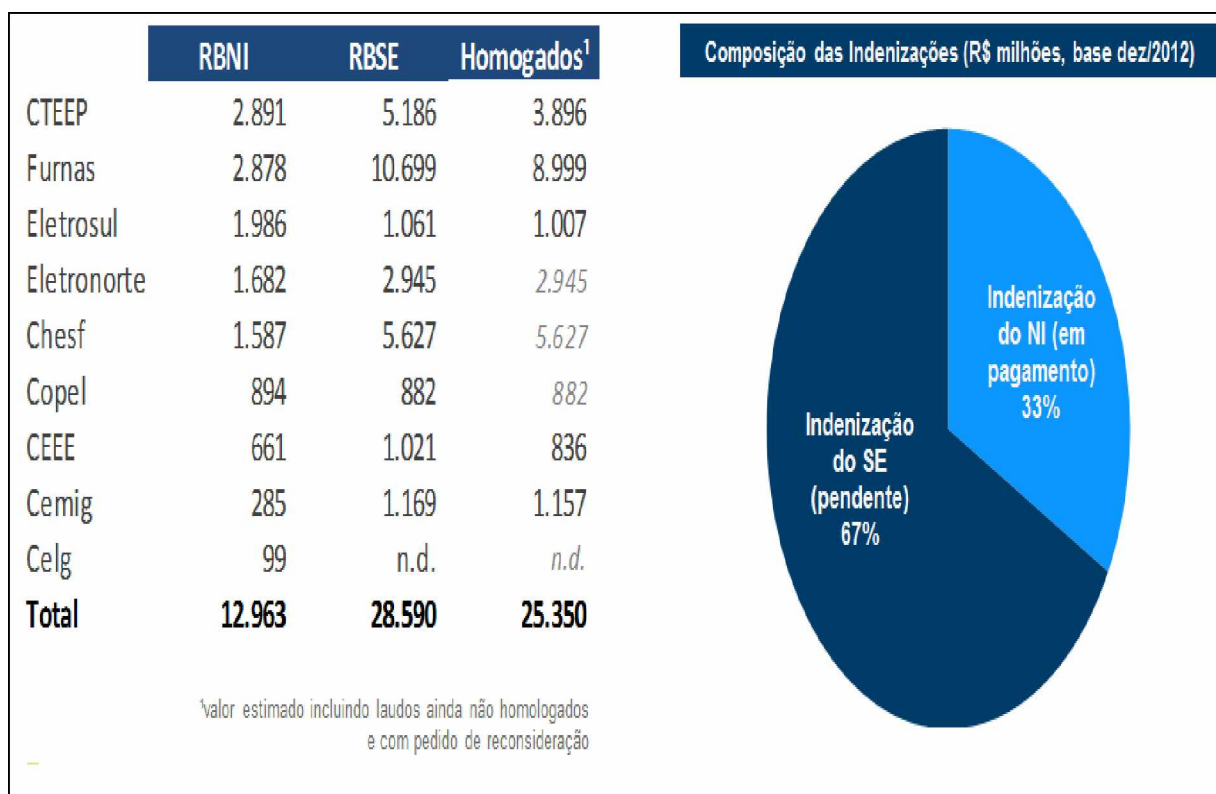


Figura 3.9 – Indenização das transmissoras referentes aos ativos de RBNI e RBSE
Fonte: [22].

A análise da Tabela 3.1 e da Figura 3.10 permite identificar o abalo de aproximadamente 70% no caixa das empresas em relação aos valores de receita das transmissoras no ciclo anterior de RAP e a receita após MP nº 579/2012.

Tabela 3.1 – Redução de receita após MP-579/2012 por transmissora.

Concessionária Transmissora	RAP Ciclo Anterior	RAP – MP-579/2012	Redução de RAP
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	515.621.172,35	2.149.300.405,34	76,01%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	276.252.486,49	1.085.495.177,32	74,55%
Furnas - Centrais Elétricas S.A. - FURNAS	629.802.717,27	2.247.221.692,02	71,97%
Cemig Geração e Transmissão S.A. - CEMIG GT	148.535.678,05	485.248.167,84	69,39%
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	177.047.949,36	495.699.623,63	64,28%
Celg Geração e Transmissão S.A. - CELG-GT	16.468.803,68	43.818.973,41	62,42%
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	517.607.206,41	1.364.435.380,25	62,06%
Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL	116.093.982,73	304.819.468,47	61,91%
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	406.109.440,15	896.207.679,90	54,69%
TOTAL	2.803.539.436,49	9.072.246.568,18	69,10%

Fonte: Anexo I da Resolução Homologatória 1395/2012 [23].

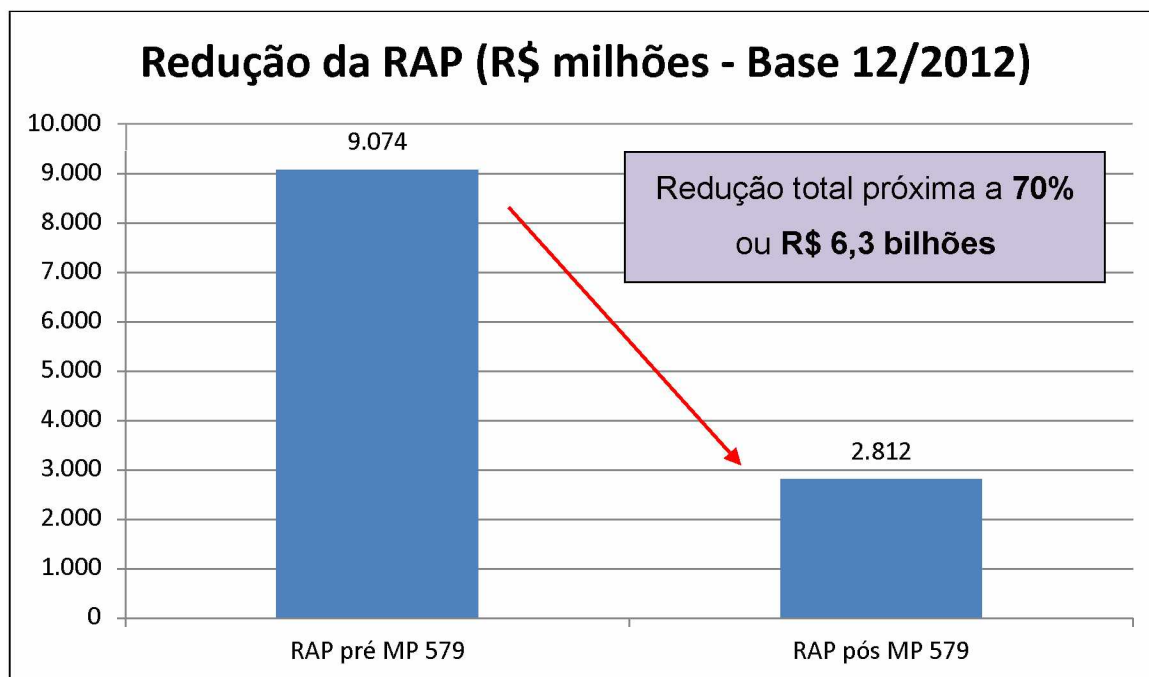


Figura 3.10 – Impacto na receita das transmissoras após MP-579.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de [23].

As condições apresentadas pela MP nº 579/2012 não agradaram empresários e também acionistas. A confirmação do impacto pode ser medida pela desvalorização das ações das transmissoras listadas no mercado de ações. O impacto foi tão crítico que especialistas chamaram a desvalorização das ações como o “11 de setembro do setor elétrico” (data em que a MP nº 579/2012 foi publicada). A Figura 3.11 permite verificar a cotação de ações preferenciais de quatro concessionárias envolvidas no processo: CTEEP (TRPL4), Eletrobrás (ELET6), Cemig (CMIG4) e Copel (CPLE6). A queda nas ações chegou a 10% no dia da publicação e a 20% no dia seguinte. É importante citar ainda que as transmissoras já vinham apresentando quedas acentuadas nos pregões anteriores ao dia 11 de setembro de 2012, indicando uma provável especulação referente aos riscos de mercado em face da publicação da MP nº 579/2012 [24].

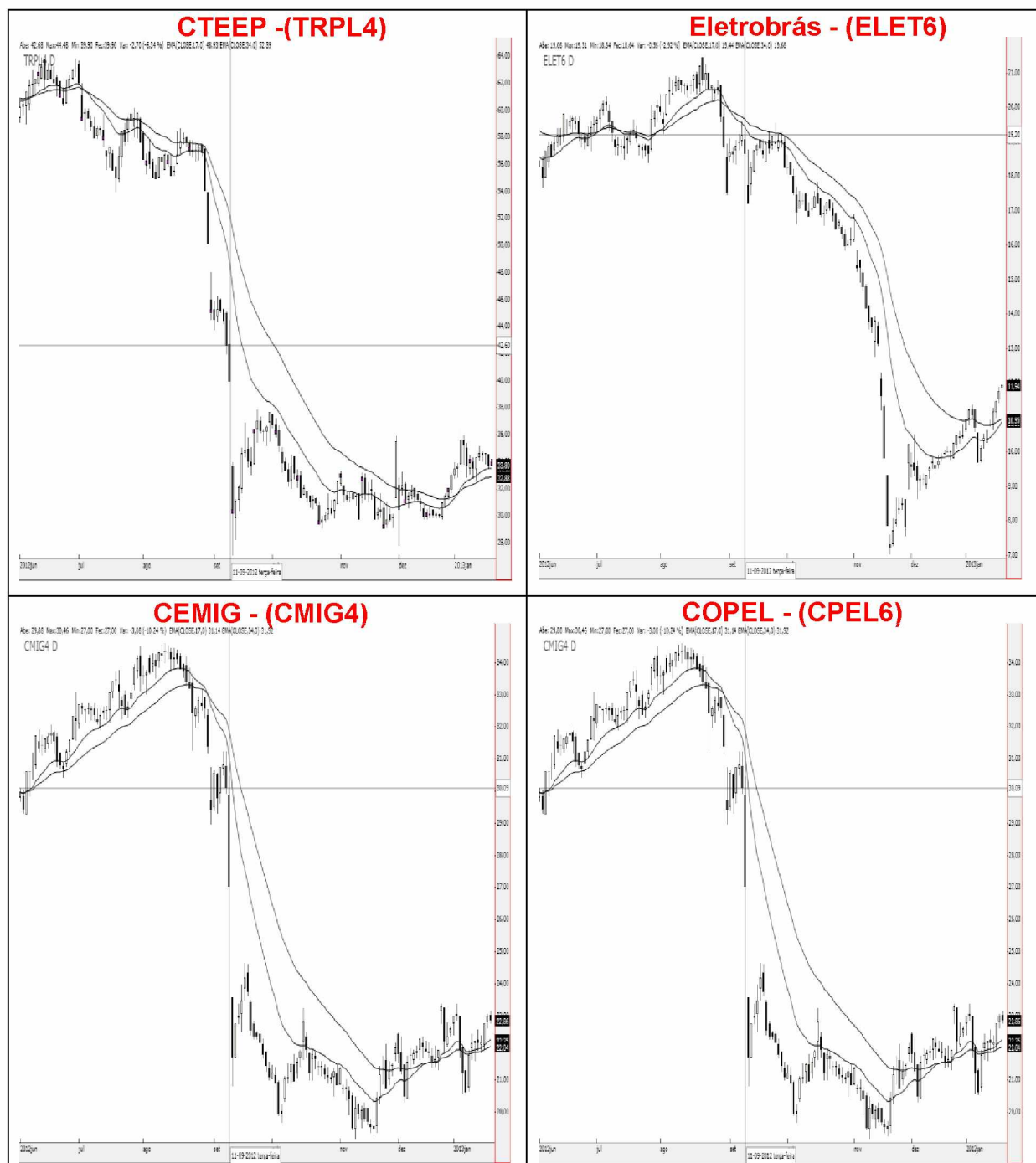


Figura 3.11 – Impacto nas ações das transmissoras após MP-579.

Fonte: [24] p.20 Modificada.

Conforme mencionado a REN da ANEEL nº 512/2012 retirava, para as concessões prorrogadas, os benefícios referentes do adicional à RAP e os Padrões de Duração de Desligamento (franquias). Assim, após a renovação dos contratos nos moldes da Lei nº 12.783/2013, qualquer desligamento, mesmo os inevitáveis para preservar a condição operacional dos equipamentos, passaram a acarretar descontos na receita, isto é, penalidades. O impacto dessa resolução pode ser visualizado pela Figura 3.12.

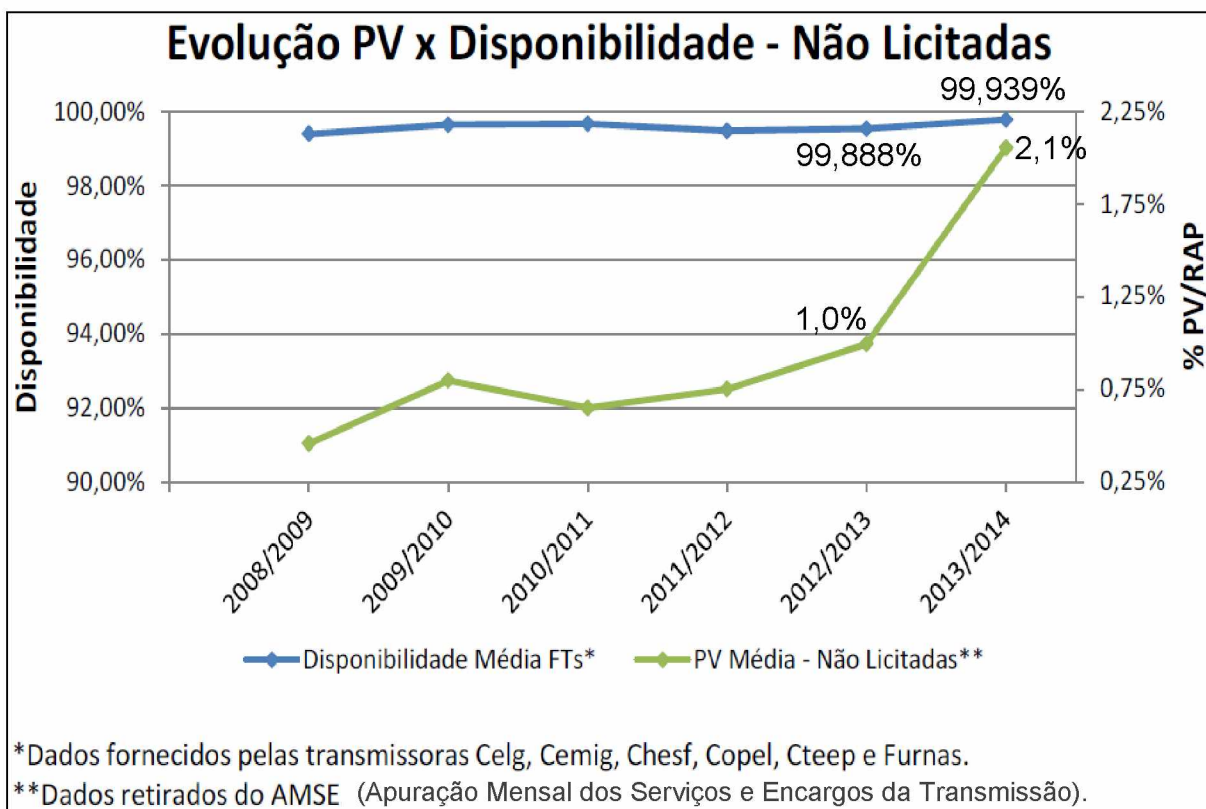


Figura 3.12 – Impacto da REN nº 512/2012 da ANEEL.

Fonte: [25].

Pela análise da Figura 3.12 infere-se que apesar da disponibilidade média dos ativos (FT) ter elevado de 99,888% para 99,939% entre o ciclo anual 2012/2013 e 2013/2014, a aplicação da penalização por PV, nesse mesmo período, elevou-se a uma taxa muito maior, isto é, 110% (de 1,0% para 2,1%). Assim, constata-se que o objetivo da aplicação de PV, visando o incentivo à disponibilidade dos ativos, não é condizente, pois o excessivo aumento de penalidade por PV não imprimiu aumentos significativos na disponibilidades dos ativos. Aliás, pela análise dessa mesma figura, é possível identificar que a as taxas de disponibilidade dos ativos das transmissoras citadas apresentam-se próxima da condição de plena disponibilidade, isto é, 99.939%, próxima a 100%.

3.5 Considerações finais

Conclui-se assim que o cenário das transmissoras em 2013 era crítico, pois suas receitas foram fortemente impactadas pela renovação de suas concessões nos moldes da Lei nº 12.783/2013, queda das ações nas bolsas de mercado, a falta de definição dos valores pagos nas indenizações referentes aos ativos da RBSE e ainda o aumento das penalidades em função da aplicação da PV.

O impacto de todos esses fatores pode ser mensurado pelos sucessivos fracassos nos leilões de transmissão posteriores à 2012. A Figura 3.13 permite visualizar esse cenário.

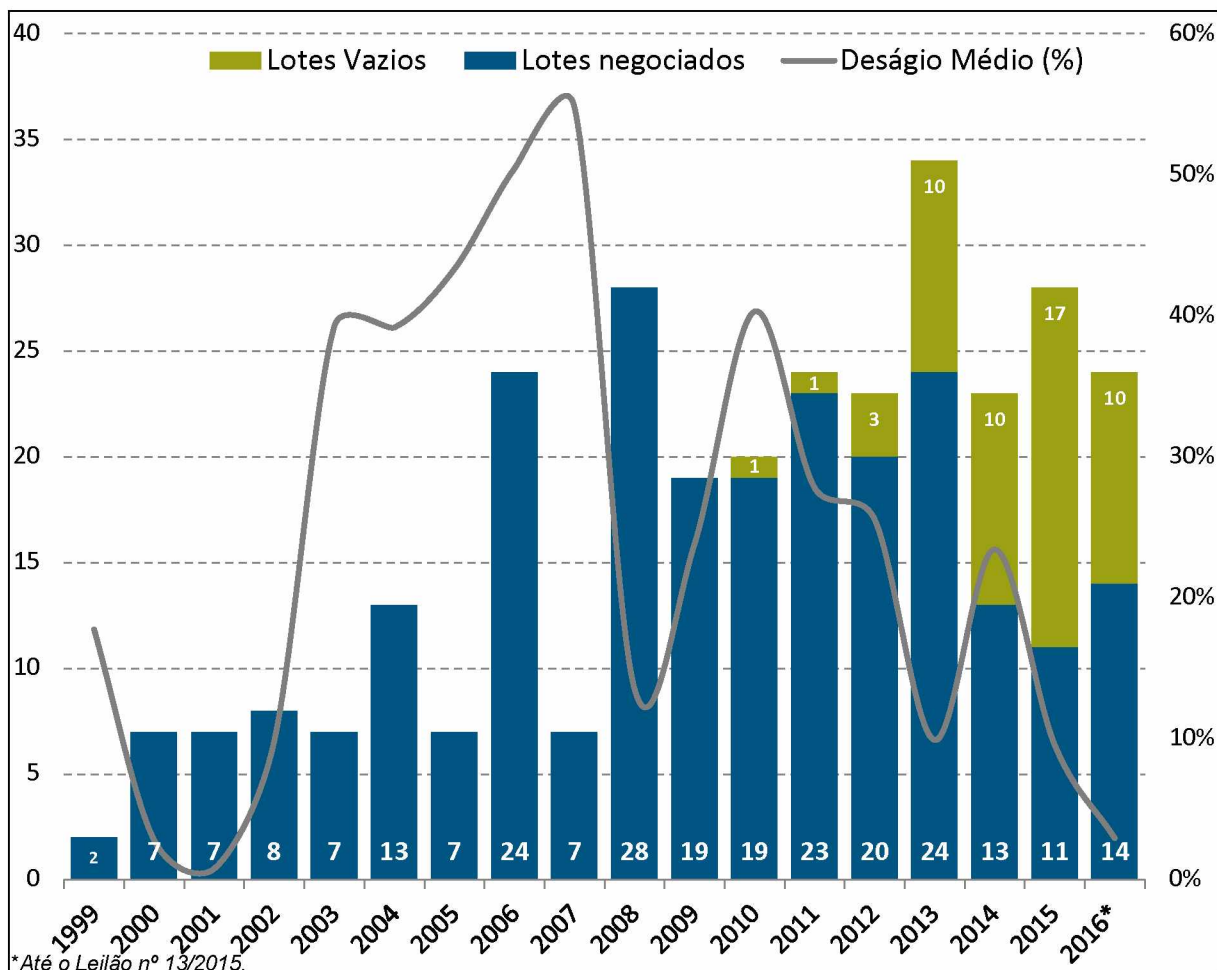


Figura 3.13 – Resultados dos últimos leilões de transmissão.
Fonte: [26].

