



ESTUDO DA CONSIDERAÇÃO DA IMPORTÂNCIA SISTÊMICA DAS FUNÇÕES
DE TRANSMISSÃO NO CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL POR
INDISPONIBILIDADE

Rafael Alves Cordeiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

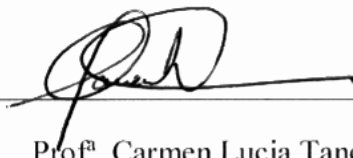
Rio de Janeiro
Setembro de 2013

ESTUDO DA CONSIDERAÇÃO DA IMPORTÂNCIA SISTÊMICA DAS FUNÇÕES
DE TRANSMISSÃO NO CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL POR
INDISPONIBILIDADE

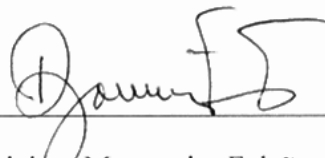
Rafael Alves Cordeiro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

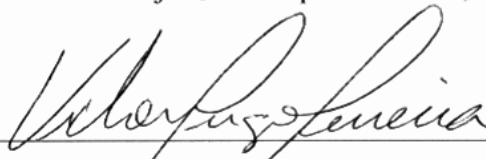
Examinada por:



Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2013

Cordeiro, Rafael Alves

Estudo da Consideração da Importância Sistêmica das Funções de Transmissão no Cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade/ Rafael Alves Cordeiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XI, 102 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 98-102.

1. Resolução Normativa nº 270/2007 2. Parcela Variável por Indisponibilidade. 3. Qualidade do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço aos meus pais Maria da Conceição e Pedro pela dedicação durante toda vida.

Agradeço à professora Carmen pela oportunidade de participar do projeto de pesquisa que deu origem a este trabalho e também por seu apoio e paciência.

Aos professores Djalma Falcão e Vitor Hugo por se disponibilizarem a participar da banca examinadora.

À CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ESTUDO DA CONSIDERAÇÃO DA IMPORTÂNCIA SISTÊMICA DAS FUNÇÕES
DE TRANSMISSÃO NO CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL POR
INDISPONIBILIDADE

Rafael Alves Cordeiro

Setembro/2013

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

No Brasil, a regulação da qualidade do serviço de transmissão, instituída pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 270/2007, estabelece que as concessionárias de transmissão estão sujeitas à Parcela Variável, que representa uma penalização financeira em função das indisponibilidades verificadas de seus ativos de transmissão. A Parcela Variável é calculada com base na duração das indisponibilidades dos ativos de transmissão, mas não considera um parâmetro que represente a importância sistêmica desses ativos, como a redução da margem de segurança do sistema ou o corte de carga provocado pelos desligamentos. Neste sentido, este trabalho apresenta um estudo da incorporação da Energia Não Suprida (ENS) como parâmetro de aferição da importância sistêmica dos ativos de transmissão. É elaborada uma metodologia para a apuração da qualidade do serviço de transmissão que mantém os critérios de aplicação da Parcela Variável e determina requisitos mínimos de qualidade associados à ENS, sendo prevista uma penalização com base nesse índice. O trabalho também apresenta uma pesquisa bibliográfica das normas de apuração adotadas em outros países, a saber, Colômbia, Inglaterra e Austrália.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

CONSIDERING THE SYSTEM IMPORTANCE OF TRANSMISSION ASSETS ON
THE CALCULATION OF THE VARIABLE PARCEL FOR UNAVAILABILITY

Rafael Alves Cordeiro

September/2013

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

The transmission service quality regulation in Brazil, established by ANEEL by the Normative Resolution nº 270/2007, establishes that transmission companies are subject to the variable parcel, which represents a financial penalty due to the unavailability of its transmission assets. The variable parcel is calculated based on the duration of the transmission assets unavailability but does not consider an index that represents its system importance, such as the operation security margin reduction or load shedding. Thus, this work presents a study of the incorporation of Energy Not Supplied (ENS) as an index for assessing the system importance of the transmission assets. It is developed a methodology for ascertaining the transmission companies service quality that maintains the variable parcel calculation method and sets minimum quality requirements associated with the ENS index, by means of a penalty based on this index. The work also presents a literature review of the transmission service quality regulation available in other countries, specifically Colombia, England and Australia.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação e objetivo	2
1.2	Revisão bibliográfica	3
1.3	Estrutura da dissertação	5
2	ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA NO BRASIL	7
2.1	Concessões não licitadas.....	7
2.2	Concessões licitadas, o modelo de leilões de transmissão.....	8
2.3	Relações contratuais	11
2.4	Remuneração das empresas de transmissão.....	12
3	APURAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL.....	14
3.1	Função de transmissão	15
3.2	A Resolução Normativa nº 270/2007	16
3.2.1	Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)	17
3.2.2	Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO).....	21
3.2.3	Adicional à RAP	22
3.2.4	Limite das Penalizações	24
3.3	Resolução Normativa nº 512/2012	24
4	EXEMPLOS DE APURAÇÃO DA QUALIDADE DA TRANSMISSÃO EM OUTROS PAÍSES	29
4.1	Colômbia.....	29
4.1.1	Características do setor elétrico	29
4.1.2	Apuração da qualidade do serviço de transmissão.....	30
4.1.3	Resumo.....	35
4.2	Inglaterra.....	35
4.2.1	Características do setor elétrico	35
4.2.2	Apuração da qualidade do serviço de transmissão.....	36
4.2.3	Resumo.....	38
4.3	Austrália.....	38
4.3.1	Características do setor elétrico	38
4.3.2	Apuração da qualidade do serviço de transmissão.....	39
4.3.3	Resumo.....	44
5	METODOLOGIA PARA INCORPORAÇÃO DA IMPORTÂNCIA SISTÊMICA	45
5.1	Considerações iniciais	45
5.2	Análise das metodologias dos países estudados.....	45
5.3	Seleção do parâmetro de apuração	47
5.4	Metodologia de cálculo das penalizações por ENS.....	49

5.5	Metodologia de incorporação da importância sistêmica	52
5.6	Metodologia de apuração	53
6	LEVANTAMENTO DOS PADRÕES DE DESEMPENHO	55
6.1	Padrões de desempenho baseados em simulações	56
6.1.1	Transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV	57
6.1.2	Linhas de transmissão de 230 kV	58
6.1.3	Classes restantes	59
6.2	Padrões de desempenho baseados em desligamentos reais	60
6.2.1	Transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV	61
6.2.2	Transformadores de tensão superior a 345 kV	62
6.2.3	Linhas de transmissão de 230 kV	63
6.2.4	Linhas de transmissão de 345 kV	64
6.2.5	Linhas de transmissão de 440 kV	66
6.2.6	Linhas de transmissão de 500 kV	66
7	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	68
7.1	Caso 1 – Desligamentos do transformador 230/138 kV	70
7.1.1	Levantamento das informações dos desligamentos	70
7.1.2	Cálculo da PV_{270}	71
7.1.3	Cálculo da PV_{ENS}	72
7.1.4	Cálculo da PV_{comp}	72
7.1.5	Análise dos resultados	73
7.2	Caso 2 – Desligamentos do transformador 230/69 kV	74
7.2.1	Levantamento das informações dos desligamentos	75
7.2.2	Cálculo da PV_{270}	75
7.2.3	Cálculo da PV_{ENS}	76
7.2.4	Cálculo da PV_{comp}	76
7.2.5	Análise dos resultados	77
7.3	Caso 3 – Desligamentos do transformador 500/230 kV	78
7.3.1	Levantamento das informações dos desligamentos	78
7.3.2	Cálculo da PV_{270}	79
7.3.3	Cálculo da PV_{ENS}	79
7.3.4	Cálculo da PV_{comp}	79
7.3.5	Análise dos resultados	80
7.4	Caso 4 – Desligamentos da LT 230 kV	80
7.4.1	Levantamento das informações dos desligamentos	80
7.4.2	Cálculo da PV_{270}	81
7.4.3	Cálculo da PV_{ENS}	82
7.4.4	Cálculo da PV_{comp}	82
7.4.5	Análise dos resultados	83
7.5	Caso 5 – Desligamentos dos transformadores 1 e 2 230/69 kV de uma SE da região sul	84
7.5.1	Levantamento das informações dos desligamentos	85
7.5.2	Cálculo da PV_{270}	85
7.5.3	Cálculo da PV_{ENS}	85
7.5.4	Cálculo da PV_{comp}	86

7.5.5	Análise dos resultados	87
7.6	Caso 6 – Desligamentos de duas linhas de transmissão de 230 kV na região sul	87
7.6.1	Levantamento das informações dos desligamentos	88
7.6.2	Cálculo da PV_{270}	88
7.6.3	Cálculo da PV_{ENS}	88
7.6.4	Cálculo da PV_{comp}	89
7.6.5	Análise dos resultados	90
7.7	Resumo comparativo dos casos estudados	90
8	CONCLUSÕES	93
8.1	Sugestões de trabalhos futuros	95
9	APÊNDICE DADOS PROBABILÍSTICOS DA REDE ELÉTRICA [48].....	96
10	BIBLIOGRAFIA	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Deságio resultante dos leilões realizados entre os anos de 2003 e 2009.....	9
Figura 2 – Deságio resultante dos leilões realizados entre os anos de 2010 e 2013.....	10
Figura 3 – Governança dos leilões.....	11
Figura 4 – Relações contratuais entre concessionárias, usuários e ONS	12
Figura 5 – Energia não suprida da NGC	37
Figura 6 – Estrutura de incentivos financeiros (versão de 2004)	37
Figura 7 – Curva de incentivo do modelo de apuração da qualidade do serviço de transmissão da Austrália.....	40
Figura 8 – Padrão de desempenho	51
Figura 9 – Padrão de desempenho	55
Figura 10 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão ≤ 345 kV (obtido por simulações).....	58
Figura 11 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 230 kV (obtido por simulações).....	59
Figura 12 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão ≤ 345 kV.....	62
Figura 13 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão > 345 kV.....	63
Figura 14 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 230 kV.....	64
Figura 15 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 345 kV.....	65
Figura 16 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 500 kV.....	67
Figura 17 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 1	73
Figura 18 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 2	77
Figura 19 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 3	80
Figura 20 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 4.....	84
Figura 21 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 5	87
Figura 22 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 6	90

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Dados sobre os leilões de transmissão ocorridos entre os anos de 2003 e 2013.....	10
Tabela 2 – Composição das funções de transmissão	15
Tabela 3 – Padrões de Desligamentos e fatores K_o e K_p	19
Tabela 4 – Dados do exemplo	20
Tabela 5 – Percentil de 25% da duração de desligamentos.....	23
Tabela 6 – Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão de duração de desligamento programado estabelecido na Resolução nº 270/2007	25
Tabela 7 – Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão de duração de Outros Desligamentos estabelecido na Resolução nº 270/2007	26
Tabela 8 – Porcentagem das FTs que atenderam aos padrões originais da Resolução nº 270/2007 referentes ao adicional à RAP	27
Tabela 9 – Número máximo permitido de horas de indisponibilidade (franquia).....	31
Tabela 10 – Sub parâmetros utilizados na apuração por disponibilidade dos circuitos de transmissão	41
Tabela 11 – Sub parâmetros utilizados na apuração por frequência de desligamentos com ENS	42
Tabela 12 – Sub parâmetros utilizados na apuração por duração média dos desligamentos	42
Tabela 13 – Receita anual hipotética utilizada para exemplificação	43
Tabela 14 – Resumo da análise dos desligamentos – transformadores de tensão ≤ 345 kV.....	61
Tabela 15 – Resumo da análise dos desligamentos – transformadores de tensão > 345 kV.....	62
Tabela 16 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 230 kV	63
Tabela 17 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 345 kV	65
Tabela 18 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 440 kV	66
Tabela 19 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 500 kV	66
Tabela 20 – Informações dos desligamentos considerados no caso 1	71
Tabela 21 – Informações dos desligamentos considerados no caso 2	75
Tabela 22 – Informações do desligamento considerado no caso 3.....	78
Tabela 23 – Informações dos desligamentos considerados no caso 4	81
Tabela 24 – Informações do desligamento considerado no caso 5.....	85
Tabela 25 – Informações do desligamento considerado no caso 6.....	88
Tabela 26 – Resumo dos resultados do estudo de caso.....	91

1 INTRODUÇÃO

No final da década de 1980, o setor elétrico brasileiro encontrava-se em crise, levando à paralisação de obras e à impossibilidade de se dar início a novos projetos [1]. De forma a atrair a iniciativa privada para a exploração dos serviços públicos e garantir a retomada do crescimento sustentado do país, o que incluía o adequado suprimento de energia, foi iniciado, na década de 90, um processo de reforma do setor elétrico brasileiro.

Nesse processo foram tomadas medidas que permitiram a desverticalização do setor, resultando na fragmentação das empresas atuantes em mais de uma atividade da cadeia produtiva, e também a privatização de empresas de distribuição e geração de energia.

Em 1995 foi instituída a Lei nº 9.074, oferecendo condições à criação de um mercado competitivo no setor, com destaque para a quebra de exclusividade de suprimento de energia e a garantia de livre acesso ao sistema de transmissão, com ressarcimento dos custos envolvidos. A referida lei também disciplinou a criação da Rede Básica¹ (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN), composta pelas instalações existentes e pelas que viriam a ser objeto de concessão.

A existência de um modelo competitivo demandou a criação de uma entidade independente e autônoma responsável pela regulação do ambiente. Neste sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi instituída no final de 1996, através da Lei nº 9.427. Além do papel de reguladora, a ANEEL atua como Poder Concedente, promovendo as licitações para a exploração de serviço público de energia elétrica [2].

Em 1998, a Lei nº 9.648 promoveu a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Adicionalmente estabeleceu-se que as instalações integrantes da Rede Básica de transmissão seriam disponibilizadas mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) ao ONS, e a este estariam subordinadas suas ações de coordenação e operação [3].

Além dos CPST, tornou-se obrigatória a celebração de múltiplos contratos relacionados à atividade de transmissão, destinados a reger o uso das redes de transmissão e distribuição e o acesso dos agentes às mesmas, regidos pela Lei nº 9.648/98, por resoluções da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede.