Pela análise da Figura 3.13 percebe-se que nos últimos anos tem sido cada vez mais difícil licitar novos empreendimentos. Desde 2012, e principalmente a partir de 2013, a ocorrência de lotes de transmissão sem proponentes tornou-se comum, evento raro em anos anteriores. É importante citar que a cada vez que um lote de empreendimento deixa de ser contratado, o setor sofre um atraso de alguns meses devido aos prazos legais para preparação de um novo leilão. Conforme demonstrando no item 3.3, para celebração dos leilões é necessária toda uma sistemática envolvida. Já em 2013, o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, demonstrava toda sua preocupação com os aumentos dos lotes vazios nos leilões de transmissão [13]:

“Temos que esperar o leilão dar vazio para tentar mudar (o valor da RAP). O problema é que isso atrasa a expansão, e eu, como planejador, vendo isso, começo a entrar em pânico. Não podemos ficar esperando o leilão dar vazio para aumentar a RAP e começar outro leilão.”

Outra citação que demonstra o desinteresse das transmissoras em participar dos leilões é dada pelo presidente da CTEEP, Reynaldo Passanezi, se referindo aos atrasos e as indefinições referentes às indenizações dos ativos de RBSE como fator impeditivo [27]:

“O que o setor pede é que haja a publicação da portaria com as condições de indenizações (RBSE). A gente tem urgência dessa definição...Mas a gente espera a decisão sobre a indenização para ter uma participação (nos leilões) mais efetiva.”

Conforme demonstrado ao longo desse capítulo o segmento de transmissão, apesar de ter previsão de expansão significativa para o horizonte descrito no PDE-2024, apresenta, em oposição a esse cenário, suas principais concessionárias e agentes motores dessa expansão em condições não plenas para o atendimento à essas expectativas. Outro ponto que merece destaque, e que a partir desse ponto será objeto central de estudo dessa dissertação, foi a publicação da Audiência Pública nº 027/2014. Essa audiência teve o objetivo de aperfeiçoar a forma de aplicação da PV dada pela REN nº 270/2007. Assim, a revisão dessa resolução poderia, no que tange a penalizações por PV, amenizar a situação das transmissoras, ou ao menos, retornar as penalizações aos mesmo patamares anteriores à REN nº 512/2012 (conforme mostrado na Figura 3.12). A análise dos pontos tratados nesse audiência é discutida no capítulo 5, antes porém é necessário o entendimento da forma de penalização aplicada pela REN nº 270/2007, conforme será apresentado no próximo capítulo.

Capítulo IV

PENALIDADES IMPOSTAS ÀS TRANSMISSORAS

4.1 Considerações iniciais

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar as penalidades aplicadas às transmissoras em função da Parcela Variável, contudo a ANEEL estabeleceu, por meio da REN nº 63/2004, a aplicação de punições diversas aplicadas a todos os agentes concessionários. Assim, devido à sua importância e relação direta com o tema serão apresentados inicialmente as definições gerais contidas nesta resolução e, posteriormente, com maior foco a REN nº 270/2007. Será apresentado ainda a estrutura organizacional de fiscalização da ANEEL dos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição.

As penalidades impostas pela aplicação da PV instaurada inicialmente pela REN da ANEEL nº 270/2007 é exclusiva dos agentes transmissores de energia elétrica. Essa resolução passou por revisão pela AP nº 027/2014 resultando na emissão, em 28 de junho de 2016, da REN nº 729/2016. As alterações produzidas pela nova resolução produziram mudanças na forma de penalização, entretanto, as bases dessas novas regras estão todas fundamentadas na primeira resolução emitida sobre o tema, isto é, a REN nº 270/2007. Portanto, nesse capítulo serão abordadas as regras dadas por essa resolução. A análise das alterações inseridas pela nova resolução (nº 729/2016) será tratada no próximo capítulo.

4.2 Fiscalização do Setor Elétrico Brasileiro

É uma atribuição da ANEEL a fiscalização dos empreendimentos de geração, transmissão, distribuição e das questões de ordem financeira em todos os segmentos do sistema. Conforme demonstrado na Figura 4.1, a agência reguladora possui superintendências específicas para fiscalização econômica e financeira (SFF), dos setores de geração (SFG) e dos setores de transmissão e distribuição (SFE). A Figura 4.1 ilustra os campos de atuação desses órgãos.

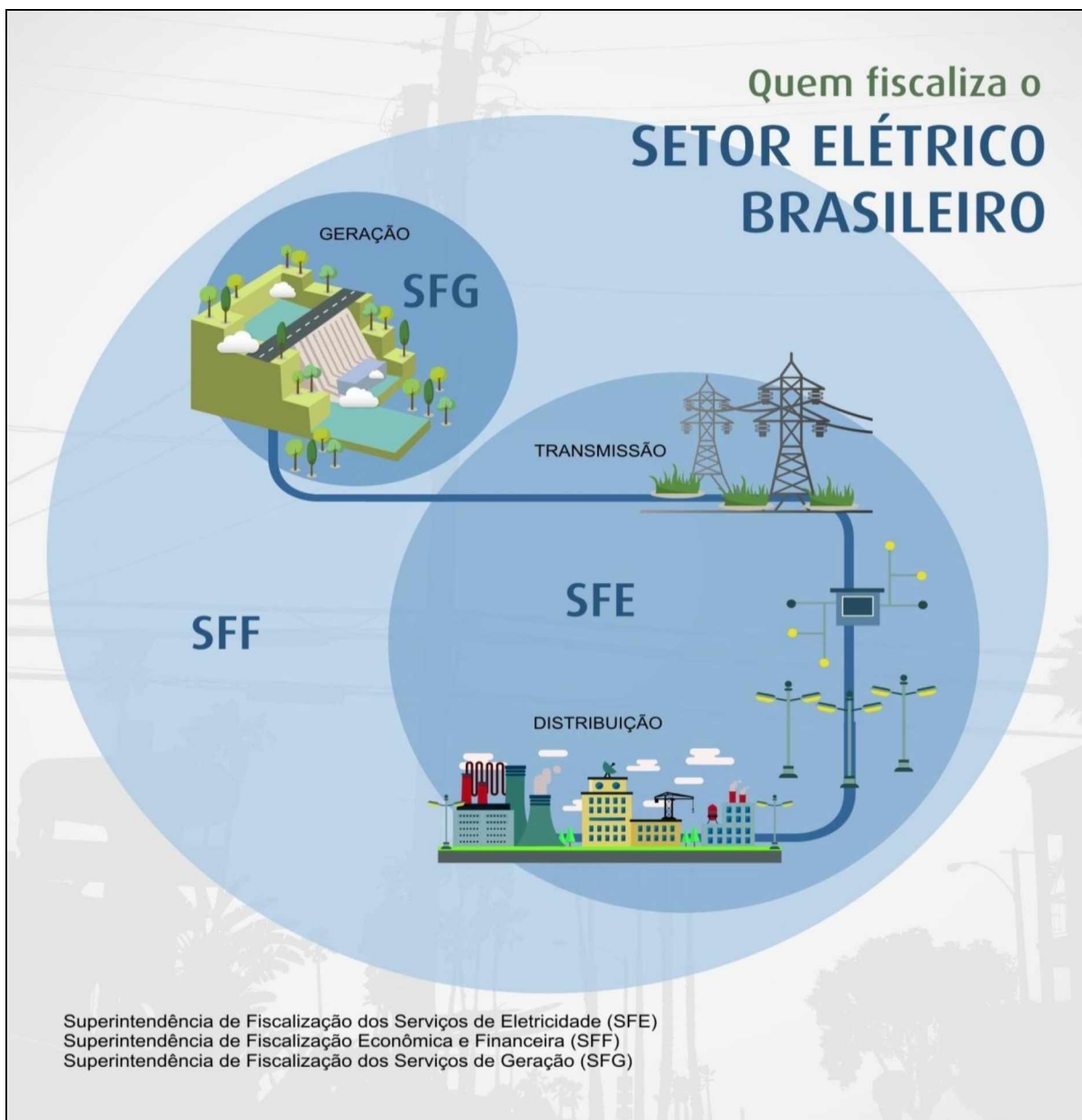


Figura 4.1 – Fiscalização do setor elétrico.

Fonte: [28].

O regimento da ANEEL estabelece a criação de três unidades organizacionais de fiscalização. Será destacado brevemente as atribuições da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), a saber [29]:

- Controle e fiscalização dos serviços e instalações de transmissão de energia elétrica, incluindo a de agentes de operação de sistemas e a análise de perturbações relevantes no sistema elétrico;
- Acompanhamento de programas de governo atribuídos aos agentes de transmissão e distribuição;

- Elaboração de laudos técnicos de avaliação de ativos imobilizados em serviço.

O andamento dos empreendimentos da transmissão são monitorados pela SFE por meio do Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET), o qual consiste de uma aplicativo utilizado pela ANEEL como uma ferramenta para auxiliar o acompanhamento e homologação das datas de entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão. Assim, após o processo de outorga, o desenvolvimento do empreendimento é acompanhado pelas equipes de fiscalização e registrado no SIGET.

Periodicamente as equipes da SFE relacionadas com os empreendimentos realizam reuniões ordinárias para tratamento da situação de cada obra. Nesse fórum são decididas as ações a serem tomadas em função do diagnóstico observado em inspeções realizadas pelas equipes da SFE e também nas informações cadastradas pelos agentes transmissores no SIGET. A SFE identifica ainda os empreendimentos com maior risco de impactar o Sistema Interligado Nacional, os quais são submetidos a um acompanhamento diferenciado e individualizado. Os empreendimentos identificados com esse critério são agrupados de acordo com determinadas características (área geográfica, interligação entre regiões, integração de usinas ou atendimento ao centros de carga) e são designadas para acompanhamento pelos fiscais da SFE [18].

Será abordado no próximo item a resolução que descreve as penalidades impostas a todos os agentes de instalações e serviços de energia elétrica, concebida pela REN da ANEEL nº 63/2004.

4.3 Resolução Normativa nº 63/2004

Esta resolução regula a imposição de penalidades aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, apresentando os procedimentos para imposição das penalidades. Nesse contexto, os agentes do setor ficam sujeitos à imposição de penalidade dadas pela ANEEL nos casos de ocorrência de [29]-[30]:

- Comprovação de não conformidade em face dos dispositivos legais, regulamentares ou normativos;
- Ausência de manifestação tempestiva do interessado;
- Serem consideradas insatisfatórias as alegações apresentadas;

- Não serem atendidas os prazo definidos pela ANEEL.

É importante destacar que os agentes de transmissão também devem atender a indicadores de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Esses indicadores fogem do escopo desse trabalho, contudo podem ser consultados no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS. Esses indicadores estão relacionados com a variação de frequência, flutuação, desequilíbrio, distorção harmônica de tensão, etc.

Assim, além de atenderem aos indicadores de desempenho, de estarem sujeitos as penalidades por PV, os agentes estão suscetíveis as penalidades contidas na resolução da ANEEL nº 63/2004. A Tabela 4.1 apresenta os diversos tipos de penalidade previstos por essa resolução, bem como os órgãos responsáveis pela sua aplicação:

Tabela 4.1 – Responsáveis e tipos de penalidades impostas pela Resolução nº 63/2004. [30].

RESPONSÁVEL	TIPO DE PENALIDADE
Competência da superintendência de fiscalização da ANEEL	Advertência
	Multa
	Embargo de obras
	Interdição de instalação
Competência da Diretoria da ANEEL	Suspensão temporária de participação em licitações e impedimento de receber autorização para os serviços e instalações de energia elétrica
	Revogação de autorização
	Intervenção Administrativa
Competência do Poder Concedente	Caducidade da concessão ou permissão.

Fonte: [30] p.2 Modificada.

Na REN nº 63/2004 os artigos 3º a 13º descrevem as condições para aplicação de cada uma das penalidades descritas. Verifica-se ainda que o artigo 8º prevê a possibilidade de conversão, em advertência, das penalidades originalmente descritas como multa, desde que o agente infrator não tenha sido autuado por idêntica infração nos últimos quatro anos anteriores e as consequências da infração sejam de pequeno potencial [30].

As penalidades vão desde a aplicação de advertência, por exemplo, quando uma concessionária deixa de prestar informações aos consumidores, até aos casos mais extremos, onde pode ocorrer a caducidade do contrato, sendo o agente nessa situação, caracterizado pela prestação do serviço público de forma inadequada.

4.3.1 Critérios para aplicação de multas

As diversas condições com potencial de multas são apresentadas na Seção II da referida resolução. A título de exemplo, pode-se aplicar multas aos agentes em função da não informação aos consumidores sobre os riscos existentes com a utilização da energia elétrica, até multas pela não prestação do serviço público. A resolução classifica as multas em 4 grupos com seus respectivos limites percentuais. Os valores definidos nesses limites são aplicados sobre o faturamento dos agentes. A Tabela 4.2 apresenta esses valores:

Tabela 4.2 – Grupos de Penalidades.

GRUPO	PENALIDADE
GRUPO I	Até 0,01%
GRUPO II	Até 0,10 %
GRUPO III	Até 1%
GRUPO IV	Até 2%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da REN nº 63/2004 [30].

Essa divisão percentual das penalidades mostra a severidade das penalidades em ordem de grandeza, ou seja, as infrações mais graves cometidas pelas concessionárias estão passíveis de serem penalizadas no grupo IV com a penalidade limitada em 2% do valor de faturamento nos doze últimos meses anteriores.

O valor das multas são fixados em função da abrangência, gravidade da infração, danos resultantes para o serviço e para os usuários, vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível nos últimos quatro anos.

O resultado da ação de fiscalização é informado à concessionária por um Termo de Notificação contendo as eventuais não conformidades, determinações e recomendações. Caso ocorra o apontamento, pela equipe de fiscalização, de não conformidades, a empresa é instada a se manifestar e, se não conseguir descaracterizar a irregularidade, é instaurado o processo punitivo. Em caso contrário, o Termo de Notificação é arquivado [29].

Apesar da REN nº 63/2004 apresentar as infrações e agrupá-la, ela não detalha o processo de estabelecimento da dosimetria das penalidades aplicada às empresas. O critério para definição dos procedimentos é tratado na Nota Técnica 0039/2010-SFE emitida pela ANEEL.

4.3.2 Nota Técnica nº 0039/2010-SFE/ANEEL

Essa nota técnica tem o objetivo de apresentar a padronização de procedimentos para o cálculo das penalidade de multa aplicadas pela SFE quando do descumprimento, pelos agentes, dos pontos estabelecidos nos contratos de concessão e nos regulamentos aplicáveis do setor elétrico.

De acordo com esta Nota Técnica a fixação das multas administrativas é limitada em 2% do faturamento da concessionária correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou, estimados para um período de doze meses, caso o infrator não esteja em operação ou esteja por um período inferior a doze meses.

A SFE desenvolveu a equação 4.1 para cálculo dos valores das multas [29]-[31]:

$$M = \underbrace{(p1 \times G + p2 \times D + p3 \times V + p4 \times S)}_{1} \times \underbrace{A \times Max_{Grupo}}_{2} \times \underbrace{r}_{3} \times \underbrace{FAT}_{4} \quad 4.1$$

Onde:

- M: Multa em reais;
- p1 a p4: Peso relacionado a gravidade, danos, vantagem e sanções irrecorríveis nos últimos 4 anos (%) respectivamente;
- G: Gravidade (%);
- D: Danos resultantes para o serviço e para os usuários (%);
- V: Vantagem auferida pelo infrator (%);
- S: Existência de sanção anterior nos últimos quatro anos (%);
- A: Abrangência (%);
- Max_{Grupo}: valor máximo do respectivo grupo, conforme art. 14 da REN 63/2004 e Tabela 4.1;
- r: Reincidência (r=1 ou r=1,5) conforme artigo 16º da REN nº 63/2004;
- Fat: Faturamento anual da empresa dos últimos 12 meses em reais.

Para descrever com maiores detalhes pode-se dividir a equação 4.1 em quatro partes, sendo:

1 - Percentual a ser aplicado sobre o valor máximo do respectivo grupo de multa, considerando a abrangência, gravidade, danos para o serviço e usuários, vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível, nos últimos quatro anos.

Cada uma das condicionantes (gravidade, danos, vantagem e sanções) são multiplicadas, respectivamente, pelos pesos p1, p2, p3 e p4. Os valores definidos pela SFE para cada peso são apresentados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3– Pesos das condicionantes da equação 4.1.

Critérios	Peso (%)
(p1) - Gravidade	50
(p2) - Danos	20
(p3) - Vantagem	20
(p4) - Sanções irrecorrível nos últimos 4 anos	10

Fonte: [30] [31].

As condicionantes relativas à Gravidade (G), aos Danos (D) e à Vantagem (V) são estabelecidas pela SFE, com base em função das evidências objetivas documentadas de cada não conformidade, expressando uma avaliação qualitativa de quão grave é a irregularidade cometida, quando da elaboração da ação punitiva. Cada condicionante varia de 0% a 100% [29].

Para a condicionante Sanção (S) a SFE definiu os seguintes valores percentuais apresentados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Pesos da condicionante Sanção (S).

Nº de Sanções	0 → 4	5 → 8	9 → 12	13 → 16	17 → 20	acima de 20
Percentual	1%	20%	40%	60%	80%	100%

Fonte: [29].

2 - A condicionante abrangência (A) é definida como a relação entre a quantidade de itens não conformes da amostra da fiscalização e a quantidade total de amostras, ou, a partir da avaliação da quantidade de consumidores afetados pela irregularidade em relação ao total de consumidores de um dado universo. Essa parte da equação contempla ainda o limite máximo percentual admitido para cada um dos 4 grupos apresentados na Tabela 4.1, ou seja, possui variação de 0,01% a 2%, conforme a infração cometida pelo agente.