No final do ano de 1999 deu-se início às licitações das concessões dos empreendimentos de transmissão, na forma de leilões, permitindo que empreendimentos isolados recebessem a concessão para a prestação do serviço público de transmissão. Neste contexto, as concessões passaram a ser resultantes de um processo competitivo e deixaram de

¹ A Rede Básica é constituída por todas as subestações e linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica [4].

ser delimitadas por regiões geográficas fechadas, sendo possível a atuação de um mesmo agente em áreas distintas do Sistema Interligado Nacional.

Os contratos de concessão e CPST provenientes do modelo de leilões de transmissão estabeleceram que os faturamentos das transmissoras seriam ajustados mensalmente através de uma Parcela Variável (PV), refletindo a efetiva condição de disponibilização de cada uma das funções de transmissão² (FT) [5].

Em junho de 2007, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 270 [6] (Resolução nº 270/2007), que estendeu a aplicação da PV para as funções de transmissão integrantes de concessão não decorrente de licitação e as autorizadas a esta concessão, que até a referida data não estavam sujeitas a tal parcela, garantindo assim a uniformidade no setor, no que diz respeito à regulação da qualidade do serviço de transmissão.

1.1 Motivação e objetivo

Resumidamente, a Parcela Variável representa uma penalização, na forma de redução da receita mensal de uma função de transmissão, em caso de indisponibilidade da mesma.

Conforme é mostrado no decorrer do trabalho, a formulação matemática adotada para o cálculo dessa parcela se baseia, predominantemente, na duração do desligamento e em fatores multiplicadores, que recebem valores distintos para cada classe³ de FT. No entanto, não há qualquer discriminação, do ponto de vista sistêmico, entre as funções de transmissão pertencentes a uma mesma classe no tocante à consequência que a indisponibilidade provoca no sistema. Em outras palavras, as penalizações independem do impacto que a indisponibilidade representa para o sistema, tanto no contexto da operação quanto da confiabilidade.

Assim, este trabalho pretende apresentar o estudo da consideração da importância sistêmica das funções de transmissão no processo de apuração da qualidade do serviço de transmissão no Brasil.

O objetivo do estudo contido nesta dissertação é identificar possíveis parâmetros de aferição da qualidade do serviço de transmissão que representem adequadamente a importância sistêmica das FTs e apresentar uma metodologia para o cálculo das penalizações decorrentes de indisponibilidades na Rede Básica que inclua o parâmetro que se mostrar mais eficaz.

Como ponto de partida para consecução desse objetivo, é realizada uma pesquisa sobre as normas adotadas na apuração da qualidade do serviço de transmissão em outros países, a

² É o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão [7].

³ O termo *classe* é utilizado neste trabalho para caracterizar uma FT quanto à família de equipamento (linha de transmissão, transformador, equipamentos de controle de reativo) e quanto ao nível de tensão.

saber, Colômbia, Inglaterra e Austrália. Pretende-se, com isso, levantar possíveis caminhos para caracterizar a importância sistêmica da FT no cálculo da PV.

1.2 Revisão bibliográfica

A partir do novo cenário do setor elétrico e da criação da Parcela Variável, cresce o interesse em técnicas de gerenciamento de ativos, que buscam a maximização de lucro e confiabilidade dos serviços prestados dentro de níveis aceitáveis de risco, no intuito de diminuir as perdas financeiras. Neste contexto, estão incluídos os trabalhos [8], [9] e [10].

O trabalho [8] apresenta um modelo computacional, baseado no método de Simulação Monte Carlo, que permite estimar o valor esperado da receita do serviço de transmissão, bem como uma avaliação do risco associado à Parcela Variável dessa receita. O autor optou por modelar o sistema a três estados, a saber, *em operação*, *falha curta* e *falha longa*. O estudo parte do histórico de falhas de dez anos (1991 a 2000) da rede Eletrosul para definir as funções densidades de probabilidades do tempo para falha, tempo de reparo curto e longo, de quatro grupos de equipamentos (linhas e transformadores de 230 kV e 525 kV). Posteriormente, são definidos os parâmetros próprios das distribuições de cada ativo de transmissão individualmente e por fim são apresentados os resultados da simulação, que indicam a penalidade esperada de cada FT.

Em [9] é proposto um método, com base nas práticas de Manutenção Centrada na Confiabilidade, para determinação dos intervalos de manutenção programada, do sistema de proteção, para minimizar as penalidades pagas por uma empresa de transmissão de energia elétrica devido aos desligamentos de equipamentos. O trabalho está focado no sistema de proteção de linhas de transmissão e adota os seguintes estados de interesse: *Normal*, *Falha causada por desligamentos indevidos do sistema de proteção*, *Falha causada por recusa de atuação do sistema de proteção* e *teste* (inspeção, teste periódico e manutenção preventiva). O estudo se dá a partir da estrutura formal do modelo Markoviano. Para fins de análise da Parcela Variável consideram-se somente as indisponibilidades decorrentes de falha, ou manutenção, do sistema de proteção, portanto, segundo o próprio autor, as penalizações não condizem com os resultados verificados efetivamente por uma concessionária de transmissão.

O texto apresentado em [10] inclui a apresentação detalhada da Resolução nº 270, bem como exemplos de cálculo da Parcela Variável considerando as principais funções de transmissão. Adicionalmente, apresenta recomendações para o aprimoramento da gestão da operação e manutenção das funções de transmissão visando à redução das penalizações referentes à Parcela Variável.

A referência [11] apresenta uma análise dos desligamentos ocorridos na Rede Básica ao longo dos ciclos 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009 objetivando identificar o efeito da regulação instituída através da Resolução nº 270/2007 sobre o desempenho das concessionárias. Realizou-se uma análise comparativa entre o desempenho das transmissoras licitadas e as não licitadas, para os quatro ciclos tarifários. Adicionalmente, o autor propõe um

ajuste para os padrões de desligamentos (franquias) estabelecidos na Resolução nº 270/2007, com base no ciclo 2008-2009.

A referência [12] apresenta um estudo que tenta avaliar se os desligamentos que provocam maiores prejuízos à sociedade são aqueles que sofrem maiores penalizações por PV. A partir da simulação de seis casos de contingências em linhas de transmissão em um sistema teste (24 barras), o autor realiza uma análise comparativa entre o custo de interrupção de energia, para três categorias de consumidores (Residencial, Industrial e Comercial), e o valor da PV. Concluiu-se que não existe uma relação direta entre a penalização e o impacto para o consumidor.

Os trabalhos [13] e [14] possuem objetivos semelhantes ao da presente dissertação.

Em [13] o autor sugere uma forma alternativa para o cálculo da Parcela Variável, que se baseia no uso do sistema de transmissão. O *uso*, neste contexto, é um valor de fluxo (MW), calculado através do método dos intercâmbios bilaterais equivalentes (*Equivalent Bilateral Exchanges*). O autor mantém a formulação matemática presente na Resolução nº 270/2007, porém cria um novo fator multiplicador, em substituição ao original. A análise da metodologia se baseia na simulação de falhas em linhas de três sistemas testes (5, 14 e 24 barras). No entanto, não é introduzida no estudo qualquer restrição de capacidade operacional, ou seja, não é possível afirmar quais eventos causam corte de carga, exceto nos casos em que a carga é atendida radialmente. O autor afirma que esse cenário assemelha-se à realidade, pois o SIN é robusto e capaz de suportar as perturbações usuais.

A referência [14] propõe uma nova forma de cálculo das penalizações associadas aos atrasos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão, que se baseia na redução da Capacidade de Transferências Disponíveis (*Available Transfer Capability*) do sistema e na elevação do uso das instalações de transmissão, calculada a partir do princípio dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes.

Os artigos [15], [16] e [17], apesar de não tratarem da regulação da qualidade do serviço de transmissão, apresentam formas de aferição da importância sistêmica dos ativos de transmissão.

A referência [15] apresenta um método de classificação de ativos de transmissão quanto à importância que representam para a confiabilidade do sistema elétrico. Cada ativo é classificado de acordo com três índices de importância distintos, que são calculados com base na sua probabilidade de falha e em três parâmetros que refletem o impacto causado por sua indisponibilidade: redução da margem de segurança para operação; interrupção de suprimento de energia; e desconexão de unidades geradoras. Para a avaliação da margem de segurança e cálculo do índice de importância associado a esse parâmetro os autores utilizam o conceito de Capacidade de Transferências Disponíveis (*Available Transfer Capability*). O referido índice é definido a partir da probabilidade de falha do ativo estudado e da relação entre as Capacidades de Transferências Disponíveis entre áreas específicas do sistema e os fluxos de potência entre estas áreas após a indisponibilidade do ativo. Os índices referentes à interrupção de energia e desconexão de unidades geradoras representam valores esperados de

energia não suprida em decorrência da indisponibilidade do ativo estudado. O primeiro índice é calculado a partir do corte de carga estimado por simulação e o segundo a partir dos valores previstos de geração dos geradores que se tornam indisponíveis após a contingência do ativo estudado. Com base nesses índices são identificados os ativos mais importantes para o sistema de transmissão sob três óticas distintas, auxiliando, por exemplo, o planejamento de manutenções e de novos investimentos.

Em [16] o autor propõe uma metodologia para definição da importância dos ativos de transmissão que se baseia em uma análise de sensibilidade, na qual é avaliada a alteração relativa do custo de energia médio do sistema quando o ativo de transmissão estudado é considerado ideal (probabilidade de falha nula). O custo de energia médio do sistema é obtido a partir do custo de interrupção de energia para os consumidores e do custo de geração, sendo consideradas as probabilidades de falha das unidades geradoras e dos ativos de transmissão. Através da metodologia são determinados os ativos mais importantes para o sistema no que diz respeito à confiabilidade e ao custo de operação.

A referência [17] apresenta uma técnica para avaliação da segurança de sistemas de potência sob a ótica do risco associado à sobrecarga e subtensão. São desenvolvidos índices de aferição da segurança do sistema que se baseiam na probabilidade dos estados do sistema (sistema íntegro ou em contingência simples) e na severidade das violações de carregando e tensão. Os autores desenvolvem um diagrama (*security diagram*) que auxilia a análise de segurança. Esse diagrama indica graficamente as probabilidades dos estados do sistema nos quais os limites de carregamento ou tensão estão violados ou próximos de serem violados e a severidade das violações.

1.3 Estrutura da dissertação

O presente capítulo apresenta, de forma resumida, a reforma do setor elétrico brasileiro, ocorrida na década de 90, e a origem da Parcela Variável. Adicionalmente, destacou-se a motivação e objetivo do trabalho, assim como a revisão bibliográfica de trabalhos correlatos.

O capítulo 2 destaca os aspectos regulatórios do setor de transmissão de energia brasileiro. São apresentadas questões como os tipos de concessões de transmissão existentes no Brasil, o modelo de licitação de empreendimentos de transmissão na modalidade de leilão e as relações contratuais as quais as concessionárias estão sujeitas.

O capítulo 3 contém a pesquisa realizada sobre as normas de apuração da qualidade do serviço de transmissão vigentes em outros países, mais especificamente Colômbia, Inglaterra e Austrália.

O capítulo 4 destina-se à apresentação de uma metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão que incorpora a energia não suprida como parâmetro sinalizador da importância sistêmica das FTs.

O capítulo 5 destina-se ao levantamento dos padrões de desempenho necessários à aplicação da metodologia apresentada no capítulo 4.

No capítulo 6 é realizado o estudo de caso, através da aplicação da metodologia apresentada em desligamentos reais ocorridos no SIN, assim como a discussão sobre os resultados.

Por fim, o capítulo 7 apresenta a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA NO BRASIL

A Parcela Variável representa uma penalização aplicada às concessionárias de transmissão por consequência da indisponibilidade de suas funções de transmissão. As questões relativas a essa penalização são tratadas no capítulo 3, porém cabe antecipar que os critérios utilizados para a sua determinação dependem do tipo de outorga das concessões de transmissão. Portanto, para melhor entendimento dos critérios adotados, realiza-se neste capítulo uma breve explanação sobre os dois tipos de concessões de transmissão da RB: decorrentes ou não de processo licitatório. Adicionalmente, apresentam-se as relações contratuais as quais as concessionárias de transmissão estão sujeitas e a forma de remuneração pela prestação do serviço de transmissão.

2.1 Concessões não licitadas

O setor de transmissão de energia possui uma grande diversidade de empresas atuantes e contratos de concessão vigentes, o que decorre das alterações na legislação do setor ocorridas durante o processo de reforma do mesmo.

Após a segmentação das atividades de geração e transmissão de energia elétrica, tornou-se necessário regulamentar os critérios para definição da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (DITs), a fim de discriminar as instalações de transmissão quanto à forma de acesso e o pagamento pelo seu uso. Também foram regulamentadas as condições gerais para prestação do serviço de transmissão, as tarifas de uso da Rede Básica e os encargos de conexão das DITs [18].

Os critérios para composição da Rede Básica foram inicialmente estabelecidos pela Resolução nº 245, de 31 de julho de 1998. Essa resolução classificou como integrantes da RB todas as linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e também as subestações que tivessem, pelo menos, esse nível de tensão. Exceção era feita às instalações de uso exclusivo de geradores, consumidores e importadores ou exportadores de energia, que em conjunto com as instalações de tensão inferior a 230 kV eram consideradas como DITs.

A Resolução nº 66/99 classificou as instalações existentes na época de acordo com os critérios expostos na Resolução nº 245/98. Posteriormente, no ano de 2000, ocorreu uma reavaliação dessa classificação, sendo a nova composição da RB e das DITs publicada na Resolução nº 166/00.

Com base na classificação estabelecida pela Resolução nº 166/00 foram elaborados os primeiros contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, das instalações não licitadas, já existentes na época do processo de desverticalização das atividades do setor.

Quando ocorreu a segmentação dos setores de geração e transmissão, as tarifas de suprimento vigentes foram desmembradas em tarifa de geração e tarifa de transmissão. Atendendo o princípio da época de que a desverticalização não deveria gerar o aumento da tarifa paga pelo consumidor final, decidiu-se que a receita inicial da transmissão seria calculada pela diferença entre a tarifa de suprimento e as novas tarifas calculadas para geração [18, 19]. Com isso, a Receita Anual Permitida⁴ (RAP) das concessionárias passou a cobrir apenas os custos para manutenção do serviço, sem guardar nenhuma relação com o valor dos ativos de transmissão [19].

Determinou-se, ainda, que as receitas das instalações da RB e das DITs seriam *blindadas*, durante toda a duração da concessão, ou seja, seriam submetidas apenas ao ajuste anual pelo IGP-M e não à revisão tarifária.

Os contratos de concessão estabeleceram que a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, denominada de *reforço*, deveria ser realizada apenas após a indicação do planejamento setorial e a autorização da ANEEL. As receitas referentes aos reforços, que entrariam em operação após a assinatura do contrato de concessão, estariam sujeitas ao reajuste anual e também à revisão tarifária a cada 4 anos.

A partir do ano de 1999, as concessões para novos empreendimentos de transmissão passaram a ser necessariamente advindas de processos licitatórios, na modalidade de leilão, como será visto a seguir.

2.2 Concessões licitadas, o modelo de leilões de transmissão

No Brasil, desde 1999, a outorga de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, montagem, operação e manutenção de novas instalações de transmissão (linhas de transmissão e/ou subestações) da Rede Básica é feita por meio de licitação na modalidade de leilão.

Os leilões são conduzidos, atualmente, pela BM&F BOVESPA com prévia divulgação, por parte da ANEEL, de edital, contendo os lotes das instalações que serão leiloadas, as suas características técnicas e os respectivos valores máximos da Receita Anual Permitida. Esses valores representam o preço teto de cada leilão e são determinados através do método do fluxo de caixa descontado, considerando como fluxos de caixa a série de recebimentos anuais que amortiza os investimentos em questão a um custo de oportunidade de capital (rentabilidade) definido previamente pelo regulador [20].

O leilão ocorre em duas fases. Para cada lote, os concorrentes realizam seus lances, que neste contexto representam as propostas de remuneração (RAP), em envelopes lacrados. O vencedor é o proponente que oferta a menor RAP, desde que a diferença entre esse valor e os

⁴ É a remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar seus ativos ao ONS e prestar o serviço público de transmissão aos usuários [21].

demais lances seja superior a 5%. Caso contrário, o leilão passa para o segundo estágio⁵, em que ocorrem lances sucessivos em viva-voz, com valor inicial igual ao menor lance da fase anterior, sendo o empreendedor vencedor o que ofertar o menor valor da RAP.

Podem participar do leilão empresas nacionais ou estrangeiras e fundos de investimentos em participações, individualmente ou em consórcio, que atendam as exigências de pré-qualificação jurídicas, técnicas, econômico financeira e de regularidade fiscal. Também é necessária a apresentação de garantias financeiras para apresentação do lance e não é permitida a participação de concessionárias de distribuição de energia elétrica [22].

No período compreendido entre 23/09/2003 e 12/07/2013 foram leiloados 180 lotes de instalações, com participação média de 3,8 concorrentes (participantes que realizaram lances) por lote e deságio médio de 30,72% (2003-2009) e 23,25% (2010-2013), como mostram os gráficos das Figuras 1 e 2. Observou-se que em apenas 18,45% dos casos o leilão é decidido no segundo estágio, através dos lances em viva-voz, como mostra a Tabela 1

Segundo [20] os altos deságios são explicados, em parte, pelo menor risco Brasil, pela maior rentabilidade esperada, e pelo grau de concorrência. Os autores também concluem, segundo estudo realizado a partir dos leilões ocorridos entre 1999 e 2010, que a probabilidade de vencer se deve, entre outros fatores, à existência de sinergias e ganhos de escala em virtude de a empresa já possuir investimentos na região do lote a ser leilado.

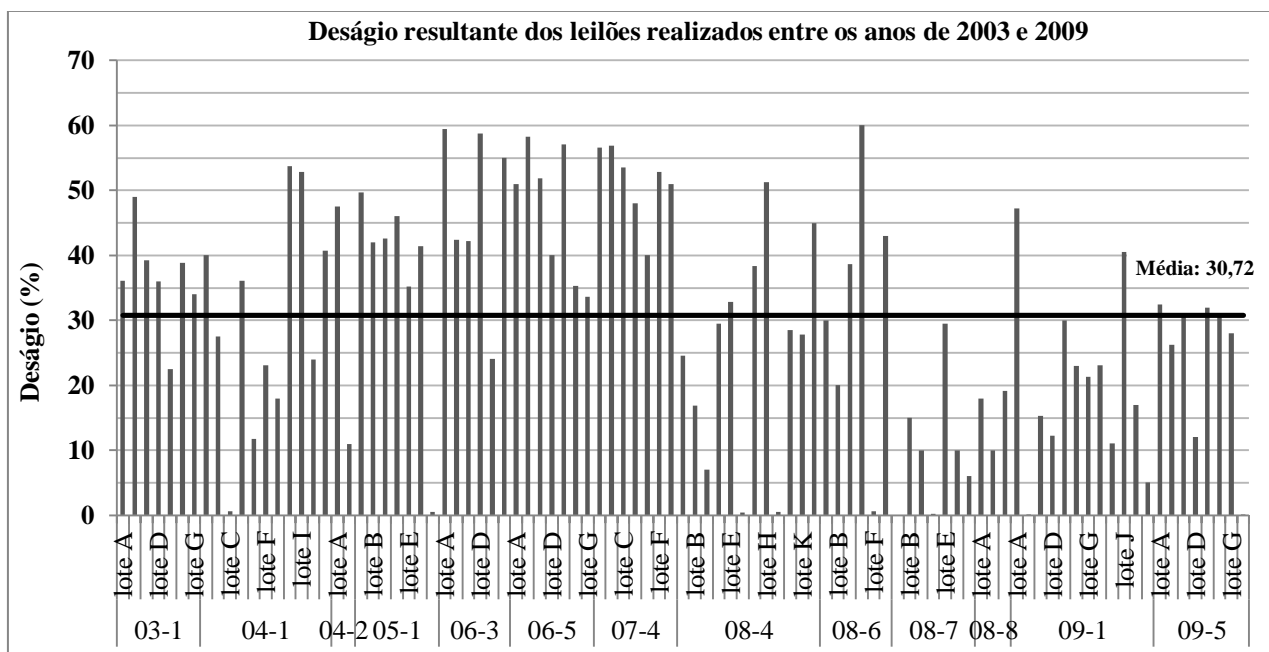


Figura 1 – Deságio resultante dos leilões realizados entre os anos de 2003 e 2009
 Fonte: Elaboração própria com base nos dados do *site* da BM&F BOVESPA [23].

⁵ Nesse estágio só participam os proponentes que submeteram lances iguais ou inferiores a 105% do menor lance [24].

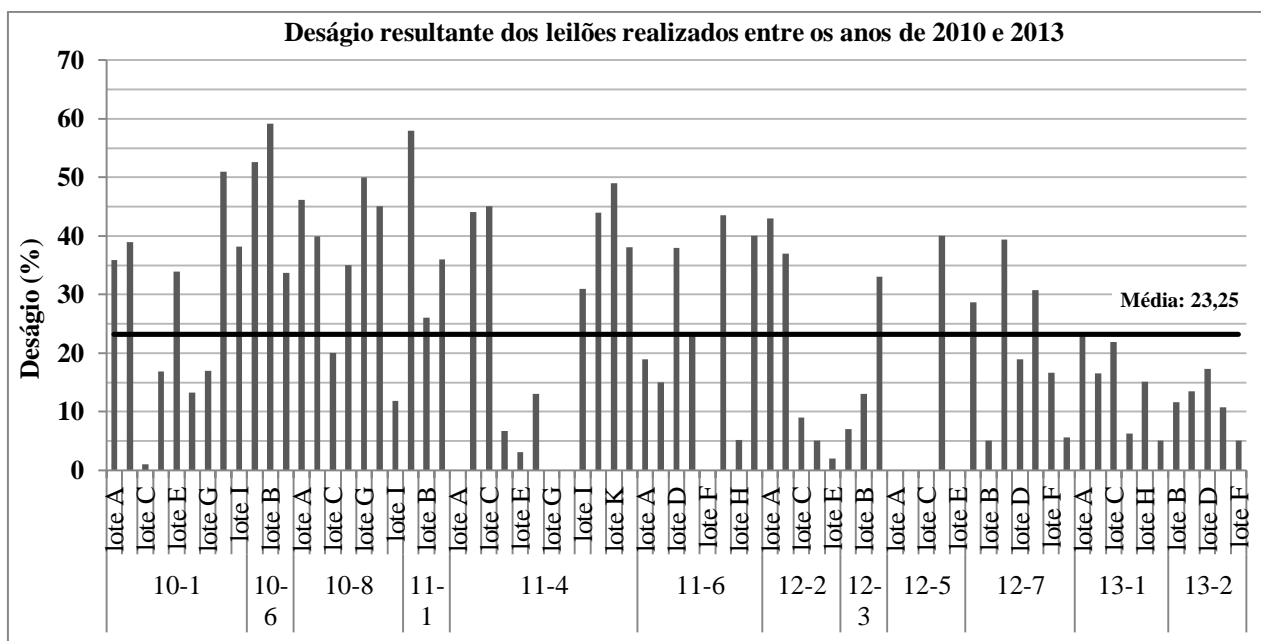


Figura 2 – Deságio resultante dos leilões realizados entre os anos de 2010 e 2013
 Fonte: Elaboração própria com base nos dados do *site* da BM&F BOVESPA [23].

Tabela 1 – Dados sobre os leilões de transmissão ocorridos entre os anos de 2003 e 2013

Ano	Nº de leilões (lotes) com proponentes	Nº de leilões com segundo estágio em viva-voz	Porcentagem dos leilões com segundo estágio em viva-voz
2003	7	1	14,29
2004	13	1	7,69
2005	7	1	14,29
2006	13	7	53,85
2007	7	2	28,57
2008	28	5	17,86
2009	20	3	15,00
2010	19	2	10,53
2011	23	3	13,04
2012	20	3	15,00
2013	11	3	27,27
Total	168	31	18,45

Fonte: Dados do *site* da BM&F BOVESPA [23].

O contrato de concessão assinado pela empresa vencedora tem prazo de trinta anos e estabelece que a Receita Anual Permitida será faturada pela transmissora, a cada mês civil, em valor correspondente a $RAP/12$, contra os usuários da Rede Básica, e será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Adicionalmente, consta revisão tarifária a cada cinco anos.

A determinação da necessidade de ampliação da Rede Básica, e consequentemente, da abertura de novas licitações de transmissão são baseadas nos estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ONS. Destaca-se o Plano Decenal de Energia (PDE), que apresenta o planejamento integrado da geração e transmissão de energia para um horizonte de 10 anos, o Programa de Expansão da Transmissão (PET), que apresenta o detalhamento do

planejamento para um horizonte de 4 anos e o Plano de Ampliação e Reforços (PAR), que estabelece as necessidades de expansão da Rede Básica, com horizonte de estudo de 3 anos.

Os estudos são compatibilizados e consolidados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que estabelece as diretrizes para cada leilão. Com base nas diretrizes publicadas em Portarias do MME, a ANEEL elabora o edital de cada leilão e o modelo dos contratos. Essa sistemática está representada no diagrama da Figura 3.

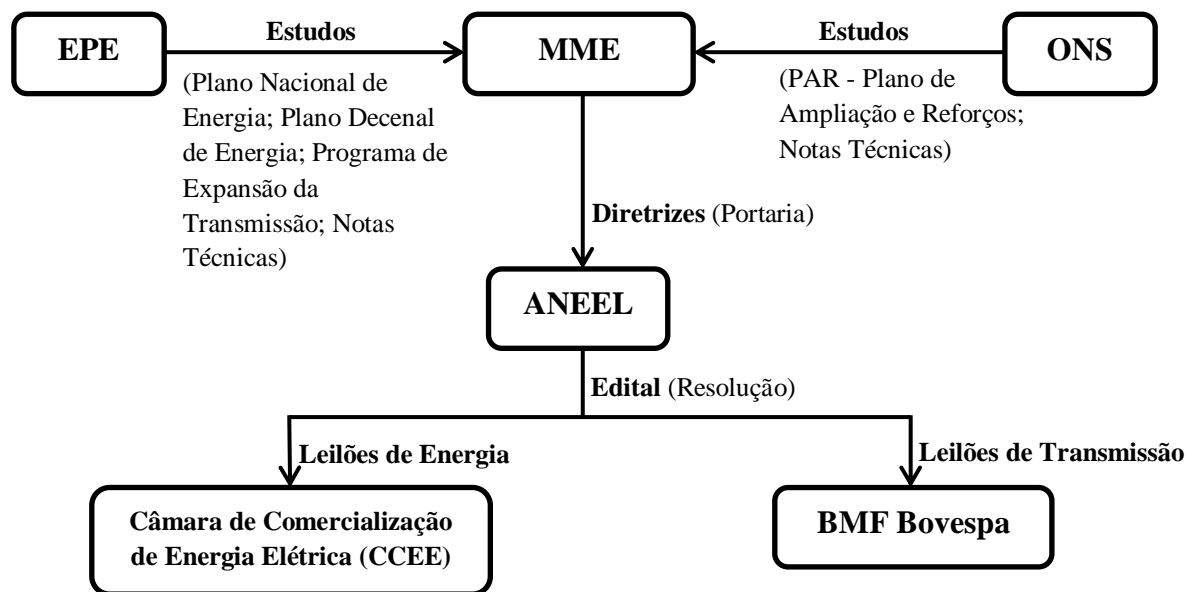


Figura 3 – Governança dos leilões
Fonte: Adaptado de [24].

Cabe ressaltar que a expansão do sistema compreende a ampliação, que representa um novo empreendimento de transmissão, licitado na modalidade de leilão, como visto nesta seção, e os reforços, que caracterizam instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações existentes, ou a adequação destas instalações.

Os reforços são autorizados à concessionária proprietária das instalações por meio de Resoluções Autorizativas emitidas pela ANEEL.