3 - Reincidência da infração consiste da repetição de falta de igual natureza no período de doze meses após decisão irrecorrível na esfera administrativa. Conforme o artigo nº 16 da REN nº 63/2004 em caso de reincidência deve-se:

- Aplicar multa correspondente ao Grupo I, para os casos anteriormente puníveis com advertência;
- Aplicar acréscimo de 50% sobre o valor da multa, limitado o montante ao percentual de 2% do faturamento nos últimos 12 meses.

4 - Faturamento da concessionária nos últimos 12 meses.

Conforme definido na Nota Técnica nº 39/2010 a formulação proposta para aplicação das penalidades busca tratar de forma isonômica os agentes concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica.

É importante destacar que grupos ainda verticalizados, isto é, empresas com os segmentos de geração e transmissão ainda agrupados (por exemplo FURNAS, CEMIG GT, COPEL GT, etc.), estão sujeitas à penalidades aplicadas em todo faturamento da empresa, pois, nesses casos a ANEEL considera o faturamento dos dois segmentos. Assim, o faturamento do segmento geração (que nada está relacionado com a multa da transmissora) também entra na contabilidade do cálculo final da multa e vice-versa, impactando ainda mais a empresa.

Tem-se ainda que a REN nº 063/2004 encontra-se em revisão na AP nº 77/2011 da ANEEL.

4.4 Resolução Normativa nº 270/2007

A aplicação das penalidades pela Parcela Variável (PV) aconteceu com a entrada em vigor da REN da ANEEL nº 270/2007. A aplicação desse mecanismo possui o intuito de incentivar a adoção de práticas de gestão de operação e manutenção que busquem maximizar a disponibilidade das instalações [1].

A aplicação dessa penalidade financeira ocorre com descontos no valor do PB associado à indisponibilidade dos ativos de transmissão. O pagamento é realizado mensalmente às transmissoras e consiste no duodécimo valor definido na RAP do empreendimento, conforme a equação 4.2.

$$PB = \frac{RAP}{12} \quad 4.2$$

Para realizar a apuração das indisponibilidades e constatar o serviço prestado pelas transmissoras, foi necessário, inicialmente, a definição da forma como as instalações de transmissão seriam consideradas indisponíveis. Essa

condição foi definida com a determinação das FTs dos ativos de transmissão, feita através da REN da ANEEL nº 191/2005.

4.4.1 Funções Transmissão

A definição do modo como os ativos são considerados indisponíveis ocorreu com a escolha de conjuntos de equipamentos, funcionalmente dependentes, destinados à execução de uma função específica no sistema. Essa definição compreende a definição de um equipamento principal, juntamente com os complementares necessários à execução dessa função. A Tabela 4.5, extraída da REN da ANEEL nº 191/2005, apresenta a definição dos tipos de FTs com seus respectivos equipamentos principais e complementares do sistema de transmissão.

Tabela 4.5 – Equipamentos das FT.

FT-FUNÇÃO TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
FT-LT LINHA DE TRANSMISSÃO FT-LT	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamentos de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
FT-TR TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
FT-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.
FT-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, equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal. 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.

Fonte: [32] p.8.

A título de exemplo uma FT do tipo Linha de Transmissão (LT) é composta pelo equipamento principal, associado à própria linha, bem como por

equipamentos complementares associados a essa linha (disjuntores, seccionadoras, etc.), os quais, quando agregados, desempenham uma atribuição no sistema elétrico. A Figura 4.2 apresenta exemplos de FTs associadas a LT e a transformadores. Assim, a indisponibilidade do equipamento principal, ocasionada por falha nesse equipamento ou nos equipamentos complementares, implicará na aplicação das penalidades por PV

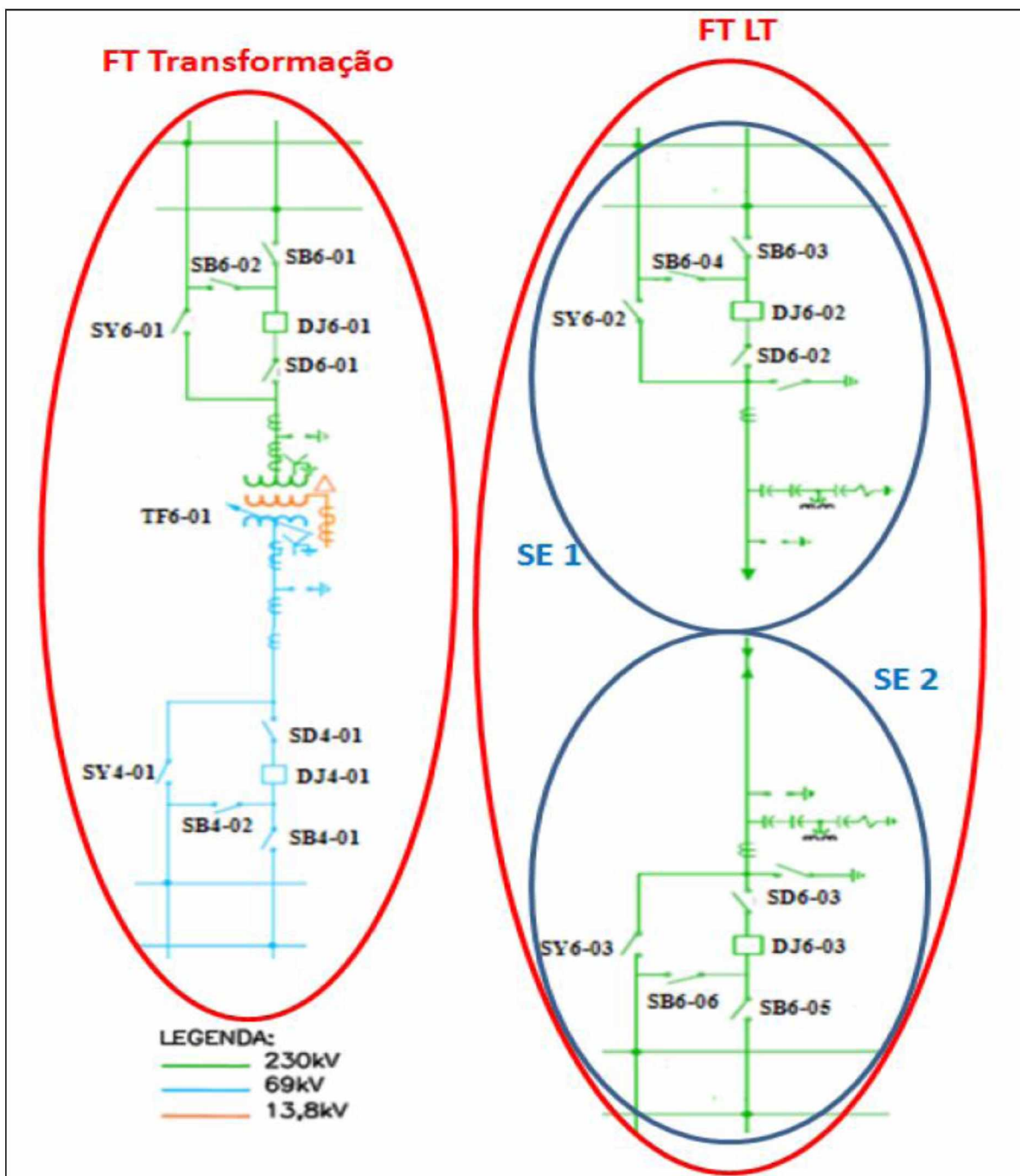


Figura 4.2 – FT associadas a LT e a Transformadores.
Fonte: [33].

A definição das FTs que compõe um determinado empreendimento são elaboradas no Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST). Neste contrato são definidos os valores atribuídos ao PB de cada FT do empreendimento, bem como as suas respectivas capacidades operativas. Assim, tem-se que o PB de um determinado empreendimento é dividido entre cada uma das FTs definidas no CPST. Portanto, na indisponibilidade de uma FT serão aplicadas as penalizações financeiras nas receitas mensais das transmissoras. O valor definido no CPST para cada FT será usado nas fórmulas para aplicação dos descontos por PV no PB.

Se uma determinada FT apresentar-se disponível e sem restrições operativas durante um determinado mês, a transmissora terá como receita o valor integral do PB da referida FT, não sendo penalizada.

4.4.2 Definições gerais para aplicação dos descontos por PV

Conforme definido nos contratos celebrados entre a União e as concessionárias, é uma obrigação das transmissoras a obediência à legislação, às normas regulamentadoras vigentes e as determinações do poder concedente.

A sujeição às regras de PV ditadas pela resolução nº 270/2007 (substituída pela REN nº 729/2016) é evidenciada pela seguinte cláusula constante nos contratos de concessão [34]:

Cláusula sexta – Receita do serviço de transmissão:...

Sexta Subcláusula - A RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP será descontada, mediante redução em base mensal, devido à indisponibilidade e/ou redução de capacidade operativa das FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FTs), conforme regulamentação da ANEEL.

Para o entendimento das regras de aplicação da PV é importante o esclarecimento de alguns conceitos, destacando-se os padrões de frequência, padrões de duração e os fatores multiplicadores (K_o e K_p).

4.4.2.1 Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (PFOD)

O padrão de frequência consiste no número máximo de desligamentos não programados de uma determinada FT, no período contínuo móvel de doze meses, sobre o qual não se aplica penalidades. Não é prevista a perda de receita quando, em uma determinada FT, ocorrerem desligamentos que ultrapassem os valores definidos no PFOD. Porém, o descumprimento desse padrão é passível de penalidade pela resolução nº 63/2004 (item 4.3), os quais são alocados no grupo

mais elevado de penalidades dessa resolução, isto é, o Grupo 4 (Tabela 4.2) com penalidade de multa aplicada sobre 2% do faturamento da transmissora.

Desligamentos frequentes impactam o sistema, entretanto a frequência dos desligamentos não é computada para aplicação da PV. Os valores do Padrão de Frequência de Outros Desligamento (PFOD) são apresentados na Tabela 4.6.

4.4.2.2 Padrão de duração de desligamentos e fatores multiplicadores

Em relação a duração dos desligamentos a ANEEL estabeleceu o Padrão de Duração dos Desligamentos (PDD). Esse padrão é definido como a duração máxima, em horas, de desligamentos, programados ou de outros desligamentos, de uma FT no período contínuo móvel de doze meses sobre o qual não se aplica penalidades por PV. Os valores do Padrão de Duração de Desligamento (PDD) são apresentados na Tabela 4.6.

É importante destacar que a REN nº 270/2004 considera dois tipos de desligamentos, a saber [1]:

- **Desligamento Programado:** indisponibilidade de uma FT programada antecipadamente conforme os Procedimentos de Rede. No equacionamento das penalidades os desligamentos programados são representados pelo fator multiplicador K_p ;
- **Outros Desligamentos:** qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado. Esse tipo de desligamento é representado no equacionamento dos desligamentos pela variável K_o . O fator K_o tem aplicação durante os primeiros 300 minutos de indisponibilidade da FT. Após esse período o fator K_o passa a ter o mesmo valor do respectivo fator K_p . Esse tipo de desligamento é comumente chamado de desligamento não programado ou intempestivo.

São estabelecidos fatores de desligamentos (K_p e K_o) distintos conforme a característica da FT. A Tabela 4.6 apresenta esses valores.

Os desligamentos não programados geram uma penalização muito mais severa que os desligamentos programados. Por exemplo, um desligamento não programado de uma linha de transmissão possui uma penalização 15 vezes maior

que um desligamento programado dessa mesma linha, conforme valores de Kp e Ko definidos na Tabela 4.6.

A Tabela 4.6, retirada do anexo da resolução nº 270/2007, apresenta os fatores multiplicadores (Ko e Kp) e os padrões PDD e PFOD. As informações contidas nesta tabela serão referenciadas em diversos pontos dessa dissertação.

Tabela 4.6 – PDD, PFOD e os Fatores Ko e Kp.

FT	Família de FT		Padrão de Duração de Desligamentos		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp
			Programados (hora/ano)	Outros (hora/ano)			
LT	≤ 5km(*)		26,0	0,5	1	150	10
	>5km e ≤50Km(*)		26,0	1	1		
	>50km - 230kV		21,0	1,5	3		
	345kV		21,0	1,5	2		
	440kV		38,0	1,5	2		
	500kV		38,0	2,0	2		
	750kV		38,0	2,3	3		
	Cabo Isolado(*)		54,0	0,5	não possui	50	2,5
TR	≤345kV		21,0	1,0	1	150	10
	>345kV		27,0	1,0	1		
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	150	10
		>345kV	26,0	1,5	1	150	10
	CRE	(*)	73,0	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	666(**)	17,0	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3,0	3	100	5,0
	CSE	(*)	20	5,6	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão de uso na Rede Básica.

(**) Período de 666 horas em 2 anos.

LEGENDA:

LT – Linha de Transmissão;

TR – Transformação;

CR – Controle de Reativo;

REA – Reator;

CRE – Compensador Estático;

CSI – Compensador Síncrono;

BC – Banco de Capacitor;

CSE – Compensação Série;

Ko – Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Kp – Fator multiplicador para Desligamento Programado.

Fonte: [1].

4.4.3 Prazos de solicitação de intervenções

Os desligamentos não programados são caracterizados pela indisponibilidade de determinada FT sem a devida informação ao ONS pelos centros

de operação das concessionárias, ou quando, apesar da informação ao ONS, não é possível a programação das condições operativas do sistema. Esses desligamentos apresentam uma penalização superior aos desligamentos programados conforme os fatores multiplicados K_p e K_o da Tabela 4.6.

Nas indisponibilidades programadas existe uma solicitação mínima de tempo para a caracterização dessa condição. Nesse contexto, os Procedimentos de Rede do ONS classificam as intervenções quanto aos prazos de solicitação nos seguintes moldes [35]:

- **Intervenção Programada em Regime Normal (IP):** intervenções feitas com antecedência maior ou igual a 48 horas em relação ao início da intervenção;
- **Intervenção Programada em Regime de Urgência (IPU):** intervenções solicitadas com antecedência menor que 48 horas e maior que 24 horas, com relação ao início da atividade, 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 a duração da intervenção;
- **Intervenção de Urgência (IU):** intervenções solicitadas com antecedência inferior a 24 horas, com relação ao horário da intervenção, ou com antecedência entre 24 horas e 48 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;
- **Intervenções de Emergência (EM):** intervenção efetuada em equipamentos ou instalações, com o objetivo de corrigir falhas que tenham ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual.

Os Desligamentos Programados são caracterizados pelas intervenções programadas em regime normal e em regime de urgência. Os Outros Desligamentos são caracterizados como intervenções de urgência e emergência.

4.4.4 Critérios de aplicação das Parcelas Variáveis

No segmento transmissão desde o início dos processos licitatórios de concessões, os CPSTs preveem a aplicação de PV em função da ocorrência de desligamentos programados e não programados [36]. A aplicação desse mecanismo garante vínculo entre a receita auferida às empresas e a qualidade do serviço prestado.

Por outro lado, até a publicação da REN da ANEEL nº 270/2007, as concessões de transmissão não decorrentes de licitação não apresentavam nenhum requisito de qualidade do serviço prestado. Assim, com a vigência desta resolução essas instalações passaram a estar sujeitas a aplicação da PV, com condições semelhantes às aplicadas nos CPSTs das instalações licitadas [36]. A conjuntura de aplicação desta resolução foi dada em função dos tipos de FTs, a saber:

- Instalações de RBSE (conforme definido no 3.4.3), isto é, FTs não decorrentes de licitações. Nessas instalações a aplicação das regras da REN nº 270/2007 começaram a ser aplicadas em 03 de junho de 2008, com a observação de todos os critérios da resolução;
- Para as FTs licitadas até a data de publicação da REN nº 270/2007 e das autorizadas a estas concessões, a aplicação da PV foi realizada a partir da publicação da referida norma (26 de junho de 2007), conforme os critérios estabelecidos na própria resolução, com exceção aos itens relacionados aos Padrões de Duração de Desligamentos e aos fatores K_o e K_p . Esses ativos já possuíam em seus CPST os critérios de descontos por PV;
- Para as FTs licitadas ou autorizadas após a data de publicação da resolução o critério de aplicação dos descontos é dado conforme a REN nº 270/2007, com exceção ao disposto no Padrão de Duração de Desligamento, podendo as disposições referentes aos fatores K_o e K_p serem ajustadas nos respectivos editais de licitação ou resoluções autorizativas.

É importante frisar também que o sistema de transmissão pode ser dividido em duas partes a saber [3]:

- **Rede Básica (RB):** Instalações com tensão igual ou superior a 230 kV, de uso compartilhado, e por transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV;
- **Demais Instalações de Transmissão (DIT):** Instalações em nível de tensão inferior a 230kV pertencentes às transmissoras, sendo em grande parte com tensão entre 69kV e 138kV.

Assim, por ser parte integrante do sistema de transmissão, as instalações tipo DIT, pertencentes ao conjunto de ativos outorgados às transmissoras também são alvos de penalização por PV.

Ao término desse item é salutar frisar que para as instalações da RBSE, ou seja, instalações anteriores ao regime de licitações, era previsto além das franquias de desligamento o adicional a RAP. Esses dois benefícios eram importantes às transmissoras, uma vez que os ativos dessas concessões eram antigos e, portanto, mais propensos a falhar em função de sua vida útil regulatória avançada ou vencida (os principais ativos da RBSE estão listados na REN da ANEEL nº 166/2000). Conforme mencionado, em 2012, a ANEEL emitiu a REN nº 512/2012, retirando, para as FTs prorrogadas, esses benefícios. Essa ação contribuiu diretamente para o aumento das penalizações, conforme mostrado na Figura 3.12. A seguir serão tratadas as regras de aplicação dos descontos.

4.4.5 Aplicação das Parcelas Variáveis ao Pagamento Base

Conforme Tabela 4.6 para cada tipo de FT existem PDD, PFOD e fatores multiplicadores distintos. Assim, a aplicação da PV está relacionada diretamente ao tipo de FT e ao tipo de desligamento associado à indisponibilidade.

Os valores descontados pela aplicação da PV, deduzidos das receitas das transmissoras, são subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão. Dessa forma a regulamentação busca compensar os usuários pelas possíveis perdas de continuidade e qualidade no atendimento provocadas pelos desligamentos de equipamentos do sistema [3].

A aplicação da Parcela Variável pode ocorrer nos seguintes casos [37]:

- PV por Restrições Operativas Temporárias – PVRO;
- PV por Cancelamentos de Intervenções Aprovadas – PVCI;

- PV por utilização de equipamento reserva – PVR;
- PV por Atraso na Entrada em Operação de Novas FT – PVAO;
- PV por Indisponibilidade – PVI;

A seguir serão abordadas as regras de aplicação da PV para os casos referidos acima.

4.4.5.1 PV por Restrições Operativas Temporárias – PVRO

A PVRO consiste da parcela a ser deduzida do PB por restrição operativa existente em uma determinada FT que resulte na redução da capacidade operativa da própria FT, ou seja, na ocorrência de uma restrição operativa tem-se que o serviço de transmissão prestado não está sendo realizado de forma adequada ou da forma plenamente contratada.

O período de penalidade pela aplicação da PVRO termina quando a concessionária informa ao ONS que está em condições de disponibilizar plenamente da FT que estava com restrição. Nesse caso, o ONS, a seu critério, determinará conforme condições sistêmicas o retorno pleno da FT ao sistema.