2.3 Relações contratuais

Além do contrato de concessão, a concessionária assina o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), que regula as condições de administração e coordenação, por parte do ONS, e da prestação de serviços de transmissão pela transmissora aos usuários da rede, e autoriza o ONS a praticar todos os atos necessários e suficientes para:

- Representá-la perante os usuários nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

- Atuar, por conta e ordem desta para apurar e administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão, decorrentes da aplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).
- Representá-la perante os usuários nos Contratos de Constituição de Garantia de pagamento (CCG).

O CUST é celebrado entre o Usuário e o ONS e tem por objetivo regular o uso da RB pelo Usuário e tratar da contratação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

Adicionalmente, o acessante de carga ou geração que se deseja conectar à RB ou às Demais Instalações de Transmissão deve celebrar o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT), que abrange os relacionamentos técnicos, operacionais e administrativos específicos referentes aos pontos de conexão, incluindo a definição das responsabilidades sobre a operação e manutenção das instalações. As relações contratuais mencionadas estão apresentadas no diagrama da Figura 4.

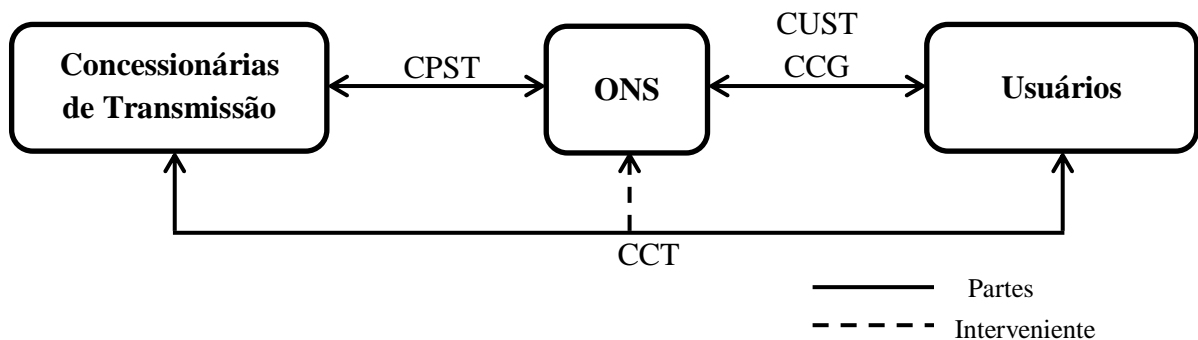


Figura 4 – Relações contratuais entre concessionárias, usuários e ONS
 Fonte: Adaptado do Submódulo 15.1 dos Procedimentos de Rede [25].

2.4 Remuneração das empresas de transmissão

Cada empresa de transmissão possui uma Receita Anual Permitida, que corresponde à soma das parcelas das receitas dos ativos das concessões outorgadas à mesma. Quando a concessão é decorrente de licitação, a sua receita permitida, ou seja, a soma das receitas dos ativos que a compõem, é estabelecida durante o leilão de transmissão, e corresponde à oferta da própria empresa. Por outro lado, as receitas permitidas associadas às concessões não licitadas foram regulamentadas, inicialmente, à época da reestruturação do setor.

Para que as transmissoras recebam a RAP referente às suas instalações que compõem a Rede Básica, os usuários pagam encargos de uso do sistema de transmissão, por meio de tarifas de uso e montantes de uso contratados. Mensalmente, o ONS faz a apuração e contabilização desses encargos, emitindo Avisos de Débito aos usuários e Avisos de Crédito às transmissoras, informando os valores a serem faturados. As tarifas são fixadas pela ANEEL

de forma que os encargos cobrados dos usuários cubram a receita de todas as concessionárias de transmissão [26].

A tarifa mencionada, denominada de TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão) é composta de três parcelas:

- 1) $TUST_{RB}$ – aplicável a todos os Usuários da Rede Básica. É calculada através da metodologia nodal – que dá o sinal econômico locacional, conforme preconizado em lei – a partir da RAP total da RB e da configuração da rede.
- 2) $TUST_{FR}$ – aplicável às concessionárias de distribuição pelo uso das DITs compartilhadas (quando são necessárias para conexão de mais de um agente) e de transformadores, com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV. A $TUST_{FR}$ leva em conta as parcelas da RAP associadas às instalações mencionadas, e é rateada pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão contratados pela respectiva concessionária de distribuição nos horários de ponta e fora de ponta.
- 3) $TUST_G$ – aplicável a todos os geradores usuários das redes de distribuição.

Quando as DITs são de uso exclusivo, ou seja, quando somente um agente necessita dessa instalação para sua conexão, a remuneração advém do encargo de conexão, previsto no CCT, celebrado entre transmissora e acessante.

A Receita Anual Permitida associada a cada ativo de transmissão é faturada pela empresa proprietária em pagamentos mensais, chamados de pagamentos base (PB), em virtude da disponibilização desses ativos ao ONS para operação do sistema. No entanto, quando os mesmos tornam-se indisponíveis, por responsabilidade da própria concessionária, é caracterizado a não prestação do serviço de transmissão, sendo prevista, de acordo com a regulamentação da qualidade do serviço de transmissão vigente, uma parcela de redução do PB, a Parcela Variável, como será visto a seguir.

3 APURAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

No atual modelo de prestação de serviço de energia elétrica, no qual as concessões para exploração dos serviços de geração, transmissão e distribuição são detidas por empresas distintas, é necessária a definição de padrões de qualidade para cada segmento, de forma a caracterizar a responsabilidade específica de cada agente dentro da cadeia de suas atividades, garantindo assim, a otimização da prestação de serviço, e ao consumidor final, o produto de forma ininterrupta e dentro dos padrões desejados [27, 28]. Essa exigência condiz com as Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e 9.074, de 7 de julho de 1995, que determinam a necessidade da prestação de serviços adequados e o estabelecimento de regulamentação específica acerca dos requisitos técnicos dos agentes envolvidos, em cada atividade.

Na transmissão, desde o início dos processos licitatórios de concessões, os CPSTs provenientes das licitações preveem a aplicação de uma parcela de redução da receita mensal das empresas de transmissão, chamada de Parcela Variável, na ocorrência de desligamentos programados ou forçados das funções de transmissão de suas propriedades. Esse mecanismo garante vínculo entre a receita auferida às empresas e a qualidade do serviço prestado, promovendo assim o incentivo à maximização da disponibilidade das instalações de transmissão e um melhor atendimento aos usuários do setor.

Por outro lado, até o ano de 2007, as concessões de transmissão não decorrentes de licitação não estavam sujeitas a quaisquer requisitos de qualidade do serviço prestado, o que acabava comprometendo a qualidade do serviço oferecido por estas empresas.

Assim, com intuito de estimular a melhoria do serviço prestado pelos agentes de transmissão, a ANEEL publicou em junho de 2007 a Resolução nº 270/2007, estabelecendo um conjunto de disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade de todas as instalações integrantes da Rede Básica, incluindo requisitos de desempenho dos equipamentos e tendo por princípio a aplicação da Parcela Variável.

Portanto, a partir da vigência da Resolução nº 270/2007 as instalações de transmissão não decorrentes de licitação passaram a estar sujeitas à PV, sendo a formulação matemática adotada para o seu cálculo semelhante à estabelecida nos CPSTs das instalações licitadas. Salienta-se que apesar da referida resolução agregar certas disposições relacionadas à qualidade do serviço de transmissão às instalações licitadas, os critérios de aplicação da PV estabelecidos nos CPSTs são mantidos.

Antes de tratar da Resolução nº 270/2007 em si, o que será feito no item 3.2, apresenta-se a seguir a definição de função de transmissão, necessária para o melhor entendimento da regulação da qualidade do serviço de transmissão.

3.1 Função de transmissão

Para realizar a apuração dos desligamentos e verificar o serviço prestado pelas concessionárias de transmissão era necessário definir como as instalações de transmissão seriam consideradas indisponíveis, com vista à aplicação da Parcela Variável [11]. Portanto, para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, foi definido um conjunto de instalações funcionalmente dependentes, chamado de Função de Transmissão (FT), compreendendo o equipamento principal e os complementares, como mostra a Tabela 2 [7].

Tabela 2 – Composição das funções de transmissão

FT - FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT - LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR - TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência 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.
CR - CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG - MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

Uma função de transmissão do tipo linha de transmissão (LT), por exemplo, é composta pelo equipamento principal, que corresponde à linha de transmissão propriamente dita, e pelos

equipamentos complementares, a exemplo das entradas de linha das subestações, ou ainda dos reatores em derivação ou equipamentos de compensação em série com a linha.

Cada função de transmissão possui uma receita mensal, chamada de Pagamento Base (PB), que é formada pela receita do equipamento principal e dos equipamentos complementares. O Pagamento Base, por sua vez, corresponde ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP) que cabe à FT. As funções de transmissão pertencentes a cada concessão e todas as informações pertinentes às mesmas, como os componentes que as compõem, seus Pagamentos Bases e capacidades operativas, estão descritas nos CPSTs firmados entre as transmissoras e o ONS.

A apuração da qualidade do serviço de transmissão é realizada para cada uma das FTs pertencentes à RB, com base nas suas disponibilidades e capacidades plenas de operação, como será visto no item 3.2.

3.2 A Resolução Normativa nº 270/2007

A Resolução nº 270/2007 governa o quadro regulatório que disciplina a qualidade do serviço de transmissão no Brasil. O Art. 4º da resolução estabelece que a qualidade dos serviços de transmissão será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FTs, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado, Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação, cada termo definido como:

- Desligamento Programado: indisponibilidade de uma função de transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;
- Outros Desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma função de transmissão não considerada como Desligamento Programado;
- Atraso na Entrada em Operação: atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova função de transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivos direta ou indiretamente imputáveis à concessionária de transmissão.

Os artigos 5º e 6º da referida resolução estabelecem que o PB de uma FT estará sujeito a reduções, através da aplicação da Parcela Variável Por Indisponibilidade (PVI), na ocorrência de desligamentos programados e/ou Outros Desligamentos; da Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária (PVRO), quando as funções de transmissão operam com a capacidade inferior à contratada; e da Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação, quando uma função de transmissão não inicia sua operação na data prevista, sendo o seu valor aplicado quando a FT começa a operar.

Além das parcelas PVI e PVRO, a Resolução nº 270/2007 dispõe que existe um número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo móvel de doze

meses, a partir do qual se aplica uma penalização, não em termos de PVI, mas na forma de multa, estabelecida pela Resolução nº 63/2005.

Adicionalmente, a Resolução nº 270/2007 prevê o direito às empresas não licitadas de um Adicional à RAP, que corresponde a uma receita adicional auferida àquelas que apresentam bom desempenho, segundo critérios que são expostos no item 3.2.3.

Considerando estas definições, o lucro de uma transmissora pode ser calculado através da equação (1) [9].

$$LA = (RAP - PV) - CA \quad (1)$$

onde,

LA é o lucro anual da transmissora; *RAP* é a Receita Anual Permitida da transmissora; *CA* é o custo anual, incluído operação, manutenção, amortização do investimento, entre outros; e *PV* é a Parcela Variável anual.

Dessa forma, quanto menor for a indisponibilidade dos ativos da empresa, menor será a dedução da receita permitida, incentivando a empresa a buscar um menor patamar de indisponibilidade possível.

Os critérios de aplicação das parcelas mencionadas, PVI e PVRO, assim como do Adicional à RAP são apresentados a seguir.

3.2.1 Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)

A PVI é a parcela a ser deduzida do Pagamento Base de uma FT por desligamentos programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da referida FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão.

A Resolução nº 270/2007 admite franquias, em horas/ano, para a duração dos desligamentos das FTs não licitadas, sejam estes programados ou Outros Desligamentos. Estas franquias, chamadas de Padrões de Duração de Desligamento, variam de acordo com o tipo de desligamento e com as classes das FTs, como será visto adiante. Portanto, há penalização, em termos da PVI, somente quando a duração acumulada dos desligamentos de uma dada FT no período contínuo móvel de 12 meses ultrapassa a franquia estabelecida. Essa regra não é aplicável às instalações licitadas, as quais estão sujeitas à PVI para qualquer desligamento superior a um minuto, salvo exceções dispostas na referida norma.

Adicionalmente, a Resolução nº 270/2007 prevê para o cálculo da PVI, realizado através da equação (2), a utilização de fatores multiplicadores *Kp*, para os desligamentos programados, e *Ko*, para os Outros Desligamentos, que intensificam a penalização.

$$PVI = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times \left(\sum_{i=1}^{Np} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{i=1}^{No} Ko_i \times DVOD_i \right) \quad (2)$$

Onde,

PB	Pagamento Base da FT
D	Número de dias do mês de ocorrência
$\Sigma DVDP$ e $\Sigma DVOD$	Somatórios da duração verificada de desligamento programado e da duração verificada de Outros Desligamentos, cuja regra de cálculo é explicada posteriormente.
Np	Número de desligamento programado da FT ocorrido ao longo do mês
Kp	Fator multiplicador para desligamento programado
No	Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês
Ko	Fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Nesta equação este fator será reduzido para Kp após o 300º minuto.

A equação (2) contempla uma parcela de penalização associada aos desligamentos programados, utilizando um fator multiplicador Kp , e uma parcela associada aos Outros Desligamentos, utilizando um fator multiplicador Ko , significativamente maior do que o Kp . Esse fato promove um incentivo à realização preferencial de manutenções preventivas e adoção de ações rápidas visando o reestabelecimento do equipamento em falha no menor tempo possível.

A Resolução nº 270/2007 determina que após a quinta hora de um desligamento não programado, o fator Ko é substituído pelo fator Kp , já que geralmente nestes casos a indisponibilidade decorre de falhas de grande porte, que necessitam de maior tempo para restabelecimento, ou seja, dessa forma não se imputaria à empresa maiores ônus.

A parcela $PB/1440 \times D$ representa a remuneração por minuto de uma dada FT. Portanto, o valor que a concessionária deixa de receber (PVI) corresponde à remuneração equivalente ao tempo de indisponibilidade, multiplicada pelo fator Kp , no caso de desligamento programado, ou Ko , no caso de Outros Desligamentos.

Os valores das parcelas $\Sigma DVDP$ e $\Sigma DVOD$, que compõem a equação (2), são apurados em janelas móveis de 12 meses, de acordo com a seguinte regra:

- a) Se⁶, no período contínuo de onze meses anteriores ao mês de apuração, a duração acumulada dos desligamentos programados for igual ou superior à correspondente franquia, será considerado, para efeito de cálculo da PVI, o valor do respectivo somatório das durações ocorridas no mês, ou seja:

$$\Sigma DVDP = \Sigma DVDP_{\text{mês de apuração}}$$

⁶ A mesma lógica é válida para o $\Sigma DVOD$ (Outros Desligamentos)

b) Se⁷, no período contínuo de onze meses anteriores ao mês de apuração, a duração acumulada dos desligamentos programados for inferior à correspondente franquia, dois cenários podem ocorrer:

b-1) Se a duração acumulada no período de 11 meses anteriores ao mês de apuração acrescida da duração acumulada do mês de apuração ultrapassar a franquia, será considerado para efeito de cálculo da PVI, o valor da duração acumulada no referido período que supera a franquia, ou seja:

$$\Sigma DVDP = \Sigma DVDP_{\text{mês de apuração}} + \Sigma DVDP_{11 \text{ meses anteriores}} - \text{franquia}$$

b-2) Se a duração acumulada no período de 11 meses anteriores ao mês de apuração acrescida da duração acumulada do mês de apuração não ultrapassar a franquia, então não ocorre PVI, ou seja: $PVI = 0$

Os Padrões de Duração e os fatores K_o e K_p estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Padrões de Desligamentos e fatores K_o e K_p

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator K_o	Fator K_p	
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)				
LT	≤5km(*)	26	0,5	1	150	10	
	>5km e ≤50km(*)	26	1	1			
	>50km – 230kV	21	1,5	3			
	345kV	21	1,5	2			
	440kV	38	1,5	2			
	500kV	38	2	2			
	750kV	38	2,3	3			
	Cabo Isolado(*)	54	0,5	não possui	50	2,5	
TR	≤345kV	21	1	1	150	10	
	>345kV	27	1	1			
CR	REA	≤345kV	58	2	150	10	
		>345kV	26	1,5			1
	CRE	(*)	73	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	666 (**)	17	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3	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

⁷ A mesma lógica é válida para o $\Sigma DVOD$ (Outros Desligamentos)

TR- Transformação
 CR- Controle de Reativo
 REA- Reator
 CRE- Compensador Estático
 CSI- Compensador Síncrono
 BC- Banco de Capacitor
 CSE- Compensação Série

Para fins ilustrativos, será apresentado a seguir um exemplo hipotético com aplicação dessas regras.

Uma linha de transmissão de 230 kV falha pela primeira vez no mês de fevereiro (Outro Desligamento). A indisponibilidade dura 30 min, como mostra a Tabela 4. De acordo com a Tabela 3, a franquia da classe de linhas de transmissão de 230 kV é de 1,5 horas/ano. Como esse é, por hipótese, o primeiro desligamento dessa FT e a duração verificada (30 min) é menor do que a franquia (90 min), não ocorre PVI, como determina a regra (b-2). Os desligamentos dos meses de março e abril também não geram PVI, pois se enquadram na mesma regra. Em agosto ocorre nova indisponibilidade, novamente de 30 minutos. A duração acumulada dos 11 meses anteriores é de 70 minutos, porém a duração acumulada considerando o mês de apuração (agosto) é de 100 minutos, o que excede em 10 minutos a franquia. Esse desligamento se enquadra, portanto, na regra (b-1). O valor da PVI é calculado através equação (2), com $\Sigma DVOD = 10$. Em novembro ocorre um novo desligamento, que se enquadra na regra (a), já que a franquia já foi excedida nos meses anteriores. Assim, a PVI referente ao mês de novembro é calculada com $\Sigma DVOD = 15$.

Tabela 4 – Dados do exemplo

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Duração do desligamento	-	30	20	20	-	-	-	30	-	-	15	-
Duração acumulada	0	30	50	70			100			115		
Regra Aplicada		b-2						b-1			a	

Em determinadas situações os desligamentos não são computados para a apuração da PVI, como por exemplo:

- Desligamentos com duração inferior a 1 (um) minuto;
- Desligamentos para implantação de Ampliação, Reforço ou Melhorias, desde que constem no Programa Mensal de Intervenções, definido nos Procedimentos de Rede;
- Desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivos 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 de transmissão, ou instalações não integrantes da Rede Básica, com exceção dos casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão;
- Desligamento decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência ou por motivo de segurança de terceiros; entre outros.

Ainda, caso a concessionária de transmissão cancele com menos de 5 dias de antecedência um desligamento já programado e aprovado pelo ONS será descontado o equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado, exceto nos casos previstos nos Procedimentos de Rede.

3.2.2 Parcela Variável por Restrição Operativa (PVRO)

A PVRO é a parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria FT.

A existência de restrição operativa temporária em uma FT significa que o serviço de transmissão contratado não está sendo prestado em sua totalidade. Desse modo, a transmissora não faz jus ao recebimento da receita plena associada à FT com restrição.

A PVRO não possui nenhuma franquia associada e seu cálculo, realizado através da equação (3), não considera nenhum fator multiplicador.

$$PVRO = \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{l=1}^{NRL} ROL_l \times DROL_l + \sum_{c=1}^{NRC} ROC_c \times DROC_c \right) \quad (3)$$

Onde,

<i>PB</i>	Pagamento Base da FT
<i>D</i>	Número de dias do mês
<i>ROL</i>	Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração
<i>ROC</i>	Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração
<i>DROL</i>	Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorra durante o mês
<i>DROC</i>	Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorra durante o mês
<i>NRL</i>	Número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês
<i>NRC</i>	Número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês

A redução proporcional da capacidade operativa é calculada em função da capacidade contratada como mostra a equação (4).

$$RO (\%) = \left(1 - \frac{\text{Capacidade temporária}}{\text{Capacidade contratada}} \right) \times 100 \quad (4)$$

A parcela $PB/1440 \times D$ representa a remuneração por minuto de uma dada FT, portanto, em caso de restrição operativa de suas funções de transmissão, a concessionária deixa de receber a receita equivalente à capacidade indisponível.

3.2.3 Adicional à RAP

É considerado um adicional financeiro, para cada ciclo tarifário, como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, sendo este pago por parte da PVI arrecadada.

O ONS efetua anualmente o cálculo dos adicionais financeiros à RAP por desempenho de disponibilidade associados a cada concessionária de transmissão, de forma a serem considerados nas respectivas parcelas de ajuste⁸ (PA) do ciclo tarifário seguinte.

O valor do adicional financeiro à RAP, calculado a partir da equação (5), é creditado à cada FT se a duração de Outros Desligamentos desta, acumulada no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este, for igual ou inferior ao correspondente valor definido na Tabela 5. Se esse critério for atendido, a FT pode receber o adicional por desligamentos programados, calculado pela equação (6), desde que a duração dos desligamentos programados da FT, acumulada no período já citado, seja igual ou inferior ao correspondente valor da Tabela 5.

$$ADICIONAL_{\text{Outros Desligamentos}} = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_o \times \overline{DVOD}_f \quad (5)$$

Onde,

PB	Pagamento Base da FT em base anual
D	30
K_o	Fator de Outros Desligamentos, conforme consta na Tabela 3
\overline{DVOD}_f	Percentil de 25% da duração de Outros Desligamentos, conforme consta na Tabela 5

$$ADICIONAL_{\text{desligamentos programados}} = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \overline{DVDP}_f \quad (6)$$

Onde,

PB	Pagamento Base da FT em base anual
D	30
K_p	Fator de desligamentos programados, conforme consta na Tabela 3
\overline{DVDP}_f	Percentil de 25% da duração de desligamentos programados, conforme consta na Tabela 5

⁸ São valores de ajuste para o novo ciclo tarifário, a serem adicionados ou deduzidos das receitas permitidas de cada concessão de transmissão [29].

Tabela 5 – Percentil de 25% da duração de desligamentos

Função Transmissão	Família de Equipamento	Percentil de 25% da Duração de Desligamento		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	
LT	≤5km(*)	0	0	
	>5km e ≤50km(*)	1,64	0	
	>50km – 230kV	1,19	0,02	
	345kV	0,06	0,03	
	440kV	0,85	0	
	500kV	2,69	0	
	750kV	6,7	0,36	
	Cabo Isolado(*)	6,51	0	
TR	≤345kV	1,49	0	
	>345kV	3,69	0	
CR	REA	≤345kV	2,21	0
		>345kV	2,12	0
	CRE	(*)	13,64	2,23
	CSI	(*)	49,14	0,56
	BC	(*)	3,85	0
	CSE	(*)	0,15	0,1

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

Salienta-se que o valor total do adicional financeiro à RAP, a ser creditado ao conjunto de todas as concessionárias de transmissão está limitado a 30% da soma das PVI de todas as FTs da RB, liquidadas no período contínuo de 12 meses anteriores ao mês de maio, incluindo este.

Assim, pode ocorrer que o montante referente à soma dos adicionais de todas as FTs da RB seja maior do que os referidos 30%. Nesse caso, o adicional que cada concessionária recebe é dado pela equação (7).

$$AFR_i = \left(\frac{\sum AFR_i}{\sum AFR_k} \right) \times 0,3 \times \sum PVI \quad (7)$$

Onde,

AFR_i	Adicional financeiro à RAP a ser creditado à concessionária de transmissão i
$\sum AFR_i$	Somatório dos adicionais financeiros vinculados às FTs da concessionária de transmissão i
$\sum AFR_k$	Somatório dos adicionais financeiros à RAP atribuídos a todas as concessionárias de transmissão
$\sum PVI$	Somatório de todas as parcelas variáveis por indisponibilidade de instalações da RB, liquidadas durante o período citado anteriormente

O adicional à RAP não constitui, portanto, encargo adicional aos usuários de Rede Básica, pois é coberto por parte das penalizações aplicadas às concessionárias. Dessa forma, ao menos 70% da receita reduzida das transmissoras retornam aos usuários da Rede Básica como contrapartida ao serviço não prestado e até 30% permanece com as melhores concessionárias na forma de incentivo de desempenho.

3.2.4 Limite das Penalizações

As penalizações financeiras, equivalentes à PV (PVI + PVRO), estão sujeitas a limitações, de acordo com os seguintes critérios:

1. A penalização referente à soma dos valores da PV de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitada a 50% do valor do PB da FT, deslocando-se para o(s) mês(es) subsequente(s) o saldo que restar.
2. A penalização referente à PV de uma FT para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitada a 25% do somatório dos Pagamentos Base da FT no mesmo período.
3. A penalização referente aos valores da PV de todas as FTs de uma concessão, no período contínuo de doze meses, estará limitada a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

Alcançando-se os limites 2 ou 3, a concessionária de transmissão estará sujeita à penalidade de multa, aplicada nos termos da Resolução Normativa nº 63, entre outras previstas na legislação e no contrato de concessão.

3.3 Resolução Normativa nº 512/2012

Apesar de estarem previstas reavaliações para o padrão de duração de desligamentos e para os fatores K_o e K_p em intervalos de 2 anos, somente em 30 de outubro de 2012, através da Resolução nº 512/2012, ocorreu a primeira atualização (valores apresentados na Tabela 3 e Tabela 5). A proposta para essa alteração foi apresentada na nota técnica nº 85 de junho de 2012. Esse documento estabeleceu, com base no desempenho das funções de transmissão não licitadas da Rede Básica verificado durante o período de 1º de julho de 2008 a 30 de junho de 2011, os seguintes critérios:

1. Para os padrões de duração de desligamentos programados

A metodologia da Resolução nº 270/2007 objetiva sinalizar a realização preferencial de manutenções preventivas e com isso promover a redução do número de desligamentos intempestivos, que acarretam consequências indesejáveis à operação e também aos usuários do sistema.

Observa-se, de acordo com a Tabela 6, que após o início da aplicação da Resolução nº 270/2007, as instalações não licitadas tiveram melhoria de desempenho, e ainda alcançou-se o

objetivo inicial da regulamentação, que era promover a melhoria de desempenho de 30% das FTs. Portanto, foi proposta a manutenção dos padrões estabelecidos na Resolução nº 270/2007 para os desligamentos programados.

Tabela 6 – Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão de duração de desligamento programado estabelecido na Resolução nº 270/2007

Função Transmissão	Família de Equipamento	Valor original do padrão de duração de desligamento programado (hora/ano)	Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão (%) – período de 2008 a 2011	
LT	Autorizadas com cabo enterrado	54	100	
	≤5km(*)	26	100	
	>5km e ≤50km(*)	26	99	
	>50 km			
	230kV	21	97	
	345kV	21	99	
	440kV	38	98	
	500kV	38	99	
	750kV	38	100	
TR	≤345kV	21	95	
	>345kV	27	90	
CR	REA	≤345kV	58	90
		>345kV	26	85
	CRE	(*)	73	100
	CSI	(*)	333	85
	BC	(*)	46	90
	CSE	(*)	20	90

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

2. Para os padrões de duração de Outros Desligamentos

Foi proposta a redução desse indicador, com o objetivo de complementar o incentivo à realização de desligamentos programados e contemplar parte da melhoria do desempenho apresentada no período de 2008 a 2011. Os novos padrões de duração de Outros Desligamentos foram obtidos a partir das regras listadas a seguir.

- se a porcentagem das FTs que superaram o padrão original da Resolução nº 270/2007, no período de 2008 a 2011, foi igual ou superior a 85%, propôs-se como novo parâmetro o valor de duração considerando o percentil de 80%;
- se a porcentagem das FTs que superaram o padrão original da Resolução nº 270/2007, no período de 2008 a 2011, foi igual a 80%, propôs-se como novo parâmetro o valor de duração considerando o percentil de 75%;

- c) se a porcentagem das FTs que superaram o padrão original da Resolução nº 270/2007, no período de 2008 a 2011, foi igual a 75%, propôs-se como novo parâmetro o valor de duração considerando o percentil de 70%;
- d) se a porcentagem das FTs que superaram o padrão original da Resolução nº 270/2007, no período de 2008 a 2011, foi igual ou inferior a 70%, propôs-se a manutenção do padrão que consta na Resolução nº 270/2007.