O valor do desconto é resultante da multiplicação do PB, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução proporcional da capacidade operativa da FT e a duração da restrição, expressa em minutos. As capacidades operativas das FTs são definidas nos anexos do CPST. A penalidade é aplicada independente da necessidade operacional do sistema. O valor do desconto é calculado conforme a equação 4.3:

$$PVRO = \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{l=1}^{NRL} ROL \times DROL + \sum_{c=1}^{NRC} ROC \times DROC \right) \quad 4.3$$

Onde:

- PB: Pagamento Base da FT;
- D: número de dias do mês;
- NRL: número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês;
- ROL: redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;
- DROL: duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração durante o mês relativo a uma FT;

- NRC: número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês;
- ROC: redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;
- DROC: duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração durante o mês relativo a uma FT.

É importante destacar que caso haja a necessidade de intervenção com desligamento, e a mesma seja aprovada pelo ONS, a apuração da restrição operativa cessa no momento do desligamento da FT. Caso a intervenção, com ou sem desligamento, seja aprovada em data diferente da solicitada pela concessionária, a apuração por restrição é contabilizada considerando o horário de início solicitado pelo agente, ou seja, a penalização cessa no momento em que o agente estaria apto a sanar a indisponibilidade.

As reduções operativas de longa e curta duração são calculadas em função das capacidades contratadas nos anexos do CPST para cada FT. O valor das restrições, de longa e curta duração, podem ser calculadas pela equação 4.4.

$$RO (\%) = 100 \times \left(1 - \frac{\text{Capacidade temporária}}{\text{Capacidade contratada}} \right) \quad 4.4$$

Para exemplificar a aplicação da PVRO, considera-se uma FT – Transformação cuja potência foi reduzida a 40% por um período de tempo de 5 horas (300 minutos) por falha no sistema de ventilação. Nesse caso, a aplicação da penalidade em moeda corrente seria dada pela aplicação da equação 4.5:

$$PVRO = \frac{PB}{1440 \times D} + (0,4 \times 300) \quad 4.5$$

Os valores mensais totais de PVRO aplicáveis a uma determinada concessionária consiste do somatório dos valores de PVRO de cada FT, conforme a equação 4.6:

$$PVRO = \sum_{j=1}^{NF} PVRO_j \quad 4.6$$

Onde:

- NF: número de FT de uma determinada concessionária de transmissão.

4.4.5.2 PV por Cancelamentos de Intervenções - PVCI

O submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede do ONS apresenta as diretrizes envolvidas na programação de intervenções em instalações da rede básica. Nesse documento são definidas as antecedências mínimas que devem ser respeitadas pelos agentes ao proceder suas solicitações de intervenção junto ao ONS.

Nesse contexto, após determinada intervenção ter sido aprovada, o seu cancelamento, com antecedência inferior a 5 dias, implicará em descontos equivalentes a 20% do período programado, exceto se a concessionária descrever previamente a possibilidade de cancelamento na solicitação de intervenção. O cancelamento de uma intervenção fora dos prazos mínimos implica na consideração do fator correspondente ao desligamento programado da FT, isto é, do fator Kp.

O valor da PVCI pode ser calculado pela equação 4.7:

$$PVCI = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times \left(\sum_{i=1}^{NPC} 0,2 \times DVDPCi \right) \quad 4.7$$

Onde:

- PB: Pagamento Base da FT;
- D: número de dias do mês;
- Kp: fator para Desligamento Programados definidos de acordo o valor indicado na Tabela 4.6;
- NPC: número de intervenções previamente programadas de uma FT, canceladas ao longo do mês;
- DVDPCi: somatório da duração, em minutos, dos desligamentos Programados de uma FT que tenham sido cancelados durante o mês.

Os valores mensais de PVCI aplicáveis a uma determinada concessionária consistem do somatório dos valores aplicáveis a cada FT, ou seja, conforme a equação 4.8:

$$PVCI = \sum_{j=1}^{NF} PVCIj \quad 4.8$$

Onde:

- NF: número de FT de uma determinada concessionária de transmissão.

4.4.5.3 PV por utilização de equipamento Reserva – PVR

A utilização de um equipamento reserva, em substituição a uma FT indisponível, implicará em descontos no valor correspondente a parcela do PB do respectivo equipamento reserva, associado ao período em que estiver em operação.

Os equipamentos caracterizados como reserva são cadastrados no CPST e recebem PB em função de sua disponibilidade ao sistema, ou seja, os equipamentos reservas são classificados como pertencentes a uma FT. O cálculo do desconto não utiliza nenhum fator multiplicador (K_o e K_p). A penalização ocorre somente sobre o período de utilização do equipamento reserva, ou seja, a PVR consiste da suspensão do PB durante o tempo em que o equipamento reserva apresenta-se em operação.

O valor da PVR é calculado pela equação 4.9:

$$PVR = \frac{PB}{1440 \times D} \times \sum_{i=1}^{NUR} DURi \quad 4.9$$

Onde:

- PB: Pagamento Base do equipamento reserva contratado;
- D: número de dias do mês;
- NUR: número de eventos apurados de utilização de um determinado equipamento reserva contratado;
- DURi: período de operação do equipamento reserva contratado, em minutos.

Os valores mensais de PVR aplicáveis a determinada concessionária consiste do somatório dos valores aplicáveis a cada FT, conforme a equação 4.10:

$$PVR = \sum_{j=1}^{NER} PVRj \quad 4.10$$

Onde:

- NER: número de equipamentos reserva contratados de uma determinada concessionária de transmissão.

4.4.5.4 PV por atraso na entrada em operação de novas FTs – PVAO

Além da penalização por atraso na entrada em operação comercial aplicada pela REN nº 63/2004 (descrita no item 4.3 dessa dissertação) os atrasos de obras também são penalizados à luz da REN nº 270/2007.

A dilação do prazo de entrega para operação de uma FT é caracterizada pelo atraso na data de entrada em operação comercial estabelecida no contrato de concessão ou nas resoluções autorizativas da ANEEL, por motivo direta ou indiretamente imputável à transmissora, ou seja, o período de atraso representa um serviço não prestado relacionado com esta FT contratada.

O período de atraso é considerado a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida nos contratos de licitação ou na resolução autorizativa. Portanto, após a data estabelecida a FT estará sujeita a aplicação da PVAO. A aplicação da PVAO sobre o PB é baseada nos seguintes critérios:

- O período de atraso é apurado em base mensal, limitado em 90 dias para efeito de desconto;
- O valor por dia de atraso nos primeiros 30 dias corresponderá ao valor “pro-rata-die” do Pagamento Base da FT;
 - Exemplo: 15 dias de atraso (equação 4.11).

$$PVAR = 15 \times \frac{PB}{30 \text{ (dias)}} \quad 4.11$$

- O valor por dia de atraso no período entre o 31º dia e o 90º dia, corresponderá a 25% do valor “pro rata-dia” do PB da FT.
 - Exemplo: 85 dias de atraso (equação 4.12).

$$PVAR = 30 \times \frac{PB}{30} + 0,25 \times 55 \times \frac{PB}{30} \quad 4.12$$

- O valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes.

O valor da PVAO total a ser descontada de uma concessionária de transmissão será o somatório dos descontos para cada FT.

4.4.5.5 PV por Indisponibilidade – PVI

A penalização por PVI consiste na aplicação de desconto no pagamento base em função da indisponibilidade de ativos. As FTs são consideradas indisponíveis quando caracterizadas pelos desligamentos descritos no item 4.4.2.2.

No cálculo da penalização os dois tipos de desligamentos (apresentados no item 4.4.2.2) conduzem à aplicação de fatores (K_p e K_o) e ao uso de franquias distintas, conforme mostrado na Tabela 4.6. O valor da PVI em moeda corrente é dado pela equação 4.13.

$$PVI = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \left(\sum_{i=1}^{N_p} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{i=1}^{N_o} K_{oi} \times DVOD_i \right) \quad 4.13$$

Onde:

- PB: Pagamento Base do equipamento reserva contratado;
- D: Número de dias do mês;
- K_p : Fator multiplicador definido para Desligamento Programado;
- N_p : Número de Desligamentos Programados ao longo do mês;
- $\sum DVDP_i$: Somatório da duração, em minutos, de cada “Desligamento Programado”;
- N_o : Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;
- K_o : Fator multiplicador para Outros Desligamentos;
- $\sum DVOD_i$: Somatório da duração, em minutos, de cada “Outros Desligamentos”.

A análise da primeira parcela da equação 4.13 ($\frac{PB}{1440 \times D}$) representa a receita por minuto a ser paga à transmissora com outorga da FT. Assim, a penalização descontada no PB por PVI corresponde à remuneração equivalente ao tempo de indisponibilidade, multiplicada pelos fatores correspondentes aos desligamentos programados (K_p) e não programado (K_o).

É salutar considerar que a REN nº 270/2007 admite franquias, em horas/ano, para duração das indisponibilidades das FTs não licitadas, sejam por desligamentos programados ou não. Portanto, ocorre penalização por PVI somente quando a duração acumulada dos desligamentos de uma dada FT ultrapassar a

franquia estabelecida em um período contínuo de 12 meses. Nesse contexto, conforme mencionado, as FT que renovaram suas concessões nos moldes da Lei nº 12.783/2013 tiveram excluídas essas franquias por meio da REN nº 512/2012.

A seguir serão apresentados dois exemplos de penalização por PVI para os Desligamentos Programados e Outros Desligamentos. Os exemplos estão baseados em valores próximos aos verdadeiros em relação ao PB das FT.

- **Exemplo 1 – Desligamento Programado:** Desligamento de uma FT tipo Transformador de 345/138kV de 67 MVA com intervenção de 250 minutos. O valor do PB da FT é definido em R\$ 44.640,40. Por se tratar de um desligamento programado o fator (Kp) a ser utilizado é igual a 10 (conforme a Tabela 4.6). Considera-se que o evento ocorreu em março de 2016, portanto em um mês com 31 dias. Assim, pela aplicação da equação 4.14, tem-se:

$$PVI = \frac{44.640,00}{1440 \times 31} \times 10 \times (250) + \frac{46.101,27}{1440 \times 31} \times 0 \times (0) = \text{R\$ } 2.500,00$$

- **Exemplo 2 – Desligamento Não Programado:** Desligamento da mesma FT do exemplo 1 no mês de março de 2016, porém com a ocorrência de desligamento não programado de 250 minutos. Nesse caso o fator (Ko) a ser aplicado é igual a 150 (conforme a Tabela 4.6). O valor de PVI, calculado pela equação 4.14, a ser descontado do PB da concessionária será calculado por:

$$PVI = \frac{44.640,00}{1440 \times 31} \times 0 \times (0) + \frac{44.640,00}{1440 \times 31} \times 150 \times (250) = \text{R\$ } 37.500,00$$

Pela análise dos exemplos verifica-se que os desligamentos não programados possuem um potencial de penalidade muito mais elevado que desligamentos programados, nos exemplos apresentados, de 15 vezes.

É previsto na REN nº 270/2007 que após 5 horas (300 minutos) de desligamento não programado o multiplicador Ko seja reduzido para Kp. Assim, nesse mesmo exemplo, porém considerando um desligamento não programado de 500 minutos, o valor da penalidade aplicada seria de R\$ 47.000,00. Destaca-se ainda que a REN nº 270/2007 apresenta limitações de penalização para FT, esses limites são tratados no item 4.4.7. A Tabela 4.7 permite exemplificar os valores

recebidos e pagos, por minuto, para desligamentos programados e não programados da FT usada no exemplo.

Tabela 4.7 – Valores da FT usada nos exemplos 1 e 2.

Valor a ser Recebido pela Transmissora pela disponibilidade da FT	Valor penalizado para desligamento programado da FT	Valor penalizado para desligamento não programado FT
R\$ 1,00 / minuto	R\$ 10,00 / minuto	R\$ 150,00 / minuto

Fonte: Elaboração própria.

4.4.6 Planejamento das intervenções

Pelos exemplos das penalizações é possível verificar a importância do cadastramento das intervenções, bem como da necessidade que as manutenções sejam executadas de forma ágil e com qualidade. Merece destaque também a necessidade de equipes altamente treinadas para o reestabelecimento dos circuitos desligados com segurança e rapidez.

Quando a duração real de um desligamento programado for superior ao período inicialmente programado ou reprogramado, por responsabilidade da transmissora, o período de atraso, após superado o correspondente PDD para as FT que ainda tenham esse benefício, será multiplicado pelo fator 1,5, sendo a duração real do desligamento considerada na contabilização do PDD.

Para desligamentos caracterizados como intervenções de urgência (definido no item 4.4.3), haverá a tratativa da indisponibilidade como um desligamento não programado, utilizando-se o fator (K_o) igual a 50 na equação 4.13.

As condições citadas acima, juntamente com os exemplos citados de PVI e PVRO demonstram a importância do planejamento de tempo para execução das intervenções, bem como a relevância da informação antecipada ao ONS, visando a isenção ou a menor penalização possível durante o período da intervenção. Essas diretrizes direcionam a estudos de melhores praticas de gestão.

4.4.7 Limites de descontos aplicados pela Parcela Variável

A aplicação dos limites de penalização foram estabelecidas pois, conforme demonstrado nos exemplos do item 4.4.5.5, os valores a serem pagos por PV, para desligamentos programados e não programados são significativamente superiores aos valores a serem recebidos pelas transmissoras. Assim, são estabelecidos os seguintes limites de aplicação do desconto por PV:

- O desconto referente à soma dos valores de PVI e PVRO de cada FT dentro do mês de apuração, está limitado a 50% do valor do PB da FT, deslocando-se para os meses seguintes o saldo que restar;
- O desconto referido no item anterior, para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% do somatório dos PB da FT no mesmo período.
- O desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FTs de uma concessão, no período de que trata o item anterior, estará limitado a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

Destaca-se que, alcançando-se os dois primeiros limites listados, a transmissora estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da REN nº 63/2004 (item 4.3).

4.4.8 Critérios gerais para apuração das PVs

As penalizações por PV são apuradas até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente à ocorrência dos respectivos eventos, sendo os correspondentes descontos realizados a partir do mês seguinte. O prazo limite para apuração poderá, em casos excepcionais, ser prorrogado na hipótese da análise requerer um prazo maior. Não são considerados na apuração dos desligamentos e restrições operativas os eventos com duração menor que 1 minuto.

É previsto também a isenção de penalização por PVI em diversas situações, destacando-se:

- Desligamento para implantação de Ampliações, Reforços e Melhorias, desde que constem no Programa Mensal de Intervenções (PMI) definidos nos Procedimentos de Rede do ONS;
- Desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivo de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;
- Desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuando-se os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;

- Desligamento por atuação de esquemas especiais de proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no item anterior;
- Desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema;
- Desligamentos ocasionados por ação indevida do ONS;
- Desligamento por falha na FT em decorrência de alteração no PMI, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede. Nesses casos se ocorrer um evento que ocasione dano na FT, enquanto a manutenção não for realizada por motivo sistêmico e em decorrência da reprogramação por parte do ONS, a concessionária poderá ser ressarcida pelo operador;
- Período de até 3 horas iniciais de indisponibilidade da FT – Transformação e Controle Reativo (Reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva;
- Período de indisponibilidade de uma FT, vinculado ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento aprovado pela ANEEL, conforme as seguintes condições:
 - Não impuser reduções de confiabilidade às instalações, de acordo com os Procedimentos de Rede;
 - Não causar aumento de custo operacional;
 - O desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do Sistema Interligado Nacional, conforme avaliação do ONS com a concessionária de transmissão.

Destaca-se que não serão contabilizados os descontos por PVI e PVRO nos desligamentos e restrições operativas no período de 6 (seis) meses contados a partir da data de entrada em operação comercial de uma nova FT.

4.4.9 Adicional de RAP

O adicional é um valor suplementar de receita de uma FT estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de

transmissão, sendo pago através da PVI arrecadada. A REN nº 270/2007 estabelece esse direito as concessionárias que possuem ativos integrantes de concessão não decorrentes de licitação e as autorizadas a essas concessões até a sua data de publicação. As concessionárias de transmissão com ativos nessas condições receberão o adicional nas seguintes condições:

- Quando a duração dos desligamentos não programados de determinada FT, acumulada no período contínuo de 12 meses anteriores a maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na coluna de Outros Desligamentos da Tabela 4.8; e
- Atendida as condições dadas pelo item anterior a concessionária receberá ainda um adicional associado a Desligamentos Programados de determinada FT quando a duração acumulada no mesmo período do item anterior, for igual ou inferior ao correspondente valor estabelecido na Tabela 4.8.

O adicional financeiro da FT aplicado à receita da transmissora, será calculado conforme a equação 4.14:

$$AFR = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times DVDPf + \frac{PB}{1440 \times D} \times Koi \times DVODf \quad 4.14$$

Onde:

AFR: Adicional de faturamento;

PB: Pagamento Base da FT em base anual;

D: Referente aos dias de um mês, sendo considerado 30 dias;

Kp: fator para Desligamentos Programados, conforme Tabela 4.6;

DVDPf: Padrão de duração de Desligamentos Programados referente à família de equipamentos a qual pertence a FT dado na Tabela 4.14;

Ko: Fator para Outros Desligamentos, conforme Tabela 4.6.

DVODf: Padrão duração de Outros Desligamentos referente à família de equipamento a qual pertencente a FT dado pela correspondente da Tabela 4.8;

Tabela 4.8 – Valores para cálculo do adicional à RAP.

FT	Família de FT		Percentil de 25% da Duração de Desligamentos	
			Desligamentos Programados (hora/ano)	Outros Desligamentos (hora/ano)
LT	≤ 5km(*)		4,3	0,1
	>5km e ≤50Km(*)		4,3	0,1
	>50km -230kV		3,8	0,14
	345kV		3,8	0,15
	440kV		6,7	1,1
	500kV		6,7	0,36
	750kV		6,7	0,36
	Cabo Isolado(*)		23,5	0,7
TR	≤345kV		4,7	0,06
	>345kV		7,2	0,06
CR	REA	≤345kV	4,3	0,06
		>345kV	2,4	0,06
	CRE	(*)	25,5	2,23
	CSI	(*)	49,5	0,56
	BC	(*)	5,0	0,06
	CSE	(*)	0,15	0,1

(*) Qualquer nível de tensão

Fonte: [1] p.15.

O ONS tem a atribuição de encaminhar à ANEEL, até o dia 10 de junho de cada ano, o valor da duração dos Desligamentos Programados e dos Outros Desligamentos de cada FT, por concessionária de transmissão, ocorridos no período de 12 meses anteriores a maio, incluindo este, e, ainda o valor dos adicionais.

4.4.9.1 Limites aos adicionais de receita

O adicional de receita é limitado nas seguintes condições:

- O valor total do adicional de receita é limitado a 30% da soma dos valores da PVI de todas as FT liquidadas no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este;
- Caso o valor referente aos 30% dos valores da PVI seja menor que o valor a ser creditado às transmissoras, deverá ser feito, na forma de rateio, para todas concessionárias com direito ao recebimento. Nesse caso, o adicional que cada concessionária é dado conforme a equação 4.15:

$$AFRi = \left(\frac{\sum AFRi}{\sum AFRk} \right) \times 0,3 \times \sum PVI \quad 4.15$$

Onde:

AFRi: Adicional financeiro à RAP a ser creditado à transmissora i;

$\sum AFRI$: Somatório dos adicionais financeiros vinculados às FTs da transmissora i ;

$\sum AFRk$: Somatório dos adicionais financeiros à RAP atribuídos a todas as concessionárias de transmissão;

$\sum PVI$: Somatório de todas as PVIs da transmissoras liquidadas no período de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este.

O adicional à RAP não constitui um encargo adicional aos usuários do sistema pois é pago em função das penalizações arrecadadas. Portanto, pelo menos 70% das penalidades por PVI retornam aos usuários da rede na condição de serviço não prestado, e até 30% permanece com as melhores transmissoras como forma de incentivo ao seu desempenho. Destaca-se que as concessões renovadas após 2012 não possuem mais esse benefício, conforme item 3.4.5.

4.5 Considerações finais

Neste capítulo foram descritas as diversas penalidades aplicadas às transmissoras pelas resoluções normativas nº 63/2004 e, com maior foco, na REN nº 270/2007. Apresentou-se também a estrutura de fiscalização usada pela ANEEL nos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição.

Especificamente foram apresentadas as particularidades das regras contidas na REN nº 270/2007, apresentando a descrição com exemplos da forma de penalização, bem como as regras para recebimento do adicional de receita.

Após o conhecimento das regras descritas nesse capítulo essa dissertação seguirá com a abordagem das alterações trazidas pela REN nº 729/2016. Esta última resolução é fruto da audiência pública nº 027/2014 conduzida pela ANEEL e substituiu a REN nº 270/2007. As alterações entraram em vigor em 28 de junho de 2016, e, conforme será demonstrado, trazem impactos significativos nos regimes de operação e manutenção das transmissoras.

Capítulo V

ALTERAÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL DADA PELA REN Nº 729/2016

5.1 Considerações iniciais

A REN nº 270/2007 foi alvo de revisão pela ANEEL na AP nº 027/2014. Conforme será demonstrado esta audiência teve participação expressiva dos principais agentes transmissores do país. Após sua conclusão foi emitido a REN nº 729, que substitui a REN nº 270/2007, trazendo alterações na regulação do sistema de transmissão em relação às regras de aplicação da PV. Assim, o objetivo desse capítulo consiste em analisar as principais alterações trazidas por esse nova resolução e os possíveis impactos nas rotinas de operação e manutenção das transmissoras.

Para isso, esse capítulo abordará em sua primeira parte, informações gerais referentes à AP nº 027/2014 e em seguida a análise das principais alterações relacionadas com as regras de aplicação da PV. Conforme será demonstrado algumas das novas regras podem colocar as transmissoras em uma situação ainda mais crítica em relação à situação atual desse segmento, descrita no item 3.4.5 e na Figura 3.12 dessa dissertação.

Ao término desse capítulo será possível o conhecimento das principais novas regras de penalização por PV, bem como o entendimento das ações necessárias pelas transmissoras para a adequação ao novo regimento.

5.2 Audiência Pública nº 027/2014

Uma audiência pública é um instrumento de apoio ao processo decisório da ANEEL de ampla consulta à sociedade que precede a expedição dos atos administrativos ou propostas de anteprojeto de lei. Nesse contexto, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT), por meio da Nota Técnica nº 181 de 17 de junho de 2014, recomendou o aprimoramento da REN nº 270/2007 objetivando propostas de melhorias em diversos pontos dessa norma, bem como adequações no texto e na estrutura buscando clarificar o regimento de 2007.

A AP nº 27/2014 apresentou contribuição expressiva de diversos agentes do setor de transmissão nacional. A Tabela 5.1 apresenta a relação das instituições com suas respectivas quantidades de contribuições no processo revisional.

Tabela 5.1 – Quantidade de contribuições recebidas na AP nº 027/2014.

Instituição	Quantidade de contribuições
ABDIB	60
ABRACE	1
ABRATE	60
AES BRASIL	2
CEEE-GT	60
CELG	41
CEMIG-GT	60
CHESF	76
COPEL	66
CTEEP	54
ELECNOR	61
ELEKTRO	3
ELETROBRÁS	76
ELETROSUL	38
FURNAS	76
GUARACIABA	5
IE MADEIRA	6
ISOLUX	5
CONSUMIDOR	1
MATRINCHÃ	5
ONS	80
TAESA	62
Total	898
Total desconsiderando as repetidas	223

Fonte: [38] p.2.

As propostas foram divulgadas por meio da Nota Técnica nº 026/2016-SRT/ANEEL de 17 de junho de 2016. A Tabela 5.2 apresenta um resumo do aproveitamento das contribuições.

Tabela 5.2 – Resultado da análise das contribuições da AP nº 27/2014

Aproveitamento das Contribuições	Quantidade	%
Aceita	29	13,00
Aceita parcialmente	32	14,35
Não aceita	158	70,85
Não se aplica à AP	4	1,79
Total	223	100

Fonte: [38] p.3.

Destaca-se que a entrada em vigor da REN nº 270/2007 aumentou a disponibilidade dos ativos de transmissão. A Figura 5.1 apresenta esse aumento de disponibilidade das FT após o regimento de 2007.

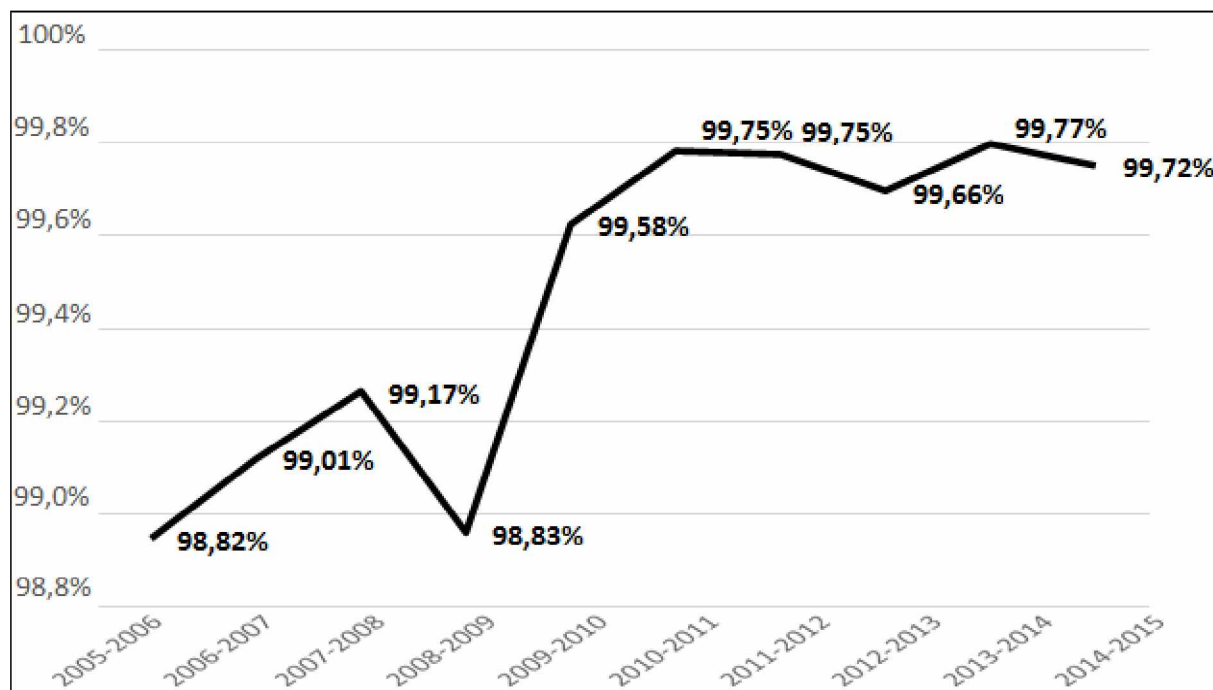


Figura 5.1 – Disponibilidade das Funções de Transmissão por ciclo.

Fonte: [38] p.4 Modificado.

Pela análise da Figura 5.1 observa-se a evolução da disponibilidade das FT no período de 2005 a 2015, de forma a contemplar 3 anos de desempenho anteriores à resolução nº 270/2007, e 7 anos posteriores. Conforme será discutido no próximo item, a REN nº 270/2007 apresenta foco direcionado à disponibilidade dos ativos, isto é, caso algum ativo se torne indisponível ele passa a ser alvo de penalização, mesmo que essa indisponibilidade esteja relacionada com a execução de uma atividade de manutenção importante para esse ativo. Essa visão, focada apenas na disponibilidade pode, em muitos casos, direcionar as transmissoras à execução somente de manutenções extremamente urgentes, podendo, em alguns casos, conduzir os ativos do sistema de transmissão ao sucateamento, uma vez que, não é estipulado, à luz da REN nº 270/2007, nenhuma exigência de manutenção. Pensando nesse ponto, foi estabelecido pela ANEEL, através da AP nº 22/2014, a REN nº 669/2015 com a definição de um plano mínimo de manutenção das transmissoras. Portanto, considerar somente a taxa de disponibilidade em 2015 de 99,72% não é sinônimo de um sistema realmente confiável, pois pode-se ter

ativos no parque transmissor operando em condições críticas e com necessidades de manutenções preventivas e preditivas já ultrapassadas.

A seguir serão apresentadas as principais alterações na regulação do sistema de transmissão com maiores impactos na gestão dos ativos outorgados às transmissoras, oriundos da recém emitida REN nº 729/2016.

5.3 Principais alterações estabelecidas pela REN nº 729/2016

A análise comparativa entre esse novo regimento e a REN nº 270/2007 possibilita identificar diversos pontos de alterações nas regras de aplicação da PV. Os principais pontos alterados pela nova regulação são:

- Isenção de PVI para o Plano Mínimo de Manutenção;
- Penalizações por atrasos nas intervenções;
- Penalização por falha na energização de FT;
- Critérios de confiabilidade de transformadores trifásicos;
- Indisponibilidade de equipamentos reservas;
- Desligamentos durante intervenções;
- Flexibilização do período de carência para novos equipamentos;
- Penalização devido a indisponibilidade da FT-Módulo Geral;
- Penalização nos enrolamentos terciários da FT-TR;
- Penalização por desligamento de LT por queimadas;
- Queda de torres de transmissão e cabos.

A seguir serão tratados cada um dos pontos apresentados acima com a análise do impacto desses pontos às transmissoras.

5.3.1 Isenção de PVI para o Plano Mínimo de Manutenções

Conforme definido nos processos de outorgas dos empreendimentos, cabe as concessionárias do serviço público de transmissão a prestação adequada do serviço, que satisfaça as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. Dessa forma, a gestão da manutenção dos equipamentos e linhas de transmissão fica sob a responsabilidade das transmissoras, ficando a ANEEL responsável pela fiscalização do cumprimento das obrigações legais, contratuais e

garantir a adoção de práticas de manutenção adequadas à preservação das instalações de transmissão [39].

A verificação do estado de conservação dos ativos de transmissão é realizada pela SFE por meio das fiscalizações técnicas realizadas periodicamente nas instalações. Essas verificações são realizadas por meio de inspeções ao campo onde avalia-se os planos de manutenções adotados pelas concessionárias, eventuais falhas nos equipamentos e recomendações ou determinações de melhorias visando não prejudicar a qualidade dos serviços prestados.

Entretanto, a efetividade da fiscalização depende da qualidade dos planos de manutenção e dos critérios adotados por cada concessionária. Além disso, nas vistorias nem sempre é possível identificar condutas inadequadas de manutenção. Diante desses fatos, e, considerando ainda uma redução da quantidade de desligamentos programados para manutenção após a entrada em vigor da REN nº 270/2007 (conforme Figura 5.2), a ANEEL propôs, por meio da AP nº 22/2014, a execução de uma metodologia de monitoramento e fiscalização remota da manutenção efetuada nas instalações de transmissão.

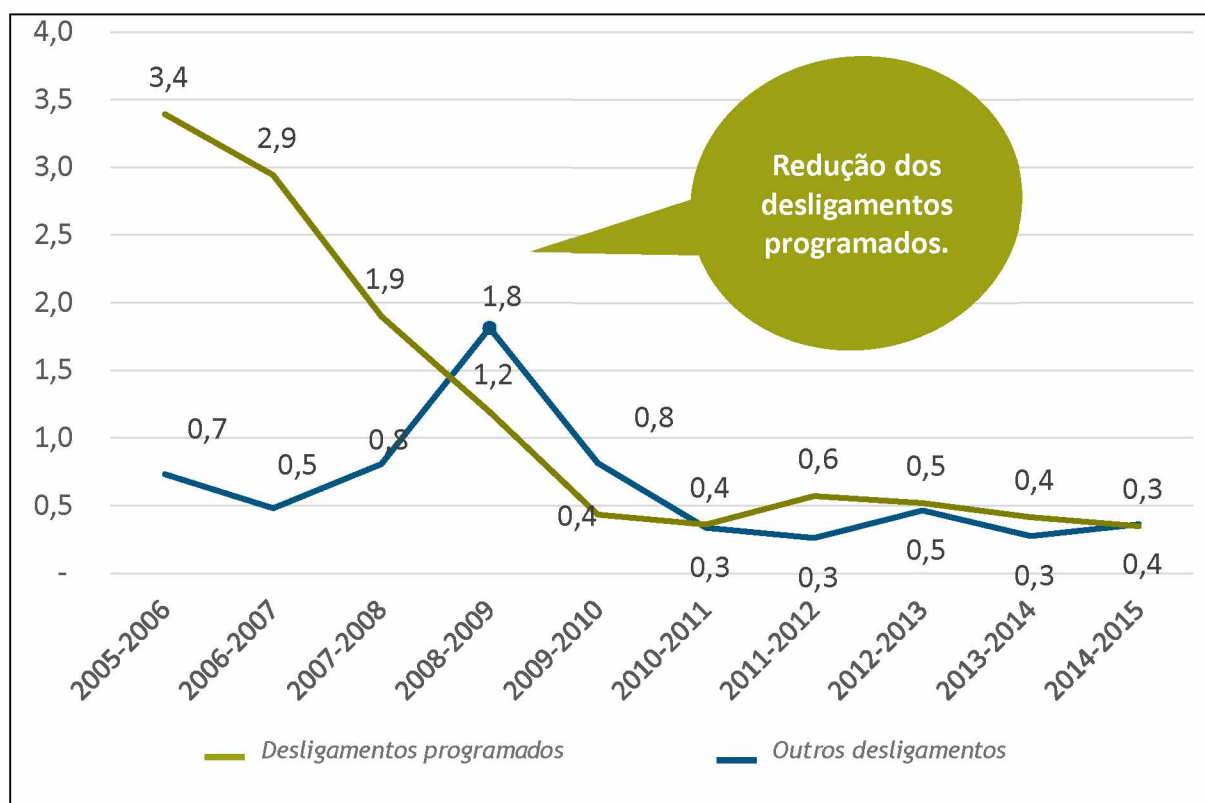


Figura 5.2 – Tempo de indisponibilidade por FT em ciclos (dias).
Fonte: [40].

Além das fiscalizações da SFE, o acompanhamento da manutenção é realizado pelo ONS através de indicadores de desempenho, os quais são definidos nos Módulo nº 16 dos Procedimento de Rede do ONS. Esse módulo define as transmissoras a condição de atualizar anualmente os dados e a periodicidade das atividades mínimas de manutenção através do aplicativo de gestão: Sistema de Acompanhamento de Manutenção (SAM). Assim, cada transmissora baseada no conhecimento de sua área de engenharia define as atividades mínimas de manutenção de seus ativos, cabendo ao ONS apenas acompanhar essas manutenções cadastradas, sem condições de averiguar a qualidade do plano de manutenção apresentado. Tem-se ainda que, conforme os PR, as transmissoras precisam informar por meio do sistema de gestão somente as intervenções que coloquem em risco o SIN, isto pode resultar em indicadores de execução distorcidos uma vez que eventos preditivos (termovisão, inspeções, cromatografia, entre outros) não são cadastrados e assim não apurados [39].

Assim, caso uma transmissora cadastre um plano de atividades mínimas de manutenção considerado inadequado para a qualidade dos ativos mas, que realize todo esse plano, essa transmissora poderá ter um bom indicador de execução de manutenção. Enquanto outra transmissora, que cadastre planos mais robustos, mas que não consiga executá-los em sua totalidade, parecerá ter sido menos eficiente em sua manutenção, mesmo que efetivamente tenha realizado mais atividades de manutenção do que a primeira.

Diante dessa problemática foi instituído a AP nº 22/2014, essa audiência apresentou como proposta a definição de um Plano Mínimo de Manutenção (PMM) cadastrado no SAM. O resultado dessa audiência foi a REN nº 669/2015 que regulamenta os requisitos mínimos de manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações da transmissão. Esses requisitos definem as atividades mínimas de manutenção e suas periodicidades para os diversos equipamentos do sistema de transmissão (listados na Tabela 5.3). Para alguns equipamentos e sistemas, como os sistemas de proteção e serviços auxiliares, não foi definido um padrão mínimo a ser seguido, entretanto estes devem estar nos planos de manutenção das transmissoras os quais devem estar disponibilizados para o ONS, por meio do SAM.

O resumo das diversas atividades e equipamentos que compõe o PMM pode ser visto na Tabela 5.3, extraído da REN nº 669/2015. A avaliação dos critérios

para definição do plano mínimo foge do escopo dessa dissertação, entretanto detalhes podem ser obtidos no endereço eletrônico: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>, com a consulta da AP nº 22/2014. O anexo da REN nº 669/2015 apresenta os critérios mínimos requeridos para cada umas das atividades listadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Resumo das periodicidades de manutenção.

Atividade	Equipamento	Periodicidade Máximas (meses)	Tolerância (meses)
Inspecões Termográficas	Equipamentos de Subestações	6	1
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	Transformadores de Potência	6	1
	Reatores de Potência		
Ensaio físico-químico do óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	24	4
	Reatores de Potência		
Manutenção Preventiva Periódica	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	72	12
	Reatores de Potência		
	Disjuntores		
	Chave Seccionadora		
	Transformadores para Instrumentos		
	Para-raios		
Manutenção Preventiva Periódica	Banco de Capacitores	63	6
Inspecão de Rotina	Linha de Transmissão	12	2

Fonte: [41].

Destaca-se que, conforme a REN nº 669/2015, as manutenções poderão ser efetuadas em intervalos superiores aos estabelecidos na Tabela 5.3, neste caso deverá ser apresentado um Laudo Técnico que aponte à condição do equipamento que justifique a postergação da manutenção. Esse laudo deverá ser assinado por engenheiro de manutenção qualificado e habilitado e pelo Responsável Técnico (RT) da empresa perante o CREA.

O plano de manutenção não constitui o conjunto completo de atividades necessárias à manutenção dos equipamentos, mas ao mínimo aceitável do ponto de vista regulatório. Portanto, cabe às transmissoras a definição de seu plano de manutenção, com base nas normas técnicas, nos manuais dos fabricantes, nas boas

práticas de gestão da manutenção, nos conhecimentos específicos dos equipamentos, etc.

Após a definição do PMM pela ANEEL, apresentado resumidamente na Tabela 5.3, as transmissoras devem cadastrar no SAM seu plano de manutenção, respeitando as atividades mínimas e as periodicidades regulamentadas. A Figura 5.3 apresenta o processo de validação dos planos de manutenção das transmissoras.