A Tabela 7 mostra a porcentagem das FTs com desempenho superior aos padrões originais da Resolução nº 270/2007, para Outros Desligamentos.

Tabela 7 – Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão de duração de Outros Desligamentos estabelecido na Resolução nº 270/2007

Função Transmissão	Família de Equipamento	Valor original do padrão de duração de Outros Desligamentos (hora/ano)	Porcentagem das FTs com desempenho superior ao padrão (%) – período de 2008 a 2011	
LT	Autorizadas com cabo enterrado	22	100	
	≤5km(*)	0,5	70	
	>5km e ≤50km(*)	1,4	85	
	>50 km			
	230kV	2,5	80	
	345kV	1,5	70	
	440kV	2,8	85	
	500kV	2,3	80	
	750kV	2,3	40	
TR	≤345kV	2	85	
	>345kV	2	80	
CR	REA	≤345kV	2	65
		>345kV	2	80
	CRE	(*)	34	90
	CSI	(*)	17	50
	BC	(*)	3	60
	CSE	(*)	6	75

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

3. Para os padrões utilizados no cálculo do adicional à RAP:

Para o estabelecimento dos valores a serem considerados para o adicional à RAP, é adotado o indicador de duração de desligamento cujo valor corresponde ao percentil de 25% da distribuição do desempenho de cada família de equipamentos.

A Tabela 8 mostra que as linhas de transmissão de 750 kV (desligamentos programados e Outros Desligamentos), compensadores estáticos (Outros Desligamentos), compensadores

síncronos (Outros Desligamentos) e as compensações séries (desligamentos programados e Outros Desligamentos) tiveram desempenho inferior ao estabelecido na Resolução nº 270/2007 (25%). Propôs-se para estas FTs a manutenção dos padrões originais e para as FTs que apresentaram um desempenho superior ao estabelecido na Resolução nº 270/2007 um ajuste dos padrões, sendo os mesmos calculados a partir do percentil de 25% do desempenho no período de 2008 a 2011, tendo como referência a base completa de desligamentos.

Tabela 8 – Porcentagem das FTs que atenderam aos padrões originais da Resolução nº 270/2007 referentes ao adicional à RAP

Função Transmissão	Família de Equipamento	Valor original do percentil de 25% da duração de desligamento		Porcentagem das FTs que atenderam aos padrões – período de 2008 a 2011		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)	Desligamento Programado (%)	Outros Desligamentos (%)	
LT	≤5km(*)	4,3	0,1	55	60	
	>5km e ≤50km(*)	4,3	0,1	50	60	
	>50km – 230kV	3,8	0,14	45	40	
	345kV	3,8	0,15	45	40	
	440kV	6,7	1,1	70	75	
	500kV	6,7	0,36	60	55	
	750kV	6,7	0,36	5	10	
	Cabo Isolado(*)	23,5	0,7	100	85	
TR	≤345kV	4,7	0,06	50	50	
	>345kV	7,2	0,06	40	40	
CR	REA	≤345kV	4,3	0,06	45	50
		>345kV	2,4	0,06	25	55
	CRE	(*)	25,5	2,23	65	10
	CSI	(*)	49,5	0,56	25	10
	BC	(*)	5	0,06	30	30
	CSE	(*)	0,15	0,1	10	15

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

4. Para os fatores multiplicadores K_o e K_p

No texto original da Resolução nº 270/2007, os fatores multiplicadores K_o e K_p eram divididos em duas categorias – ano 1 e ano 2. Na primeira os fatores eram menos exigentes e, como o próprio nome sugere, aplicava-se ao primeiro ano de vigência da metodologia. Com isso as transmissoras com outorgas não licitadas poderiam adequar os métodos, critérios e logística para lidar com as intervenções nas diversas FTs.

Após o término do segundo ano de vigência da Resolução nº 270/2007, os fatores K_p e K_o foram prorrogados pelas Resoluções nº 405, de 06 de julho de 2010, e 441, de 12 de julho de 2011. A nota técnica nº 085/2012 propôs a manutenção desses fatores.

Assim como ocorreu no período anterior à criação da Resolução nº 270/2007, as empresas envolvidas poderiam contribuir para o processo de atualização da resolução, nesse caso através da audiência pública nº 043/2012. Destaca-se que várias empresas fizeram críticas ao fator Ko e propuseram um escalonamento do mesmo. A CHESF, por exemplo, alegou que “*a prática tem mostrado dificuldades na operação em tempo real na condução da recomposição do sistema elétrico pelo stress do fator $Ko=150$* ”, e sugeriu um Ko igual a 50 para os primeiros 100 minutos, Ko igual a 100 no período de 101 minutos a 200 minutos, e Ko igual a 150 no período de 201 minutos a 300 minutos. Em resposta, a ANEEL contrapôs que o fator Ko igual a 150 é um incentivo para o retorno mais rápido da FT e negou a sugestão.

4 EXEMPLOS DE APURAÇÃO DA QUALIDADE DA TRANSMISSÃO EM OUTROS PAÍSES

A existência de mecanismos regulatórios que promovem a melhoria da qualidade do serviço de transmissão, a partir da apuração de indicadores de desempenho e incentivo financeiro, é relativamente recente no contexto mundial, mas vem se tornando mais frequente.

Foi identificado que países como Argentina, Colômbia, Estados Unidos, França, Holanda, Noruega, Inglaterra, Austrália, entre outros, possuem tais mecanismos, sendo parte da pesquisa realizada apresentada em [30]. Este capítulo apresenta os modelos de apuração da qualidade de transmissão presentes na Colômbia, Inglaterra e Austrália, a título de exemplo, pois os mesmos possuem características bastante diversificadas.

O intuito desta pesquisa foi identificar quais são as práticas adotadas no mundo, os parâmetros considerados e seus pontos positivos e negativos, criando com isso uma base para o estudo da consideração da importância sistêmica na metodologia de cálculo da Parcela Variável no Brasil, que será apresentado no próximo capítulo.

4.1 Colômbia

4.1.1 Características do setor elétrico

No início da década de 90 a Colômbia passou por um processo de reestruturação do setor elétrico. O novo marco regulatório aconteceu em 1994, com a promulgação das Leis 142 (Lei de Serviços Públicos) e 143 (Lei Elétrica), que criaram o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e os mecanismos de competição do setor [31].

A operação do Sistema é de responsabilidade da “Compañía de Expertos em Mercado S.A. E.S.P.” (XM), que também tem a função de administrador do sistema de intercâmbios comerciais e das contas de encargos pagos pelo uso das redes do sistema elétrico.

A atividade de transmissão na Colômbia é desenvolvida por várias empresas, com destaque para *Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)* e sua filial *Transelca*, que em conjunto detêm 80% da infraestrutura de transmissão do *Sistema de Transmisión Nacional (STN)*. Entende-se por STN o conjunto de linhas e respectivos módulos de conexão que operam com tensão igual ou superior a 220 kV (220 kV, 230 kV e 500 kV).

O setor elétrico colombiano é altamente dependente de fontes hídricas, com participação de 64% da capacidade instalada contra 30,8% de fontes térmicas, com predominância de geração a gás.

Na Colômbia existe um Mercado Elétrico Atacadista (*Mercado de Energía Mayorista - MEM*), onde geradores e comercializadores públicos, privados e mistos realizam transações de compra e venda de energia de curto ou longo prazo.

Os usuários se dividem em regulados (UR) e não regulados (UNR). Ambos compram energia por intermédio de comercializadores, mas apenas os UNR podem negociar o preço da energia de forma livre e direta. Os UR, por sua vez, compram energia de acordo com as tarifas definidas pelo regulador (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG).

As receitas permitidas das transmissoras dependem do tipo de outorga de concessão, assim como ocorre no Brasil. Se os ativos fazem parte da rede existente até 31 de dezembro de 1999, a receita se baseia na valoração das unidades construtivas e nos custos de administração, operação e manutenção. Por outro lado, se a concessão é resultante do mecanismo de audiências públicas então a receita corresponde ao valor proposto pela empresa.

O montante necessário para remunerar as transmissoras advém de encargos de uso do STN cobrados exclusivamente da demanda.

4.1.2 Apuração da qualidade do serviço de transmissão

A qualidade do serviço de transmissão na Colômbia é apurada de acordo com a Resolução CREG nº 11 de 2009 [32]. Essa resolução estabelece limites relacionados à indisponibilidade dos ativos de transmissão e prevê reduções da remuneração mensal da transmissora, chamadas de compensações.

As compensações fundamentam-se em quatro parâmetros:

1. Duração das indisponibilidades dos ativos de transmissão.
2. Indisponibilidades originadas de catástrofes naturais ou atos de terrorismo.
3. Porcentagem da energia não suprida com relação à previsão horária de carga definida no despacho econômico.
4. Ativos que deixam de operar em decorrência da indisponibilidade de outro ativo.

As metodologias de cálculo das compensações referentes aos parâmetros mencionados são apresentadas nas seções seguintes.

4.1.2.1 Compensação por duração da indisponibilidade

Para fins de cálculo dessa parcela a duração da indisponibilidade de um ativo k é determinada de acordo com a equação (8).

$$HID_{m,k} = \sum_{i=1}^n H_{i,k} \times \left(1 - \frac{CR_{i,k}}{CN_k}\right) \quad (8)$$

Onde,

$HID_{m,k}$	Horas de indisponibilidade do ativo k durante o mês de apuração m
i	Evento de indisponibilidade
n	Número total de indisponibilidades do ativo k durante o mês m
$H_{i,k}$	Duração da i -ésima indisponibilidade para o ativo k
$CR_{i,k}$	Capacidade disponível do ativo k durante a indisponibilidade i
CN_k	Capacidade nominal do ativo k

Assim como ocorre no Brasil, são previstas franquias para a duração das indisponibilidades dos ativos de transmissão ($MHAI_k$), como mostra a Tabela 9. No entanto, a franquia pode ser ajustada (reduzida), como mostra a equação (9).

$$MHAIA_{m,k} = MHAI_k - 0,5 \times (SCE_{m,k} + CPSM_{m,k} + ENR_{m,k}) \quad (9)$$

Onde,

$MHAIA_{m,k}$	Franquia do ativo k , ajustada para o mês m (horas/ano)
$MHAI_k$	Franquia para o ativo k , como consta na Tabela 9 (horas/ano)
$SCE_{m,k}$	Número acumulado de pedidos de manutenção ou desconexão de emergência, para o ativo k , contabilizados em uma janela móvel de 12 meses que termina no mês m
$CPSM_{m,k}$	Número acumulado de mudanças do programa semestral de manutenção para o ativo k , contabilizadas em uma janela móvel de 12 meses que termina no mês m
$ENR_{m,k}$	Número acumulado de eventos não reportados dentro dos prazos estabelecidos em regulamentação, para o ativo k , durante uma janela móvel de 12 meses que termina no mês m

Tabela 9 – Número máximo permitido de horas de indisponibilidade (franquia)

Ativos	Número máximo permitido de horas/ano de indisponibilidade ($MHAI$)
Módulo de Entrada de Linhas	15
Módulo de conexão de Transformação	15
Módulo de conexão de Compensação	16
Módulo de Barramento	15
Módulo de Compensação	15
Autotransformador	28
Linha de 220 kV ou 230 kV	20
Linha de 500 kV	37
Outros Ativos	10

A compensação só existe quando o número de horas acumuladas de indisponibilidade em um período de 12 meses que termina no fim do mês de apuração ($HIDA_{m,k}$) ultrapassa a franquia ajustada ($MHAIA_{m,k}$).

Quando $HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$, o valor mensal da compensação (CIM) é calculado a partir da equação (10).

$$CIM_{m,k} = \frac{HC_{m,k}}{H_m} \times IMR_{m,k} \quad (10)$$

Onde,

$CIM_{m,k}$	Compensação do mês m , para o ativo k (\$)
$HC_{m,k}$	Horas de indisponibilidade que excedam o <i>MHAIA</i> referente ao ativo k , calculado para o mês m
H_m	Horas do mês m
$IMR_{m,k}$	Remuneração mensal referente ao ativo k (\$)

A parcela $HC_{m,k}$ não deve contabilizar as horas sobre as quais já foram aplicadas penalizações, portanto:

$$HC_{m,k} = \max(0; HIDA_{m,k} - MHAIA_{m,k} - THC_{m-1,k}) \quad (11)$$

Onde,

$HIDA_{m,k}$	Horas de indisponibilidades do ativo k em um período de 12 meses que termina no fim do mês de apuração m .
$THC_{m-1,k}$	Total de horas de indisponibilidade no período de 11 meses anteriores ao mês de apuração que excederam o <i>MHAIA</i> e sobre as quais já foram aplicadas compensações referentes ao ativo k (horas)

Pelo que foi apresentado, observa-se que o conceito envolvido na metodologia de determinação da compensação por duração de indisponibilidade é similar ao da Resolução nº 270/2007. Em resumo, pode-se fazer a seguinte comparação:

Penalização por duração da indisponibilidade	
Resolução nº 270/2007 (Brasil)	Creg nº 11/2009 (Colômbia)
Existência de franquias (para cada classe de FT) fixas.	Existência de franquias (para cada classe de ativo) que são ajustadas para cada mês.
Apuração da duração dos desligamentos para um período contínuo de 12 meses.	Apuração da duração dos desligamentos para um período contínuo de 12 meses.
Inexistência de franquias associadas à penalização por restrição operativa.	A penalização por restrição operativa é calculada considerando as franquias.
Existência dos fatores multiplicadores K_o e K_p	Não são utilizados fatores multiplicadores.
Os desligamentos programados também geram penalizações para a concessionária.	Os desligamentos que constam no <i>Programa Semestral de Manutenção</i> são excluídos da apuração.

4.1.2.2 Compensação por catástrofes naturais ou atos de terrorismo

A remuneração mensal do ativo indisponível por causa de catástrofes naturais ou atos de terrorismo não é reduzida nos primeiros seis meses contados a partir da ocorrência do evento. Após esse período inicia-se a aplicação das compensações, como mostra a equação (12).

$$IMRT_{m,k} = \left[1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right] \times IMR_{m,k} \quad (12)$$

onde,

$IMRT_{m,k}$ representa a remuneração mensal do ativo \mathbf{k} nas condições referidas, $IMR_{m,k}$ é a remuneração mensal regulada do ativo em questão e mi é o número de meses decorridos a partir da ocorrência do evento.