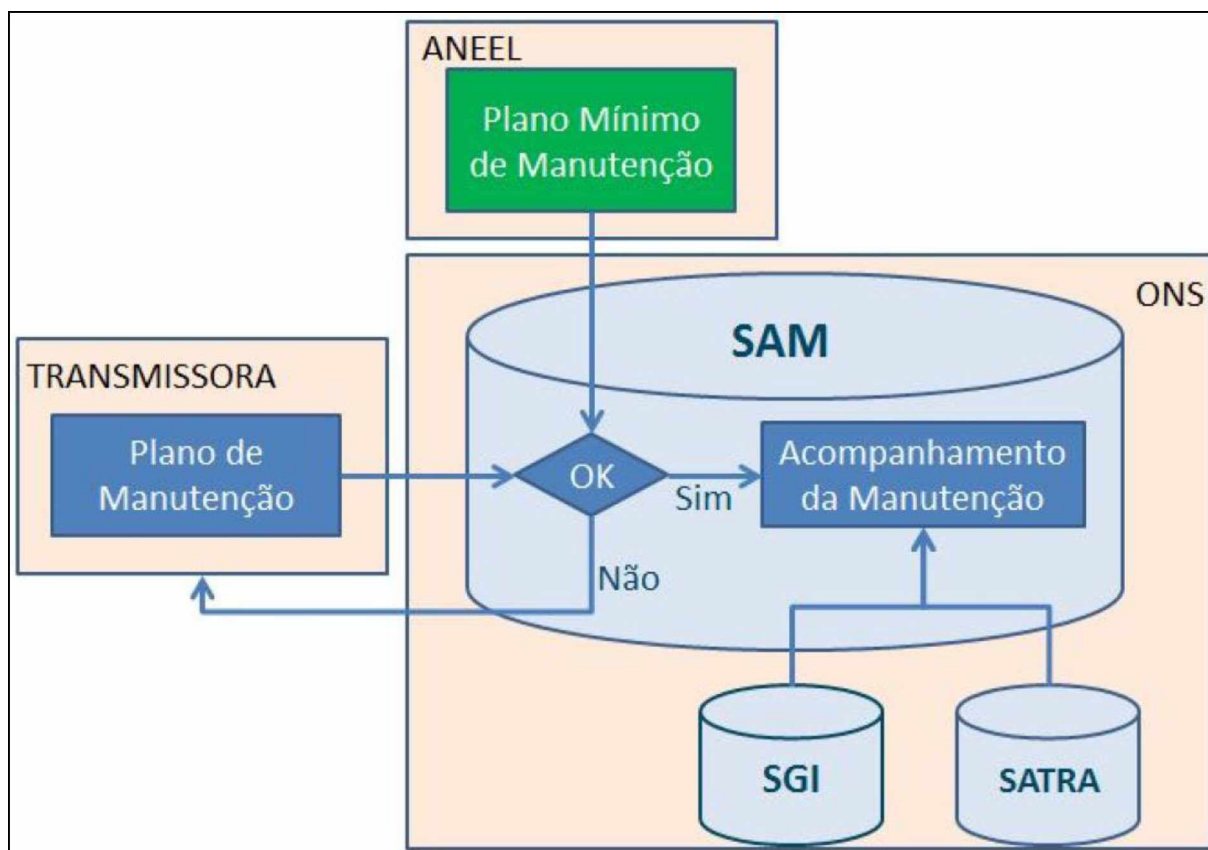


Figura 5.3 – Validação do plano de manutenção das transmissoras.

Fonte: [39] p.5.

Na Figura 5.3 além do SAM, ferramenta de tecnologia da informação (TI) que permite o acompanhamento das manutenções realizadas, é apresentado os aplicativos de TI de gestão: SGI e SATRA. O Sistema de Gerenciamento de Intervenções (SGI) é o canal de comunicação entre o ONS e as equipes de programação da manutenção das concessionárias, informando a aprovação ou o indeferimento das solicitações requeridas ao Operador Nacional. O Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA) é responsável pela apuração dos indicadores, bem como pela concentração de dados referentes às penalizações por PV de indisponibilidades, restrições operativas e dos atrasos na entrada em operação comercial de ampliações executadas no sistema de transmissão.

Em relação as penalidades por PV é importante destacar que, conforme a Nota Técnica nº 0236/2013-SFE/ANEEL (documento disponibilizado na AP nº 22/2014), foi considerado a seguinte proposição [39]:

69. Dessa maneira, propõe-se a isenção da PVI para desligamentos associados às manutenções preventivas previamente cadastradas no SAM, segundo critérios a serem definidos na revisão da REN 270/2007 em andamento nesta Agência.

Portanto, as manutenções cadastradas no SAM, as quais deverão estar incluídas as atividades do PMM, não deveriam ser penalizadas após o término do processo revisional da REN nº 270/2007, isto é, com a entrada em vigor da REN nº 729/2016. Entretanto, a REN nº 729/2016 apresenta isenções apenas para alguns equipamentos conforme seu artigo 12, a saber [42]:

Art. 12. Não será considerado para aplicação da PVI:

{..}

III Os seguintes períodos para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS:

- a) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT - Transformação e para a FT - Controle de Reativo, exceto Compensador Síncrono;
- b) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão; e
- c) 1080 (mil e oitenta) horas, por intervenção, a cada período completo de 5 (cinco) anos, para Compensador Síncrono.

Ou seja, apesar dessa alteração apresentar algumas isenções de penalidades por PV, a nova resolução não atendeu plenamente as proposições iniciais constante nos documentos da AP nº 22/2014, conforme parágrafo da Nota Técnica nº 0236/2013-SFE/ANEEL citado no início dessa página.

Outro ponto que não foi esclarecido, e apresenta dúvidas de interpretação se refere ao primeiro parágrafo do artigo 12º da REN nº 729/2016, a saber [42]:

§ 1º Será permitida a divisão das horas de isenção em duas intervenções, desde que as manutenções tenham sido previamente informadas no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS e a segunda intervenção tenha sido planejada em decorrência da primeira.

Assim, pode-se dividir as intervenções em dois eventos distintos. O primeiro pode ser fruto de uma manutenção preventiva sistemática com desligamento e, a segunda intervenção, uma atividade corretiva fruto de alguma anormalidade encontrada nessa primeira intervenção. Entretanto, atividades

preditivas (por exemplo: termografias, cromatografias, etc.) podem não ser consideradas intervenções pois, não ocorre o desligamento do equipamento e, nos casos de termovisão, por exemplo, não ocorre sequer o contato com o equipamento. Nesses casos pode-se não ser possível criar uma manutenção decorrente de uma preditiva, e, portanto, não ser possível alcançar a isenção da penalidade. Por exemplo: pode-se identificar em uma inspeção preditiva por termovisão a necessidade de desligamento imediato de um determinado equipamento. Nesse caso a manutenção preditiva por termovisão pode não ser considerada como uma intervenção, não sendo possível o desligamento do equipamento com isenção.

Outro elemento de dúvida está relacionado a comprovação dos desligamentos descontínuos de uma mesma atividade, ou seja, aqueles em que a atividade de manutenção se encerra no fim do expediente com a disponibilização do equipamento ao sistema e retorna a manutenção no dia seguinte. Essas intervenções estão relacionadas a uma mesma atividade, portanto devem ser caracterizadas como a primeira intervenção. Nesses casos as concessionárias deverão comprovar, por meio de seus sistemas documentais, ao ONS, a entrega provisória do equipamento ao sistema para que não ocorra a contabilização das horas de isenção no período em que o equipamento, apesar de estar em manutenção programada, esteja disponível ao sistema. Assim, a definição dessa possibilidade, bem como, dos campos nos formulários para lançamentos dessa condição operativa ainda não estão plenamente definidos, sendo necessário revisões nos aplicativos de TI como o SGI, nos Procedimentos de Rede e nas rotinas operativas do ONS.

Tem-se ainda que as isenções propostas serão realizadas por FT, ou seja, não apenas para os equipamentos da FT. Essa condição exigirá dos programadores de manutenção desdobramentos significativos pois, por exemplo, uma FT-LT compostas pela LT e os disjuntores das extremidades (conforme Figura 4.2), a isenção será em função de todos esses ativos, exigindo das transmissoras maiores sinergias das equipes de manutenção, bem como, logísticas de ferramentas e materiais para realização das manutenções fortemente estruturados.

Dessa forma conclui-se que apesar da nova resolução apresentar isenções por PVI, essas alterações não estão plenamente de acordo com as propostas de isenção originárias da AP nº 22/2014, bem como apresenta incertezas em relação às intervenções decorrentes de manutenções preditivas e intervenções

com desligamentos descontínuos. Não bastasse esses pontos, pode-se tornar intangível o alcance pleno das isenções das transmissoras em virtude das dificuldades de sinergia e logística para realização das intervenções de toda uma FT.

5.3.2 Penalização por Atrasos de Intervenção

Na resolução nº 270/2007 era estipulado aos desligamentos programados, nos quais a duração real dos desligamentos fosse superior ao período inicialmente programado, que o período de atraso fosse penalizado com um fator multiplicador K_p (dado na equação 4.13) multiplicado por 1,5. A equação 5.1 apresenta o cálculo da PVI para os atrasos após o período programado.

$$PVI = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times 1,5 \times \left(\sum_{i=1}^{N_p} DVDP_{io} \right) \quad 5.1$$

Onde:

- PB: Pagamento Base do equipamento reserva contatado;
- D: Número de dias do mês;
- K_p : Fator multiplicador definido para Desligamento Programado;
- N_p : Número de Desligamentos Programados ao longo do mês;
- $\sum DVDP_{io}$: Somatório da duração, em minutos, de cada “Desligamento Programado” em atraso.

Assim, considerando as FT de Linhas de Transmissão e Transformadores, os atrasos no retorno de desligamentos programados consistiam em penalizações multiplicadas por um fator multiplicação de 15 (o fator K_p dessas FT é igual a 10, conforme Tabela 4.6).

Na REN nº 729/2016 a condição das penalidades pelos atrasos dos equipamentos se tornaram extremamente severas. Neste novo regimento para os primeiros 30 minutos continua o fator K_p multiplicado por 1,5, e, após esse tempo, passa-se a multiplicar o fator K_p por 5. Dessa forma, para as FT tipo Linha de Transmissão e Transformadores, os atrasos após 30 minutos, serão penalizados por um fator multiplicador $K_p = 50$.

É salutar mencionar ainda que na resolução nº 270/2007 a penalização por PV era aplicada considerando o período efetivo, em minutos, do desligamento, ou seja, essa resolução não considerava o período inicialmente programado da

intervenção. Essa condição possibilitava as transmissoras o sobredimensionamento nos pedidos de liberação dos equipamentos, uma vez que não existiam sanções para essa condição. Assim, caso em uma determinada FT fosse solicitada um desligamento de 10 horas e seu retorno ao sistema acontecesse em 6 horas, não existiam nenhuma penalização ou bonificação prevista a transmissora. Nesse cenário o ONS considerava o término da aplicação da penalidade o horário de entrega da FT ao sistema, informado ao ONS através dos Centros de Operação do Sistema (COS) das concessionárias.

Com a nova resolução essa realidade foi alterada, ou seja, com a REN nº 729/2016 o período de aplicação das penalidades por PV será aplicado em função do prazo solicitado pelas transmissoras nos documentos de liberação dos equipamentos, isto é, o período programado. Destaca-se ainda que o novo regimento não traz benefícios para as transmissoras que consigam antecipar a entrega de suas FTs em relação ao período inicialmente programado. Assim, por exemplo, se em um desligamento programado de 10 horas ocorresse o retorno da FT ao sistema em 6 horas, tem-se que a transmissora será penalizada em função das 10 horas inicialmente programadas. Tal condição é, no mínimo, conflitante com o conceito de PV por indisponibilidade, pois, nesses casos, mesmo com a disponibilidade da FT ao sistema, as transmissoras ainda estarão sendo penalizadas.

Tem-se ainda que após a solicitação de desligamento é realizada a análise, sob a ótica da segurança energética do desligamento pelo ONS. Assim, o Operador Nacional pode autorizar ou não a liberação do equipamento para intervenção. Destaca-se que, em muitos casos após essa análise, o ONS autoriza a intervenção em períodos definidos, ou seja, a segurança do sistema é considerada em detrimento ao período solicitado pelas transmissoras. Portanto, podem ocorrer a imposição da possibilidade de execução de determinada atividade em períodos menores aos solicitados pelas transmissoras, ou em períodos de carga leve (período noturno). Nesses casos, devido a necessidade da realização das intervenções, as transmissoras assumiam, à luz da REN nº 270/2007, a realização da intervenção com o risco de que, em um eventual atraso, o valor a ser penalizado teria um fator de 1,5 multiplicado por K_p , ou seja, o período de atraso teria um valor típico em 15 ao invés de 10 para as FT de LT e de Transformação. Entretanto, conforme mencionado, na nova resolução os atrasos passam a ter o fator multiplicador de 5

vezes K_p (para FT de LT e de Transformação de 50). Nesse novo cenário, as transmissoras assumirem essa nova condição torna-se um risco extremamente danoso a sua receita.

Com a nova resolução o potencial dessa penalização é aumentado de forma a tornar-se mais severo que os desligamentos não programados. Pois nesses desligamentos, após 300 minutos, o fator K_o se torna igual a K_p (Tabela 4.6), diminuindo o valor a ser pago por PV. Já nos atrasos não há previsão de redução do multiplicador no valor de 5, nesses casos o único fator limitante será o valor de 50% do PB de uma FT no mês de apuração, conforme descrito no item 4.4.7.

É importante citar que por motivos relacionados as condições atmosféricas adversas, informadas durante o processo de solicitação do equipamento, o pedido do desligamento programado pode ser prorrogado ou cancelado em tempo real.

É comum ainda as transmissoras a solicitação de FT para realização de obras em nome de acessantes ao sistema de transmissão. Nesses casos as concessionárias deverão deixar claro nos documentos de abertura das solicitações que a responsabilidade é da empresa acessante, e não da concessionária. A não especificação dessa condição pode levar as transmissora ao recebimento de penalidades indevidas.

Destaca-se ainda que o novo fator multiplicador dos atrasos, no valor de 50 para FT-LT e FT-Transformação, é usado também para os desligamentos de urgência, isto é, desligamentos classificados como não programados. A utilização desse mesmo fator, nas duas situações, não condiz com a dosimetria de penalização. Nos desligamentos de urgência tem-se que não são obedecidos os prazos anteriores exigidos pelo ONS para realização da intervenção, e, nos atrasos de intervenções, todos os prazos já foram cumpridos. Assim, conclui-se que a alteração imposta pela nova resolução apresenta-se de forma a propiciar um sinal econômico desproporcional a ocorrência de um atraso no retorno de determinada FT.

5.3.3 Penalização por falha na energização

Nos moldes da resolução nº 270/2007 o processo de retorno de equipamentos indisponíveis por desligamento intempestivos nos quais, após a intervenção da concessionária, apresentassem falhas no seu retorno ao sistema, a

penalização era aplicada considerando o período de início do desligamento, ou seja, a tentativa de religamento era ignorada. Nesses casos, o fator multiplicador K_o , válido somente nos primeiros 300 minutos de ocorrência com seu valor máximo, era reduzido ao valor do fator K_p (conforme Tabela 4.6).

Já nos desligamentos programados, nos quais ocorressem falha na energização no retorno, o ONS continuava a contabilizar o período, após a falha de retorno, como um desligamento programado. Essa condição era realizada mesmo que a concessionária já tivesse disponibilizado o equipamento com a finalização do processo documental de solicitação, ou seja, não era aplicado o fator K_o para as falhas no retorno dos equipamentos com desligamentos programados.

Com a nova REN nº 729/2016, tanto nas ocorrências intempestivas e nos desligamentos programados, nos quais após a entrega do equipamento, ocorram falhas na energização, o período após a falha será considerado como um desligamento não programado, ou seja, será aplicado o fator K_o para os primeiros 300 minutos. Se, novamente, após a intervenção da concessionária, ocorrer outra falha de religamento, poderá ser aplicado novamente o fator K_o .

Essa alteração também se coloca crítica para as transmissoras pois, podem ocorrer casos de reinicialização do processo de contagem dos 300 minutos para o fator multiplicados K_o . Tal condição é somente amenizada com a não consideração das falhas de reenergização na contabilização da frequência dos desligamentos, minimizando a possibilidade de penalização pela REN nº 63/2004.

Como forma de evitar a possibilidade de reinício da aplicação do fator K_o , será necessária alteração nos documentos de solicitação dos equipamentos, os quais deverão ser contemplados a realização de testes antes da entrega definitiva da FT ao sistema. Essa condição burocratizará mais ainda o processo de liberação dos equipamentos, bem como demandará um aumento das horas de intervenção para realização de manobras e testes de energização.

Considerando que a FT terá um período maior para a realização dos testes, é importante destacar que esse período também será alvo de penalização por indisponibilidade (PVI), uma vez que o equipamento ainda não estará disponível plenamente ao sistema. Assim, mesmo com a alteração nos documentos de solicitação dos equipamentos (contemplando a realização dos testes antes da entrega definitiva do equipamento) tal modificação trazida pelo novo regimento aumentará ainda mais as penalizações por PV impostas as transmissoras.

5.3.4 Critérios de confiabilidade de Transformadores Trifásicos

Em ambas as resoluções os transformadores trifásicos que atendessem aos critérios de confiabilidade estabelecidos pelo ONS são classificados como reserva trifásica. A caracterização dos critérios e dos transformadores nessa condição ocorre quando, em uma subestação, existam transformadores dimensionados de tal forma que, no desligamento de um deles, o(s) remanescente(s) tem(têm) capacidade de suprir toda a carga da subestação, em todos os patamares de carga, sem a ocorrência de sobrecarga e sem a necessidade de realização de medidas operativas para o controle do carregamento dos transformador(es) remanescente(s). Caso a análise do ONS indique a necessidade de realização de alguma medida operativa para o controle de carregamento do(s) transformador(es) remanescente(s), tais como: redespacho de geração, realização de manobras sistêmicas, implantação de sistemas especiais de proteção, dentre outros, essas medidas resultam na impossibilidade de caracterização dos transformadores da subestação como reservas trifásicos [43].

Na REN nº 270/2007, a ocorrência de indisponibilidade de um transformador reserva trifásica os fatores multiplicadores (K_o e K_p – equação 4.13) utilizados na fórmula de aplicação da PVI eram definidos em 10, ou seja, não era considerado o fator K_o igual a 150 nos primeiros 300 minutos. Tal condição já era considerada como positiva às transmissoras e, com a nova resolução, tornou-se ainda mais, pois, nos moldes desta última, o desligamento de um desses transformadores não será mais utilizado os fatores multiplicadores (K_o e K_p), ou seja, será descontado apenas o valor da receita do transformador indisponível.

É salutar destacar porém que o desconto dessa receita não apresenta limites conforme é feito na aplicação de PV e demonstrado no item 4.4.7. Portanto, indisponibilidades por grandes períodos de tempo podem resultar no desconto total da receita de um transformador com essas características.

5.3.5 Indisponibilidade de Equipamentos Reservas

Conforme demonstrado no item 4.4.5.3, a REN nº 270/2007 apresentava penalidades em função do uso de equipamentos reservas. Esta resolução considerava que no uso desse equipamento a confiabilidade do sistema é abalada, pois estando esse equipamento em operação não existirá um outro ativo reserva disponível. Observa-se que nesta resolução não era considerado a possibilidade do

equipamento reserva, apesar de não estar em operação, apresentar-se indisponível devido alguma falha ou devido a retirada de algum componente de sua concepção original.

Outro ponto de falha nesta resolução estava a não obrigatoriedade da informação das condições operativas dos equipamentos reservas. Tal condição, poderia resultar no recebimento, pelas transmissoras, de receita nos equipamentos reservas mesmo que estes não estivessem em condições reais de entrar em operação. Portanto, a REN nº 729/2016 apresentou às transmissoras a obrigatoriedade de informar a indisponibilidade dos equipamentos reserva, bem como, de seu retorno à condição de disponível.

Para os casos específicos onde um determinado equipamento reserva esteja informado como disponível e não puder ser utilizado em um eventual necessidade, o período de indisponibilidade, sob o qual será descontado a receita do equipamento, passará a ser contado desde a última data informada como do retorno do equipamento reserva à condição de disponível ou, na ausência dessa informação, a data mais recente estabelecida no termo de liberação para operação comercial. Tal proposta tende a estimular inspeções e manutenções nos equipamentos reservas, bem como incentivar os agentes transmissores a informarem com maior frequência à condição de disponibilidade dos equipamentos reservas. Uma outra ação das transmissoras deverá ser o levantamento atual de todos os equipamentos reservas para informação ao ONS. A identificação da condição desses equipamentos está relacionada diretamente com a confiabilidade do sistema.

Os equipamentos reservas oriundos de processos de outorga são remunerados por meio de seus respectivos PB. Na condição de indisponibilidade desses equipamentos seus pagamentos mensais serão suspensos. Essa condição implicará em esforços das transmissoras para o reestabelecimento da condição de equipamento reserva disponível, visando o retorno ao recebimento de sua receita.

Na REN nº 270/2007 a ocorrência de desligamentos de equipamentos em operação que fossem substituídos por outro, era aplicado a penalização de PV ao equipamento reserva, e não do equipamento efetivamente indisponível. Na nova resolução (REN nº 729/2016) essa distorção foi corrigida, pois passa-se a considerar, no novo regimento, o desconto de receita associado ao equipamento efetivamente indisponível.

No caso específico de bancos de transformadores monofásicos com quatro unidades, isto é, três unidades em operação e um transformador como reserva, a nova resolução apresenta a isenção de 3 horas para substituição da fase reserva. Considerando as dificuldades de logística nas substituições, o prazo de isenção é pequeno, pois, além de equipamentos especiais para essa atividade é necessário a transferência de suas proteções. Assim, essa nova condição deverá estimular arranjos de transformadores monofásicos cambiáveis por intermédio de chaves seccionadoras e também de painéis de transferência de proteção. A nova resolução considera ainda o período de 72 horas contínuas de isenção de penalidade para falhas ocorridas em transformadores onde a concessionária necessite realizar o transporte e a instalação de outro transformador que não esteja localizado na subestação da ocorrência.

Conforme mencionado, caso um equipamento reserva esteja com a disponível e sem restrições operativas, e, numa eventual necessidade sistêmica, seja energizado e apresente falhas, as transmissoras serão penalizadas desde a última de informação de sua condição disponível. Neste caso, foram levantados pelas transmissoras na AP nº 027/2014, a possibilidade de equipamentos aptos apresentarem falhas durante a energização. No caso específico de transformadores, tem-se a possibilidade de falhas associadas a energização devido defeitos de fabricação, que se caracterizam pela ocorrência de erros de projeto durante a fase de concepção, ou, pela atuação da proteção em função das correntes de magnetização. Conforme apresentação do Grupo CEEL, na AP nº 27/2014, há casos onde a identificação de problemas não ocorre durante as etapas de ensaios em fábrica ou nos testes de comissionamento realizados em campo, sendo detectáveis somente após a utilização do equipamento em regime de operação normal [44]. Portanto, a execução de um plano de manutenção adequado não isenta a possibilidade de falhas na energização de equipamentos, visto que, condições operacionais sistêmicas também influenciam o desempenho dos equipamentos e os efeitos transitórios, envolvidos na energização de um equipamento, são considerados críticos para ocorrências de falhas [44]. Assim, caso ocorra um evento dessa natureza a concessionária será penalizada mesmo tendo o equipamento reserva totalmente disponível ao Operador e com as manutenções preventivas realizadas satisfatoriamente.

Apesar da manifestação das transmissoras a ANEEL estipulou, na nova resolução, a penalização sem análise das causas de falha na energização dos equipamentos reservas. Tal alteração apresenta, apesar de sanar algumas condições de irregularidades, apresenta potencial de aumentar as penalização impostas às transmissoras. Destaca-se que nessa nova regra de penalização é efetuado o desconto da receita da FT sem a aplicação de fatores multiplicadores (K_o ou K_p), sendo portanto não aplicados os limites de PV demonstrados em 4.4.7.

5.3.6 Desligamentos Durante Intervenções

As intervenções programadas no sistema de transmissão podem ser realizadas nas seguintes condições, mediante programação com o ONS:

- Desligamento programada da FT; ou
- Manutenção programada com a FT energizada.

Com as regras dadas pela resolução nº 270/2007 os agentes transmissores optavam por manutenções com desligamentos programados ao invés de manutenções em instalações energizadas (linha viva). Esta opção era feita, pois, caso o concessionário optasse pela execução de manutenção em alguma FT energizada, e durante o andamento da atividade ocorresse um desligamento intempestivo, o fator multiplicador adotado era o fator K_o (conforme Tabela 4.6), sendo esse desligamento caracterizado como Outros Desligamentos e, portanto contabilizado no padrão de frequência, ou seja, sujeitando ainda a transmissora a penalização pela REN nº 63/2004. Em caso contrário, ou seja, com o desligamento programado o fator multiplicador era o fator K_p , de menor valor (conforme Tabela 4.6).

Na alteração contida na REN nº 729/2016 fica garantido, nos casos de desligamentos intempestivos ocorridos durante manutenções programadas em equipamentos energizados, que o desligamento será classificado como Outros Desligamentos, porém o fator K_o será o mesmo valor do fator K_p , e não será computado esse desligamento no padrão de frequência de desligamento (conforme Tabela 4.6).

Este incentivo é relevante, pois os descontos por PVI, por exemplo em uma FT-LT, serão reduzidos em 15 vezes, estimulando assim a realização de manutenções sem a necessidade de desligamento das mesmas, mantendo-as

disponíveis para operação pelo ONS e assim, aumentando a segurança operacional do sistema.

É importante destacar que as intervenções em equipamentos energizados que possam ocasionar o desligamento de determinadas FTs devem ser informadas nas solicitações de liberação dos equipamentos ao ONS. Outrossim, caso seja informado o risco de desligamento de uma determinada FT e ocorra o desligamento de uma outra FT haverá a penalização com fator K_o , conforme a Tabela 4.6, para desligamentos não programados, bem como o compute no padrão de frequência e a penalização pela REN nº 63/2004.

5.3.7 Flexibilização do Período de Carência para novos equipamentos

A REN nº 270/2007 estabelecia a isenção da aplicação por PVI e PVRO em ocorrências no período de 6 meses após a data de entrada em operação comercial de uma nova FT. Entretanto, poderiam ocorrer casos onde as transmissoras ficavam impossibilitadas de realizar testes na nova FT devido a não possibilidade de energizar seus equipamentos na condição de plena carga.

Como forma de sanar essa condição, foi proposto na nova resolução que o período de isenção fosse considerado após a energização com carga, desde que a pendência impeditiva de energização fosse de terceiros e não da transmissora responsável pela FT.

Outro ponto de alteração relaciona-se com a maior abrangência de isenções para equipamentos recém instalados no sistema. A REN nº 270/2007 considerava somente o período de carência para novas FT, isto é, as FT oriundas de resoluções autorizativas e de processos licitatórios, e não contemplava casos, por exemplo, de substituição de equipamento de um FT existente. Assim, na nova resolução passou-se a considerar a entrada em operação comercial de um novo equipamento principal em uma FT (os equipamentos principais das FT podem ser visto na Tabela 4.5).

Tal alteração é positiva às transmissoras pois possibilita a verificação das condições operativas dos novos equipamentos instalados em plena carga, permitindo aos agentes estressarem ao máximo o equipamento dentro de seus limites nominais, visando a identificação de falhas e possibilitando, em alguns casos, o acionamento da garantia nos primeiros meses da entrada em operação do novo equipamento sem a aplicação de PV.

5.3.8 Penalização devido a indisponibilidade da FT Módulo Geral

A FT Módulo Geral (FT-MG) é associada aos diversos equipamentos necessários à condição de operação das demais FTs presentes em uma determinada subestação. Assim, conforme a Tabela 4.5, fazem parte dessa FT a malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, edificações, serviços auxiliares, sistema de ar comprimido comum às funções, etc.

Na resolução nº 270/2007 previa-se a penalização por PVI nos desligamentos de equipamentos pertencentes à FT-MG que causassem indisponibilidade de uma ou mais FT vinculadas à mesma subestação, adotando-se os valores do PB da FT-MG e a duração do desligamento do equipamento para o cálculo da penalidade. Nesta resolução não se previa penalidades, para os casos onde não ocorressem indisponibilidades de outras FTs na mesma subestação após o desligamento de equipamentos da FT-MG. Portanto, por exemplo, caso ocorresse o desligamento da Barra 1 da subestação mostrada na Figura 5.4 e as demais FT-LT continuassem disponíveis por intermédio da Barra 2, a transmissora não era penalizada, pois considerava-se que as FT estavam disponíveis ao sistema.

Entretanto, na alteração dada pela REN nº 729/2016, as transmissoras passarão a ser penalizadas para esse tipo de desligamento. A penalização será aplicada com o valor de 50% da PVI do valor do PB da FT-MG e considerará a duração da indisponibilidade o tempo total do equipamento da FT-MG indisponível. Assim, conclui-se que essa nova condição tem potencial de elevar consideravelmente as aplicações de penalidades às transmissoras.

É importante destacar que as indisponibilidades ocasionadas pela FT-MG que causem o desligamentos de outras FT é calculada somente considerando os valores do PB e a duração da indisponibilidade do equipamento pertencente à FT-MG, ou seja, por exemplo, se a desenergização de uma barra (equipamento pertencente à FT-MG) indisponibilizar uma FT-TR, a penalização será aplicada somente na FT-MG, pois, apesar do transformador não estar mais ligado à rede, ele encontra-se disponível. Nesse tipo de indisponibilidade cobra-se PVI do PB da FT-MG.

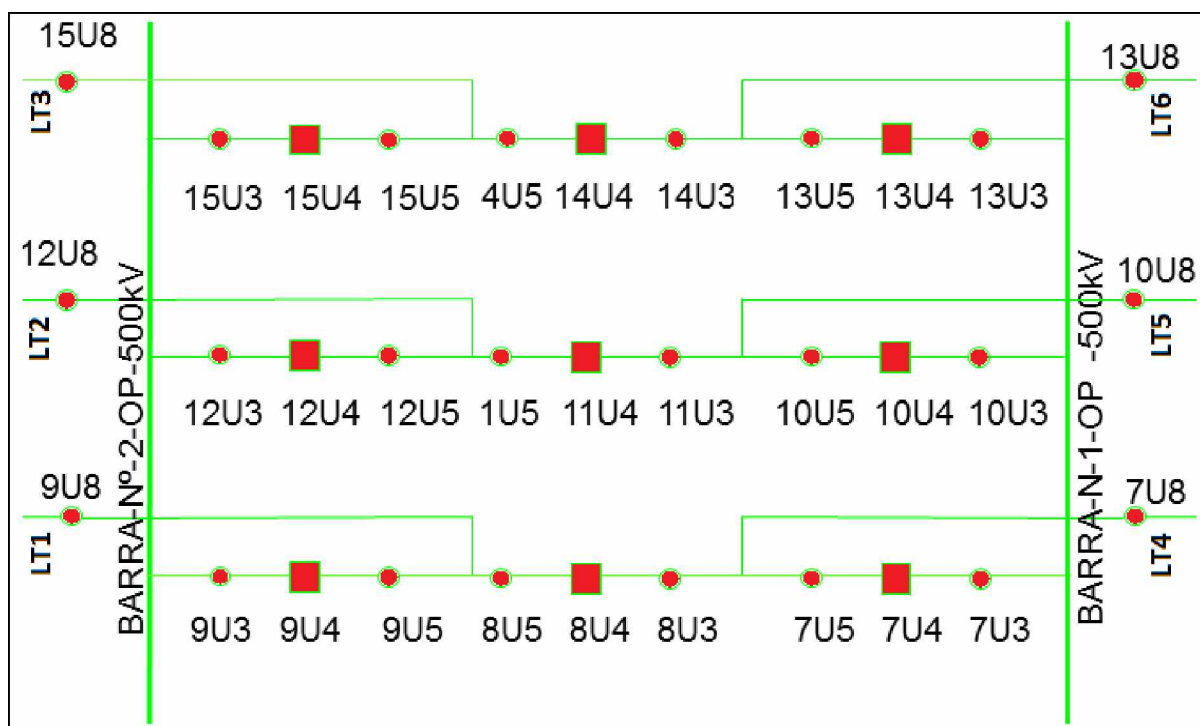


Figura 5.4 – Configuração disjuntor e meio SE 500kV.
Fonte: Elaboração Própria.

É importante citar ainda que os fatores multiplicadores (K_o e K_p) considerados no cálculo da PVI são considerados igual a 1 para as FTs-MG, conforme demonstrado na Tabela 4.6.

5.3.9 Enrolamentos Terciários da FT-TR

Outro ponto que foi adicionado ao aglomerado das penalidades refere-se à penalização dada em função da indisponibilidade do enrolamento terciário de transformadores ou autotransformadores. A nova penalização consiste da aplicação da PV por Restrição Operativa (PVRO) dada de forma proporcional à razão entre a capacidade do enrolamento terciário e a capacidade total da FT. É importante destacar que esse item é novo e não fazia parte das penalizações dada pela REN nº 270/2007.

Destaca-se ainda que para os casos onde o terciário alimentar cargas como banco de capacitores ou o serviço auxiliar da instalação, e ocorrer o desligamento dessas cargas por motivos externos ao enrolamento terciário alimentador, não será aplicado a PVRO, pois nesses casos o transformador ou o autotransformador estará com a condição disponível.

5.3.10 Penalização por Desligamento de LT por Queimadas

A resolução nº 270/2007 estabelecia às transmissoras a possibilidade de requerer ao ONS a desconsideração da penalidade por PVI quando o desligamento de uma FT-LT fosse causado por queimadas em vegetações pertencentes à Área de Preservação Permanente (APP) ou em áreas onde o desmatamento não foi autorizado pelos órgãos ambientais. Nesta resolução quando o ONS avaliava a existência do risco de desligamento ou de restrição operativa em uma LT, por queimada, não se tinha a aplicação da penalidade às transmissoras. Nesses casos o ONS adotava medidas operativas e, eventualmente, promovia o despacho de termelétricas fora de ordem de mérito para atendimento da carga.

Com a entrada em vigor da REN nº 729/2016 além das áreas com possibilidade de expurgo citadas no parágrafo anterior, passou-se a considerar os locais fora de gestão das transmissoras, ou seja, os espaços fora da faixa de servidão (faixa de terra ao longo da LT, cujo domínio permanece com o proprietário, porém, com restrições ao uso). Essa alteração tornou os locais mais abrangentes e, portanto, com maior possibilidade de expurgo das penalidades.

Entretanto os requerimentos de recontabilizações ocorrem em função de penalidades já aplicadas. Nesse ponto, a resolução nº 729/2016 estabelece a penalidade por PVI e PVRO na FT-LT associada ao risco ou a ocorrência de incêndios, condição não prevista na REN nº 270/2007. Tal condição tem o potencial de aumentar consideravelmente os valores de penalização aplicadas às transmissoras, embora sejam também possíveis, na nova redação, de serem expurgadas. É importante destacar ainda que na nova resolução não foram definidos quais ações devem ser planejadas e executadas pelas transmissoras em suas áreas de atuação para conseguirem o expurgo da penalização. A nova resolução estabelece também que as transmissoras deverão encaminhar até o dia 31 de dezembro de cada ano relatórios à ANEEL e ao ONS apresentando as ações planejadas e executadas de forma a garantir a disponibilidade e a plena capacidade operativa dessas instalações.

Conforme mencionado, pela nova resolução, as transmissoras passarão a ser penalizadas pelo risco de incêndio e, nesse contexto destaca-se que não foram estabelecido os critérios utilizados pelo ONS para definir o desligamento ou a

restrição operativa de uma LT na aplicação da penalidade, e mais ainda, não se definiu os responsáveis pela informação dos riscos de incêndio próximos às LT.

O conceito de PVI e PVRO é aplicado nos descontos de receita associados à indisponibilidade ou restrição operativa de uma FT, respectivamente. Essa definição não está associada ao risco de desligamento ou risco de restrição operativa. Além disso, a definição de risco, proposta na nova resolução, é extremamente subjetiva pois envolve diversas variáveis, tais como: umidade do ar, temperatura, altura cabo-solo no foco do incêndio, presença e tipo de vegetação, intensidade do foco do incêndio sob a linha, direção do vento, etc. Assim, diante de tantos fatores a decisão de desligar uma linha e penalizar uma transmissora, será no mínimo tomada sem critérios definidos. Nesse contexto, a decisão do ONS de desligar uma linha não configura uma condição de penalização por indisponibilidade ou restrição operativa, a qual poderia ser melhor tratada como uma decisão de desligamento ou restrição por conveniência operativa, não cabendo portanto, descontos de PVI ou PVRO.

Outro ponto que reforça essa argumentação consiste que nas intervenções em equipamentos energizados. Nesses casos onde exista o risco de desligamento inerente à atividade só ocorre a penalização se ocorrer efetivamente o desligamento, ou seja, não existe uma penalização para o risco de desligamento durante a intervenção do equipamento energizado. Portanto, analisando a alteração da nova resolução, verifica-se que a penalização, por risco e a indefinição de parâmetros caracterizam esse riscos, constituem-se em aspectos não gerenciáveis as transmissoras e, portanto não deveriam existir penalizações para essa condição.

Atualmente, registram-se ao longo de várias linhas do país áreas adjacentes a faixa de servidão das linhas com a presença de canaviais e áreas de reflorestamento, as quais são suscetíveis a queimadas. Portanto, com a nova redação dada pela REN nº 729/2016 o número de penalidades aplicado às transmissoras deve aumentar consideravelmente. A Figura 5.5 apresenta um desligamento de uma LT de 440kV ocasionada por um incêndio fora da faixa de servidão.



Figura. 5.5—LT 440kV Ilha Solteira-Bauru com incêndio fora da faixa de servidão.
Fonte: [45].

5.3.11 Queda de Torres de Transmissão e Cabos

Na resolução nº 270/2007 a ANEEL considerava, nas ocorrências de queda de estrutura, o período de isenção da penalidade por PVI de 20 horas por uma ou mais estruturas afetadas, objetivando a detecção do local, isolamento e mobilização das equipes. Prevvia-se ainda um adicional de 20 horas para o reparo de cada estrutura afetada.

Na nova resolução continua-se prevendo o prazo de 20 horas iniciais para detecção, isolamento e mobilização para reparo, porém apresenta o benefício de 40 horas para o reparo de cada estrutura afetada em circuito simples e 50 horas para o reparo de estruturas em circuito duplo, sem consideração de tempo adicional referente ao período noturno.