A equação (12) representa uma diminuição gradativa de $IMR_{m,k}$ no período do sétimo ao décimo primeiro mês após o evento. Após o décimo primeiro mês, a remuneração torna-se nula.

4.1.2.3 Compensação por energia não suprida ou por deixar outros ativos inoperantes

Está prevista uma compensação para as indisponibilidades que resultam em Energia Não Suprida (ENS) ou na impossibilidade de operação⁹ de outro(s) ativo(s).

O cálculo dessa parcela depende das condições da ocorrência, sendo previstas três possibilidades:

- Quando as horas acumuladas de indisponibilidade são menores ou iguais ao número máximo ajustado de horas de indisponibilidade ($HIDA_{m,k} \leq MHAIA_{m,k}$) e a energia não suprida não ultrapassa em nenhum momento o valor de 2% da previsão horária de demanda definida no despacho econômico, não ocorre compensação.
- Quando as horas acumuladas de indisponibilidade são maiores do que o número máximo ajustado de horas de indisponibilidade ($HIDA_{m,k} > MHAIA_{m,k}$) e a energia não suprida não ultrapassa em nenhum momento o valor de 2%, então pode ocorrer uma penalização caso a indisponibilidade de um ativo implique na impossibilidade de operação de outro(s) ativo(s). Nesse caso, recorre-se à equação (13).

$$CANO_{i,m,k} = \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} \times \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \quad (13)$$

Onde,

$CANO_{i,m,k}$	Compensação do ativo \mathbf{k} , pela indisponibilidade \mathbf{i} , que resultou em energia não suprida ou na impossibilidade de operação de outro(s) ativo(s), no mês \mathbf{m}
$IMR_{m,r}$	Remuneração mensal referente ao ativo inoperante \mathbf{r} (\$)
nr	Número de ativos que ficaram inoperantes em consequência da indisponibilidade do ativo \mathbf{k}
$H_{i,k}$	Duração da indisponibilidade \mathbf{i} do ativo \mathbf{k} (horas)
H_m	Número de horas do mês \mathbf{m}

⁹ O ativo está disponível, mas não pode operar devido às restrições impostas pela referida indisponibilidade.

- c) Se durante a indisponibilidade **i** do ativo **k**, a porcentagem de energia não suprida é maior do que 2%, então o valor da compensação é calculado a partir da equação (14).

$$CANO_{i,m,k} = \max \left((ENS_h \times CRO_h); \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} \times \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \right) \quad (14)$$

Onde,

h	Período horário, dentro das duas primeiras horas da duração da indisponibilidade i , em que se verificou o maior valor de energia não suprida.
ENS_h	Energia não suprida na hora h (kWh)
CRO_h	Custo incremental operativo de racionamento de energia, definido e calculado pela unidade de planejamento (\$/kWh)
$CANO_{i,m,k}$, $IMR_{m,r}$, nr , $H_{i,k}$ e H_m	Definidos anteriormente

Portanto, de acordo com a equação (14) quando a energia não suprida é superior a 2% e a indisponibilidade traz como consequência a impossibilidade de operação de outro(s) ativo(s), aplica-se a compensação mais onerosa.

Por fim, o valor aplicado no mês **m** é o somatório das compensações individuais, como define a equação (15).

$$CANO_{m,k} = \sum_{i=1}^{ni} CANO_{i,m,k} \quad (15)$$

onde **ni** é o número de indisponibilidades do ativo **k** no mês **m**

4.1.2.4 Limite das compensações

O valor a ser deduzido em um mês devido às compensações por energia não suprida ou por deixar outro ativo não operativo, não poderá superar 60% da soma das receitas antes das compensações, sendo transferido para o mês seguinte o saldo restante – respeitando sempre o limite de 60%.

O valor dessa penalização também não pode superar 10% da receita anual regulamentada da concessionária, estimada para o ano em questão.

Com relação à apuração por duração de indisponibilidade, as compensações não podem superar, para um período contínuo de 12 meses, o valor de 20% da remuneração regulada para o mesmo período.

4.1.3 Resumo

Foi mostrado que a penalização decorrente das indisponibilidades dos ativos de transmissão se dá na forma de deduções mensais da remuneração da transmissora e se baseia na duração acumulada da indisponibilidade e na energia não suprida. A compensação por duração de indisponibilidade é apurada para cada ativo de transmissão e representa uma proporção da remuneração mensal, mais especificamente, a transmissora é remunerada pelo número de horas reais de serviço. A metodologia não inclui nenhum fator de proporção (como o *Ko* utilizado no Brasil). No entanto, pode ocorrer a redução do número máximo permitido de horas de indisponibilidade (franquia) em certas ocasiões. A compensação por energia não suprida se baseia no custo de racionamento de energia, definido e calculado pela unidade de planejamento energético. Por fim, a compensação por deixar outros ativos indisponíveis leva em consideração a remuneração dos ativos que estão impossibilitados de operar.

4.2 Inglaterra

4.2.1 Características do setor elétrico

A reestruturação do setor elétrico na Inglaterra, ocorrido no início da década de 1990, teve como ponto de partida a criação do *Office of Electricity Regulation* (OFFER), agência reguladora responsável pela implantação da separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Neste contexto, o sistema de transmissão passou a ser operado por meio da *National Grid Company* (NGC), porém com forte regulação do OFFER [33].

No processo de reestruturação destaca-se, também, a criação do consumidor livre, inicialmente para consumidores de maior porte e, a partir de 2001, para todos que assim desejassem. Adicionalmente, vale destacar a mudança na matriz energética inglesa, que passou de térmica a carvão para térmica a gás, contribuindo para uma redução significativa nos custos de geração.

Em 2005 o OFFER se tornou o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), a partir da fusão entre o OFFER e o *Office of Gas Supply* (OFGAS). Nesse período foi criada uma regulação para avaliar a qualidade do serviço de transmissão. Com isso, as concessionárias de transmissão passaram a estar sujeitas a esquemas de incentivos baseados em confiabilidade.

Na Inglaterra e no País de Gales, a rede de transmissão pertence e é operada pela NGC, nos níveis de tensão de 400 kV e 275 kV. A rede de 132 kV e 66 kV, por sua vez, é de responsabilidade das concessionárias de distribuição.

4.2.2 Apuração da qualidade do serviço de transmissão

Na Inglaterra, o indicador de qualidade para a rede de transmissão é a Energia Não Suprida (ENS). Em 2004 o Ofgem publicou o documento “Electricity Transmission Network Reliability Incentive Schemes (Final Proposals)” [34], introduzindo mecanismos de incentivo à qualidade do serviço de transmissão para a National Grid. O esquema proposto tinha o objetivo de incentivar, no caso da Inglaterra e do País de Gales, a NGC a manter um nível adequado de confiabilidade através da avaliação do seu desempenho anual com base na ENS.

De acordo com a metodologia apresentada no referido documento, o nível de referência utilizado para a apuração da ENS está baseado no desempenho médio da empresa desde 1991/92. O esquema prevê recompensas de até 1,0% da receita da NGC ou penalizações de até 1,5%, dependendo da ENS apurada. Assim, o foco do esquema de incentivos, segundo o Ofgem, está na manutenção da confiabilidade e da continuidade da rede de transmissão. Isso porque mesmo interrupções de curta duração podem ser altamente danosas. Consequentemente, o objetivo está em incentivar a NGC a manter/melhorar o já elevado nível de confiabilidade, por meio da minimização das interrupções no suprimento e no restabelecimento do fornecimento de energia o mais rápido possível.

O valor da penalização/recompensa é determinado, portanto, a partir da comparação entre o montante acumulado da ENS do sistema de transmissão durante o ano em curso e o desempenho histórico da empresa. Os resultados passados, conforme mencionado, são medidos de acordo com os valores obtidos para a energia não suprida desde 1991/92, excluindo eventos que afetaram 3 consumidores ou menos.

Os eventos relacionados com condições climáticas extremas são também excluídos do cálculo da ENS. Porém, o Ofgem determina que a NGC deva continuar investindo de forma a prevenir, cada vez mais, que eventos desse tipo causem grandes interrupções no suprimento, além de buscarem formas de atenuar os seus efeitos.

A Figura 5 apresenta os valores da ENS da Inglaterra e do País de Gales entre 1991/92 e 2003/04. O valor médio apurado foi de 261 MWh/ano (para interrupções de 4 ou mais consumidores).

Sob o regime proposto, a NGC não é penalizada e nem recebe adicional à receita se mantiver o desempenho variando em $\pm 5\%$ do nível médio apurado desde 1991/92 (261 MWh/ano). Essa variação é de 248 MWh – 274 MWh, como mostra a Figura 6.

Dessa forma, a NGC é penalizada para uma ENS anual acima de 274 MWh e é recompensada para uma ENS menor que 248 MWh.

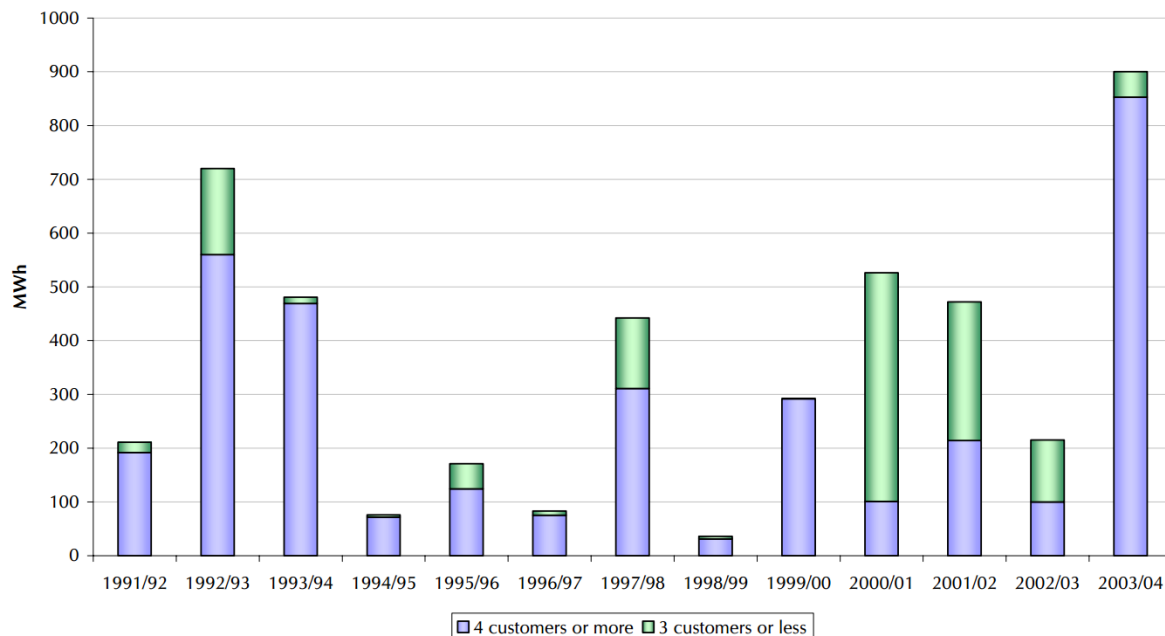


Figura 5 – Energia não suprida da NGC

Fonte: [34]

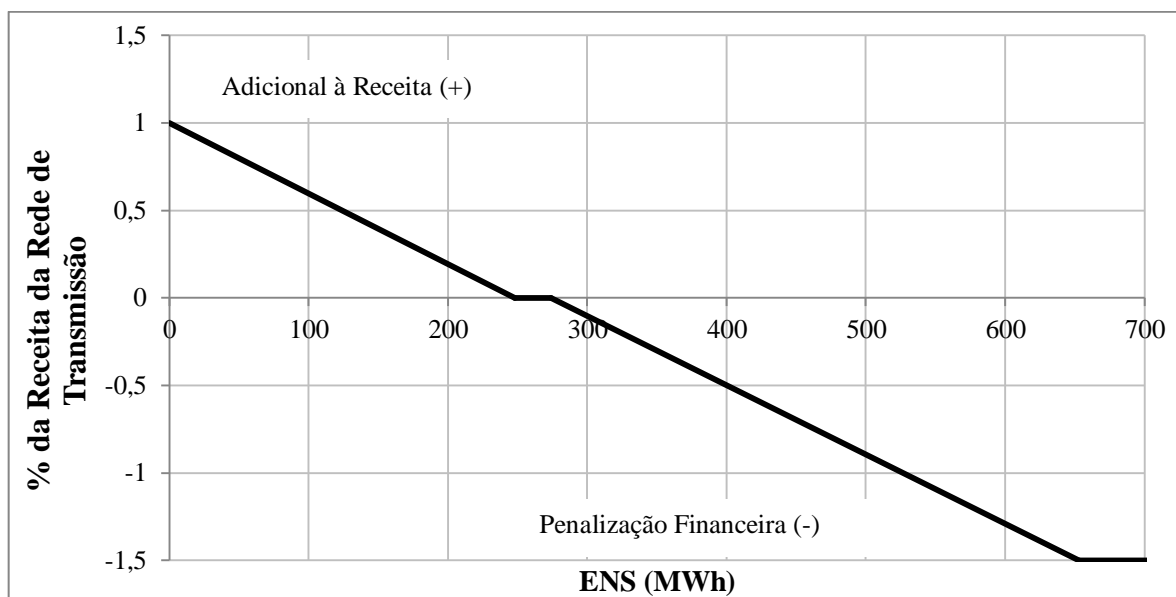


Figura 6 – Estrutura de incentivos financeiros (versão de 2004)

Fonte: Adaptado de [34].

Em dezembro de 2012 foram propostas alterações para a metodologia de incentivo à qualidade do serviço de transmissão [35]. De acordo com o novo regime estabelecido pelo OFGEM o valor de referência para apuração da ENS passa a ser de 316 MWh/ano e a margem de tolerância de $\pm 5\%$, na qual não ocorreria penalização ou recompensa, deixa de existir.

Também é definida uma nova relação entre ENS e incentivo financeiro, que passa a ser de £16.000,00 por MWh, e um novo limite de penalização, agora de 3% da receita anual

permitida da NGC. A recompensa máxima, por sua vez, é obtida para um valor de ENS de 0 MWh/ano.