Para os casos de queda de cabo ao solo a primeira resolução previa a isenção da penalidade de 8 horas por cabo e por estrutura, na nova resolução a terminologia cabo foi substituída por fase, desconsiderando a possibilidade de solicitação, pelas transmissoras, de uma extensão do tempo de reparo para as linhas com mais de um cabo por fase.

Destaca-se também que a nova resolução possibilita às transmissoras solicitar prorrogação dos prazos citados em função de dificuldades para acesso ao local relacionadas com o evento causador do caso fortuito ou força maior, sendo

porém, necessário o encaminhamento de relatório para avaliação do ONS. Tal condição é retratada na Figura 5.6 onde verifica-se maior complexidade para reestabelecimento de estruturas e cabos instalados ao longo de leito de rios. Assim, conclui-se que tal alteração é benéfica às transmissoras.



Figura. 5-5. Torre de transmissão ao longo do leito de um rio.
Fonte: [45].

5.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as principais alterações no regime de penalização das transmissoras em função da REN nº 729/2016. Apresentou-se também detalhes da AP nº 27/2014 que originou as discussões para alteração no antigo regimento.

A discussão das principais alterações do novo regimento foi realizada apresentando os benefícios, as dificuldades e também incertezas trazidas com o novo regimento. Destaca-se que pontos de incertezas serão tratados nos processos de revisão dos procedimentos de rede e das rotinas operativas do ONS.

Finalmente, o conhecimento das novas regras torna-se importante aos programadores e executores de atividades das transmissoras que deverão aproveitar ao máximo os benefícios trazidos pela isenção de penalidades dados pelo plano mínimo de manutenção, bem como executar suas atividades de forma mais efetiva, evitando atrasos no retorno de equipamentos, programando de forma mais confiável suas equipes e recursos.

Capítulo VI

CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentou-se o atual estado do segmento de transmissão no país, permitindo uma análise referente aos desafios enfrentados pelas transmissoras em busca de melhorias operacionais. Foi destacado as diversas penalidades aplicáveis às transmissoras em função da aplicação de resoluções normativas emitidas pela ANEEL.

Destacou-se com maior ênfase as alterações oriundas da AP nº 27/2014 que originou a REN nº 729/2016, emitida em 28 de junho 2016, a qual regimenta as penalidades aplicadas em função da PV aos agentes transmissores. A análise das alterações permitiu também compreender as regras de penalização dada pela REN nº 270/2007, bem como os patamares de disponibilidade dos ativos e a redução de manutenções programadas nos ativos de transmissão após 2008, isto é, após a entrada em vigor da REN nº 270/2007.

As alterações trazidas pela nova resolução podem, finalmente, serem agrupadas em dois grupos. O primeiro apresenta alterações que visam alguma adequação no regimento da REN nº 270/2007 e possuem o potencial de diminuir a exposição das transmissoras às penalizações. No segundo estão elencadas as alterações que tem potencial de elevar as penalidades aplicadas às transmissoras. Os dois grupos contendo as alterações que entraram em vigor após a emissão da REN nº 729/2016 são apresentados a seguir:

- Alterações com potencial de minimizar a exposição das transmissoras às penalidades:
 - Isenção de PVI para o Plano Mínimo de Manutenção;
 - Queda de Torres de Transmissão e Cabos
 - Critérios de confiabilidade de Transformadores Trifásicos;
 - Desligamentos Durante Intervenções;
 - Flexibilização do Período de Carência para novos equipamentos;
- Alterações com potencial de maximizar a exposição das transmissoras às penalidades:
 - Penalização por Desligamento de LT por Queimadas;

- Penalização por falha na energização;
- Penalizações por atrasos nas intervenções;
- Enrolamentos Terciários da FT-TR;
- Penalização devido a indisponibilidade da FT Módulo Geral;
- Indisponibilidade de Equipamentos reservas.

A análise crítica das alterações apresentadas foram discutidas no capítulo 5. Por esta análise fica constatado que as alterações com potencial de agravar as penalizações aplicadas às transmissoras são maiores, e podem conduzir as transmissoras a uma situação ainda mais crítica em relação às apresentadas no capítulo 3, devido ao aumento das penalidades por PV.

As alterações propostas pelo novo regimento exigirão esforços ainda maiores em relação aos realizados até o momento pelas transmissoras. É importante citar que os índices de disponibilidades das FT do sistema de transmissão já se encontram, em 2015, em um nível elevado, isto é, em 99,72% (conforme Figura 5.1). Porém, mesmo com elevados índices de disponibilidade dos ativos, as transmissoras poderão ser ainda mais penalizadas com a entrada em vigor do novo regimento.

A busca pelo esclarecimento das regras da nova regulação do sistema deve tornar-se, nos próximos meses, mais acentuada por parte das transmissoras, profissionais dessa área e também estudiosos do setor elétrico. Assim, essa dissertação coloca-se de forma a contribuir com as discussões sobre o tema, bem como levar aos meios acadêmicos um tema ainda pouco explorado nas universidades.

É relevante destacar que na AP nº 27/2014 foram levantadas diversas oportunidades de melhoria que apresentavam potencial de aumentar a confiabilidade do sistema e também de minimizar as penalizações imposta às transmissoras, entretanto algumas dessas propostas não foram aproveitadas na elaboração da REN nº 729/2016. Dentre essas contribuições destaca-se a impossibilidade de aproveitamento de desligamentos de FT para atendimentos às solicitações de agentes de geração, distribuição e consumidores livres com isenção de PV. Assim, apesar da manifestação das transmissoras, ficou mantido a impossibilidade de isenção de penalidade para execução de manutenção em determinada FT que esteja indisponível por solicitação de um outro agente. Tal

condição é comum no sistema interligado, e nessa circunstância, caso um agente (gerador, distribuidor ou consumidor livre) realize intervenções que resultem em desligamentos de determinada FT de um agente transmissor, este agente transmissor não poderá executar atividades de manutenção na FT indisponível sem ser penalizado. Tal condição não incentiva a minimização dos desligamentos nem prima pelo aumento da confiabilidade do sistema, pois podem ser originados outros desligamentos ferindo a confiabilidade do sistema.

Outro ponto apresentado pelas transmissoras e que não foi atendido pela AP nº 27/2014 esta relacionado com as intervenções de urgência (IU). Essas intervenções apresentam características distintas dos desligamentos intempestivos. Na necessidade de uma intervenção desse tipo, apesar de não ser possível a programação das condições operativas, o ONS possui ainda algumas ações, como: efetuar a avaliação da necessidade de redespacho de geração; monitorar o sistema em condição especial; estudar o impacto da indisponibilidade em outros equipamentos; e ainda definir procedimentos para o reestabelecimento do sistema em caso de perturbação. Assim, a comparação entre um desligamento de determinada FT no regime de IU com um desligamento intempestivo, tem-se que este último gera um transtorno muito maior para o ONS e para o SIN. A REN nº 270/2007, e também a sua substituta, a REN nº 729/2016, trata as IUs como desligamentos não programados, com um fator K_o (equação 4.13) igual a 50 e também contabilizados no padrão de frequência da FT (Tabela 4.6). Portanto esses desligamentos, além da penalização por PV, estão sujeitos à penalização pela REN nº 63/2004. Para o caso específico de um compensador síncrono, equipamento rotativo e com maior possibilidade de necessidades de manutenções em regime de IU quando comparado com um equipamento estático, o fator K_o da Tabela 4.6 já é igual a 50, e, portanto a informação ao ONS por parte das transmissoras é irrelevante, pois não haverá nenhuma diferenciação em relação aos desligamentos intempestivos. Portanto, poder-se-ia prever uma outra tratativa para diferenciar os desligamentos em IU dos desligamentos intempestivos (não programados), estimulando o repasse de informações pelas transmissoras ao ONS.

Com o potencial de aumentar ainda mais as penalidades aplicadas as transmissoras, somados às reduções de receita aplicadas nas transmissoras que renovaram suas concessões nos moldes da Lei nº 12.783/2013, bem como os diversos pontos apresentados no capítulo 3, surge o questionamento sobre a

capacidade de atendimento às expectativas de expansão das principais transmissoras do país e, também, se o atual modelo de gestão é realmente sustentável.

As novas regras de penalidades dadas pela REN nº 729/2016 entraram em vigor em 28 de junho desse ano. Entretanto, após sua publicação foram iniciadas, pelo ONS, a análise dos impactos nos processos sob responsabilidade do Operador Nacional. A adequação das novas regras produzirão impactos que vão desde alterações nos Procedimentos de Rede do ONS e suas rotinas operativas até a necessidade de ajustes nos sistemas computacionais que dão suporte a esses processos. Esse processo de revisão dos processos conta com a interação entre ONS, ANEEL e os agentes transmissores, e visa sanar ainda algumas dúvidas não esclarecidas trazidas pelo novo regimento. Como exemplo de dúvidas estão pontos relacionadas a forma de cadastramento das atividades de manutenção decorrentes, apresentadas no item 5.4.1, e os critérios de definição de riscos de incêndios passíveis de penalidade descritos no item 5.3.11, entre outros. Assim, foi acordado com a ANEEL a suspensão das penalidades por PV até 31/12/2016, com seu reinício a partir de 01/01/2017, de forma retroativa ao início da vigência da REN nº 729/2016. Destaca-se que após a adequação de todos os processos, o período de suspensão das penalidades será executado de forma retroativa. Portanto, a busca pelo entendimento das novas regras, ainda que alguns pontos dúbios, é importante pelas transmissoras para a realização de suas atividades visando o atendimento do novo cenário de penalidades que se inicia.

Finalmente, com um potencial de aumentar ainda mais a carga das penalidades aplicadas por PV, a nova resolução apresenta-se como mais um desafio para as transmissoras, a qual exigirá maiores esforços de capital e humano para que essas empresas tenham condições de atender as expectativas de expansão do sistema elétrico.

Referências Bibliográficas

1. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 270 de 26 de Junho de 2007.
2. VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Setor Elétrico, Curitiba: Juruá, 2004.
3. GOMES, Roberto. A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil. Rio de Janeiro: FGV, 2012.
4. ELETROBRÁS FAZ 40 ANOS – O LEILÃO DA ESCELSA. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=12973&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Instituto%20Ideal%20lan%26ccedil%3Ba%20Simulador%20Solar>. Acesso em: 13 jun. 2016.
5. MARANGON LIMA, L. M. Aprimoramentos da Metodologia Nodal para Tarificação do Uso de Sistemas de Transmissão. 2007. 96 f. Dissertação – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2007.
6. ONS – RELACIONAMENTOS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 20 jun. 2016.
7. SALES VIEIRA, I. Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. 2009. 69 f. Dissertação – Universidade de Brasília. Brasília. 2009.
8. NERY, Eduardo. Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.
9. MME – EPE – ONS – Consolidação de Obras de Transmissão 2015. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=12973&id_tipo=3&id_secao=8&id_pai=2&titulo_info=Instituto%20Ideal%20lan%26ccedil%3Ba%20Simulador%20Solar>. Acesso em: 13 set. 2016.
10. MME – EPE – ONS – Consolidação de Obras de Transmissão 2015. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edita_Leil%C3%A3o_13_2015\(25fev2016\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edita_Leil%C3%A3o_13_2015(25fev2016).pdf)>. Acesso em: 07 set. 2016.

11. CEZARIO, A. P. Análise de Leilões no Setor Elétrico: Energia e Transmissão. 2007. 116 f. Dissertação – Universidade Federal de Pernambuco. Recife . 2007.
12. MME – Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%2024.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2016.
13. Instituto Acende Brasil (2015). *Transmissão: O Elo Integrador. White Paper* 15, São Paulo, 40 p.
14. ONS – Submódulo 20.1 – Glossário de Termos Técnicos. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/B61B477F90C89771832576310049D911/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/B61B477F90C89771832576310049D911/$file/Subm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_1.0.pdf?openelement)>. Acesso em: 08 set. 2016.
15. PUC – RIO – Características do Sistema Interligado Nacional SIN. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0610776_08_cap_02.pdf>. Acesso em: 08 set. 2016.
16. ONS – O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 08 fev. 2016.
17. CARDOSO JR, R. A. F. Licenciamento Ambiental de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil: Estudo de caso do Sistema de Transmissão do Madeira. 2014. 178 p. Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2014.
18. ANEEL – Relatório Trimestral – SFE – Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%C3%B3rio+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmiss%C3%A3o/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc-abeaa023402c?version=1.3>>. Acesso em: 07 jul. 2016.

19. TCU – AUDITORIA OPERACIONAL. S I S T E M A E L É T R I C O B R A S I L E I R O. Disponível em: < <http://www.energia2015.eco-financas.org.br/assets/PDF3-TCU.pdf>>. Acesso em: 03 jul. 2016.
20. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 512 de 30 de Outubro de 2012.
21. EPE – Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256596/Relat_Metodologia_r1.pdf/d403d99-c375-44b6-845c-220741c104e2>. Acesso em: 07 mai. 2016.
22. ABRATE – FÓRUM: OS DESAFIOS DA TRANSMISSÃO – Painel 2: Financiamento – Apresentação 3: Reynaldo Passanezzi. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/filemanager/Reynaldo%20Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20ABRATE%20-%20F%C3%B3rum%20Transmiss%C3%A3o%20\(14.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/filemanager/Reynaldo%20Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20ABRATE%20-%20F%C3%B3rum%20Transmiss%C3%A3o%20(14.pdf)>. Acesso em: 15 set. 2016.
23. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Homologatória nº 1.395 de 11 de Dezembro de 2012.
23. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Homologatória nº 1.395 de 11 de Dezembro de 2012.
24. RIBEIRO ROCHA, C. A Lei nº 12.783/2013 e o Segmento de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. 2013. 78 f. Dissertação – Universidade de Brasília, Brasília. 2013.
25. ANEEL – AUDIÊNCIA PÚBLICA 027/2014 – ABRATE: SESSÃO PRESENCIAL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/apresentacao/abrate_-_cesar_barros_pinto.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2016.
26. ANEEL – FÓRUM: OS DESAFIOS DA TRANSMISSÃO – Painel 1: Planejamento da Transmissão – Apresentação 4: A Visão do Regulador – Reive Barros dos Santos. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/media/filemanager/Reive%20Barros%20Os%20Desafios%20da%20Transmiss%C3%A3o%20-%20Dr%20Reive%20v3.pdf>>. Acesso em: 15 set. 2016.

27. CANAL ENERGIA – CTEEP pede urgência na publicação da portaria com as condições de indenização dos ativos da RBSE. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Newsletter.asp?id=111429>>. Acesso em: 18 abril 2016.
28. ANEEL – Fiscalização do serviço público de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/fiscalizacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 20 abril 2016.
29. FERNANDES, E. R. As Sanções Administrativas Aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Um Estudo Sobre a Regulamentação e as Práticas de Agência. 2012. 125 p. Dissertação – Universidade de Brasília, Brasília. 2013.
30. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 63 de 12 de Maio de 2004.
31. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica nº 0039/2010-SFE/ANEEL de 16 de junho de 2010.
32. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 191 de 12 de dezembro de 2004.
33. VIANNA, E. A. L.; ABAIDE, A.R.; CANHA, L. N.; VIANNA, P. L. Influência das Indisponibilidades de Equipamentos na Qualidade do Serviço Público de Transmissão. X CBEP – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado – RS, p. 12, set, 2016.
34. ANEEL – CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 04/2016-ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/siget/arq.cfm?arquivo=26736>. Acesso em: 20 de out. de 2016.
35. ONS – Submódulo 6.5 – Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F495812C972AEEB383257945005C9EF5/\\$file/Subm%C3%B3dulo%206.5_Rev_2.0.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/F495812C972AEEB383257945005C9EF5/$file/Subm%C3%B3dulo%206.5_Rev_2.0.pdf?openelement)>. Acesso em: 10 set. 2016.
36. CORDEIRO, R. A. Estudo da Consideração da Importância Sistêmica das Funções de Transmissão no Cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade.

2013. 102 p. Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

37. ONS – Submódulo 15.12 – Apuração Mensal das Parcelas Variáveis referentes à Disponibilidade de Instalações da Rede Básica. Disponível em: <[http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/EB43873089C63364832577A5007015A7/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2015.12_Revis%C3%A3o_1.1.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/EB43873089C63364832577A5007015A7/$file/Subm%C3%B3dulo%2015.12_Revis%C3%A3o_1.1.pdf?openelement)>. Acesso em: 7 de set. de 2016.
38. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica nº 026/2016-SRT/ANEEL de 17 de junho de 2016.
39. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica nº 0236/2013-SFE/ANEEL de 12 de dezembro de 2016.
40. ANEEL – FÓRUM: OS DESAFIOS DA TRANSMISSÃO – Painel 4: Regulação da Transmissão – Apresentação 1: José Jurhosa Júnior – Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/media/filemanager/Jose%20Jurhosa%20Os%20Desafios%20da%20Transmiss%C3%A3o%20-%20Regula%C3%A7%C3%A3o%201.pdf>>. Acesso em: 15 de nov. de 2016.
41. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 669 de 14 de julho de 2015.
42. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução Normativa nº 729 de 28 de junho de 2016.
43. ONS – Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.22 – APURAÇÃO DE EVENTOS EM INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO. Disponível em: <<http://extranet.ons.org.br/operacao/mpo.nsf/frmApresentalIO?OpenForm&NumeroIO=RO-AO.BR.05>>. Acesso em: 15 de nov. de 2016.
44. ANEEL – AUDIÊNCIA PÚBLICA 027/2014 – APERFEIÇOAMENTO DA RESOLUÇÃO Nº 270/2007 – GRUPO CEEE. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/apresentacao/ceee_-_assis_rogerio_gomes.pdf>. Acesso em: 15 de set. 2016.

45. ANEEL – AUDIÊNCIA PÚBLICA 027/2014 – ISA-CEEP. Disponível em: <
[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/apresentacao/
ctEEP_-_emilio_cesar_n._rodrigues.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/apresentacao/ctEEP_-_emilio_cesar_n._rodrigues.pdf)>. Acesso em: 15 de out. 2016.

Anexo I

ARTIGOS APRESENTADOS

Durante o processo de elaboração dessa dissertação foi possível a produção de dois artigos que foram apresentados no X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (X-CBPE), realizado em Gramado – RS em setembro de 2016. Os trabalhos apresentados foram:

- Sistema Interligado Nacional: Análise da Metodologia de Acesso e do Planejamento da Expansão;
- Sistema Interligado Nacional: Análise da Receita e das Penalizações às Transmissoras.

O primeiro trabalho citado foi premiado entre os 20 melhores trabalhos apresentados no congresso e será publicado na Revista Brasileira de Planejamento Energético (RBE). Os artigos apresentados estão disponíveis nos anais do congresso e podem ser acessados no endereço eletrônico: http://www.xcbpe.com.br/sessoes_tecnicas/.

Além dos trabalhos apresentados no X-CBPE foram elaborados mais três artigos apresentados na XIV Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (XIV-CEEL), realizado em Uberlândia – MG, em outubro de 2016. Os trabalhos apresentados foram:

- Sistema Interligado Nacional: Análise da Metodologia de Acesso e do Planejamento da Expansão com foco nos atrasos dos empreendimentos;
- Sistema Interligado Nacional: Análise da Receita e das Penalizações Impostas às Transmissoras;
- Segmento de Transmissão: Projeções, Desafios e Problemas Existentes no Atual Modelo de Gestão.

Os trabalhos apresentados na XIV-CEEL estão disponíveis nos anais da conferência e podem ser acessados no endereço eletrônico: <http://www.ceel.eletrica.ufu.br/programacao.php>.