O valor de £16.000,00/MWh representa o preço que os consumidores estariam dispostos a pagar para manter o suprimento de energia [36] e foi definido com base em diversos estudos realizados desde 1995.

Assim, segundo o novo esquema de incentivos, a NGC é penalizada para uma ENS anual acima de 316 MWh e é recompensada para uma ENS inferior a esse valor. Nota-se que são excluídos da apuração os desligamentos com duração inferior ou igual a 3 minutos. Adicionalmente, certos eventos, como os relacionados com condições climáticas extremas, podem ser excluídos da apuração de acordo com a decisão do OFGEM.

A receita da rede de transmissão da NGC sob o controle de preços é de cerca de £1,532 bilhões (2012/13) [37], o que implica um máximo de £45,96 milhões (ou 3%) de sua receita sendo exposta a perdas financeiras com base na ENS anual apurada. Isso fornece um instrumento que afeta diretamente as receitas da NGC, forçando a mesma a melhorar o desempenho de seu sistema em termos de confiabilidade.

Destaca-se que a apuração da qualidade do serviço de transmissão é realizada para o conjunto das instalações da rede de transmissão, sem distinção de classe de equipamento.

4.2.3 Resumo

Na Inglaterra o parâmetro utilizado na apuração da qualidade do serviço de transmissão é a ENS. Na metodologia, a penalização/recompensa é determinada a partir da comparação entre o montante acumulado da ENS do sistema de transmissão durante o ano de apuração e um valor de referência (316 MWh). Dessa forma, a concessionária é penalizada para uma ENS anual acima de 316 MWh e é recompensada para uma ENS inferior a esse valor, a uma taxa de £16.000,00 por MWh. É estabelecido um limite para a penalização de 3% da receita anual da concessionária. A apuração da ENS para fins de aplicação da metodologia é realizada para o conjunto das instalações da rede de transmissão, sem distinção de classe de equipamento.

4.3 Austrália

4.3.1 Características do setor elétrico

O processo de reestruturação do setor elétrico da Austrália [38], [39] foi iniciado formalmente em 1990 a partir de um estudo de viabilidade instaurado pelo Governo Federal. Em 1991 foi criado o “*National Grid Management Council*” (NGMC) que teria a função de coordenar a reforma, promovendo a separação da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Em fevereiro de 1994 o Conselho de Governos da Austrália desenvolveu o Código de Conduta para a operação da Rede de Transmissão e Distribuição integrante de quatro Estados, que entrou em vigor em fevereiro de 1996. A reestruturação foi

finalizada apenas em 1998, com a entrada em operação do “*National Electricity Market*” (NEM¹⁰), que representa o mercado de energia.

No contexto da regulação do setor de energia elétrica a Austrália está dividida em três regiões: o *NEM*, formado atualmente por seis territórios (Queensland, New South Wales, Australian Capital Territory, Victoria, South Australia e Tasmania), Western Australia e Northern Territory.

A Austrália possui dois órgãos reguladores e dois operadores. No NEM atuam o “*Australian Energy Regulator*” (AER) e o “*Australian Energy Market Operator*” (AEMO) [40] enquanto em Western Australia atuam o “*Economic Regulation Authority*” (ERA) [41] e o “*Independent Market Operator*” (IMO) [42]. No Northern Territory não existe a figura do operador independente, sendo as atividades de transmissão e distribuição exercidas pela empresa do governo *Power and Water*, que também é responsável pela geração de energia, em conjunto com produtores independentes. Esse modelo se deve à pequena população da região [43], [44].

O NEM possui cerca de 200 grandes geradores, 13 grandes distribuidores e um sistema interconectado abrangendo 44000 km. A geração predominante é a termoeletrica. As empresas de transmissão das regiões de Victoria e South Australia são privadas enquanto as das demais regiões são governamentais.

4.3.2 Apuração da qualidade do serviço de transmissão

No ano de 2007, o AER publicou pela primeira vez uma metodologia de incentivo à qualidade do serviço de transmissão, chamada de “*Electricity Transmission Service Providers Service Target Performance Incentive Scheme*”. A metodologia [45] estabelece que as concessionárias de transmissão podem ter suas receitas anuais permitidas reduzidas ou aumentadas de acordo com a avaliação de quatro parâmetros:

1. Disponibilidade dos circuitos de transmissão
2. Frequência de desligamentos com interrupção de energia
3. Duração média dos desligamentos
4. Congestionamento de transmissão

O grupo formado pelos três primeiros parâmetros recebe o nome de componente de serviço, ou “*Service component*” e o quarto parâmetro forma o componente de mercado, ou “*Market impact component*”.

A apuração é realizada, para cada um dos parâmetros mencionados, a partir da comparação entre o desempenho da empresa e uma curva de incentivo, semelhante a da Figura 7.

¹⁰ O termo NEM também é utilizado como referência à Rede, como um todo [46].

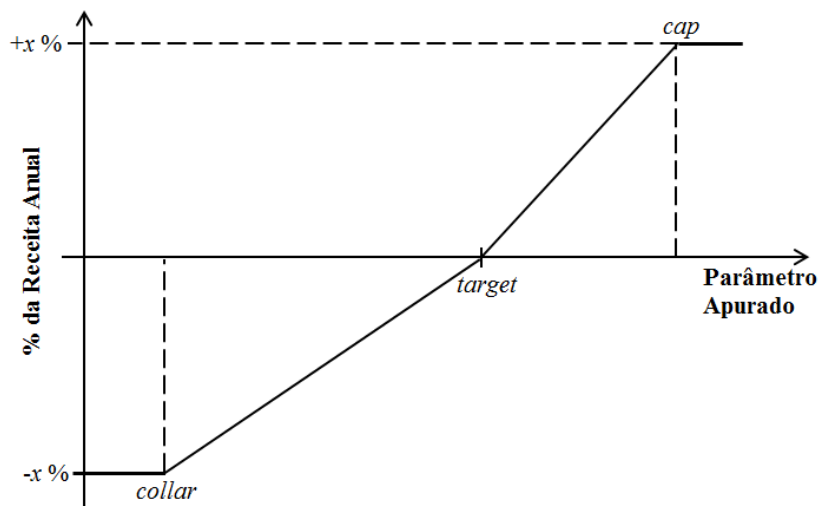


Figura 7 – Curva de incentivo do modelo de apuração da qualidade do serviço de transmissão da Austrália

Os termos *cap* e *collar* representam os valores a partir dos quais ocorrem bonificações e penalizações máximas parciais¹¹, respectivamente. O termo *target* indica a meta da transmissora, que corresponde ao seu desempenho médio, calculado para os últimos cinco anos de operação.

Como são observadas na Figura 7, as porcentagens máximas parciais de bonificação e penalização são iguais, porém a curva não é, necessariamente, linear. Destaca-se, ainda, que o quarto parâmetro (componente de mercado) é utilizado apenas para bonificar a transmissora, portanto, nesse caso, a curva não possui o patamar inferior.

A norma estabelece que a bonificação máxima total, ou seja, a soma das bonificações de cada um dos quatro parâmetros é de 3,0% da receita anual permitida da concessionária, sendo 1,0% proveniente do componente de serviço e 2,0% do componente de mercado. A penalização máxima total, por sua vez, é de -1,0%, já que o componente de mercado não é aplicado nesse caso.

Nas seções seguintes são apresentadas as metodologias de cálculo das penalizações/bonificações referentes aos quatro parâmetros mencionados anteriormente. Como será visto, as curvas de incentivo variam de acordo com as concessionárias, o que é justificado pelo fato de que as concessionárias atuam em regiões geográficas distintas e bem definidas.

4.3.2.1 Parâmetro 1 – Disponibilidade dos circuitos de transmissão

A apuração da disponibilidade dos circuitos de transmissão é realizada a partir de (16), para cada um dos sub parâmetros apresentados na Tabela 10.

$$\frac{n^{\circ} \text{ de horas de disponibilidade dos circuitos por ano}}{n^{\circ} \text{ possível de horas de disponibilidade}} \times 100 \quad (16)$$

¹¹ É utilizado o termo parcial, pois se refere apenas a um parâmetro.

Tabela 10 – Sub parâmetros utilizados na apuração por disponibilidade dos circuitos de transmissão

Nome da transmissora	Sub parâmetros considerados	Meta
ElectraNet	Disponibilidade total dos circuitos de transmissão	99,47%
	Disponibilidade dos circuitos críticos no período de ponta	99,24%
Powerlink	Disponibilidade dos circuitos no período de ponta	98,76%
	Disponibilidade das linhas de transmissão	98,76%
	Disponibilidade dos transformadores	98,76%
	Disponibilidade das fontes de potência reativa	97,15%
SP AusNet	Disponibilidade total dos circuitos	98,73%
	Disponibilidade dos circuitos críticos no período de ponta	99,39%
	Disponibilidade dos circuitos não críticos no período de ponta	99,40%
	Disponibilidade dos circuitos críticos no período intermediário	98,67%
	Disponibilidade dos circuitos não críticos no período intermediário	98,73%
Transend	Disponibilidade dos circuitos críticos	99,13%
	Disponibilidade dos circuitos não críticos	98,97%
	Disponibilidade dos transformadores	99,28%
TransGrid	Disponibilidade das linhas de transmissão	99,26%
	Disponibilidade dos transformadores	98,61%
	Disponibilidade das fontes de potência reativa	99,12%

O parâmetro 1 representa, portanto, a porcentagem do tempo que os ativos ficam disponíveis.

O termo *circuito*, utilizado na Tabela 10, representa linhas aéreas, cabos subterrâneos, transformadores de potência, compensadores estáticos, banco de capacitores ou qualquer outro equipamento essencial à operação. Nota-se, porém, que alguns desses equipamentos podem ser excluídos da apuração, de acordo com os critérios estabelecidos para cada empresa de transmissão.

4.3.2.2 Parâmetro 2 – Frequência de desligamentos com interrupção de energia

Com respeito ao parâmetro 2, a apuração é realizada da seguinte forma: para cada desligamento é calculado o índice Minutos do Sistema (*System minute*), através da equação (17). É verificado se o índice é maior do que os limites estabelecidos – duas possibilidades estão previstas: (i) Minutos do Sistema > y e (ii) Minutos do Sistema > x, onde x e y são definidos para cada transmissora e y > x. Caso o evento se adeque ao cenário (i), também é contabilizado em (ii). A partir do número de eventos contabilizados no ano, para cada um dos cenários descritos, determina-se a penalização/bonificação cabível, com base nas respectivas curvas de incentivo.

$$\text{Minutos do Sistema} = \frac{\sum(\text{MWh não suprido} \times 60)}{\text{Pico de demanda em MW}} \quad (17)$$

onde,

O somatório indica a contabilização de todas as indisponibilidades e o *Pico de demanda* é o maior valor registrado historicamente.

As metas das empresas e os valores de x e y são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 – Sub parâmetros utilizados na apuração por frequência de desligamentos com ENS

Empresa	Meta - nº de eventos onde Minutos do Sistema > y	y	Meta - nº de eventos onde Minutos do Sistema > x	x
ElectraNet	4	0,2	8	0,05
Powerlink	1	0,75	2	0,1
SP AusNet	1	0,3	6	0,05
Transend	2	1,0	15	0,1
TransGrid	1	0,25	4	0,05

Com base nessa metodologia o regulador consegue tratar separadamente eventos com níveis de gravidade diferentes, no contexto sistêmico. No entanto, nota-se que a ENS serve apenas de parâmetro auxiliar para identificação da curva que será utilizada na apuração. Em outras palavras, a penalização/bonificação não é diretamente proporcional à energia não suprida.

4.3.2.3 Parâmetro 3 – Duração média dos desligamentos

A Duração média dos desligamentos é apurada através da relação apresentada em (18), para os sub parâmetros listados na Tabela 12.

$$\frac{\text{Duração em minutos de todos os desligamentos forçados no ano}}{\text{nº de desligamentos}} \quad (18)$$

Tabela 12 – Sub parâmetros utilizados na apuração por duração média dos desligamentos

Empresa	Sub parâmetro	Meta (minutos)
ElectraNet	Duração média dos desligamentos	78
Powerlink		859
SP AusNet	Duração média dos desligamentos (linhas)	382
	Duração média dos desligamentos (transformadores)	412
Transend	Não se aplica	Não se aplica
TransGrid	Duração média dos desligamentos	824

Exclui-se da apuração os desligamentos programados e os desligamentos com duração inferior a 1 minuto.

4.3.2.4 Parâmetro 4 – Congestionamento de transmissão (componente de mercado)

Esse parâmetro abrange as contingências que resultam em restrições da capacidade de uso da rede de transmissão, o que impede o despacho dos geradores mais eficientes e acarreta o aumento do custo de operação. Neste sentido, é apurado o número de intervalos entre despachos (intervalos de 5 minutos) em que há restrições na rede de transmissão que resultam em um custo marginal maior do que \$10/MWh. Ao contrário dos outros parâmetros, o

componente de mercado é utilizado apenas para bonificar a transmissora. A bonificação máxima corresponde a 2% da receita anual permitida e ocorre quando o número de intervalos entre despachos na condição descrita é igual a zero.

4.3.2.5 Determinação do incentivo financeiro

O valor da soma das penalizações/bonificações referentes aos quatro parâmetros apresentados, denominado de Fator-S (*S-factor*), é utilizado para a determinação do *incentivo financeiro*, que representa uma parcela de ajuste da receita anual permitida do ano seguinte ao da apuração. O *incentivo financeiro* é calculado através da equação (19).

$$Incentivo\ financeiro_{ct} = \frac{(RAP_{t-1} + RAP_{t-2})}{2} \times S_{ct} \quad (19)$$

Onde,

t	Ano financeiro, que se inicia em 1º de julho
ct	Ano civil
RAP_{t-1}	Receita anual permitida referente ao ano t-1
RAP_{t-2}	Receita anual permitida referente ao ano t-2
S_{ct}	Fator-S referente ao ano ct

Como o ano financeiro começa em julho, existe uma diferença de seis meses entre a conclusão da apuração do desempenho da empresa e a aplicação do ajuste. Por exemplo, supondo que uma empresa possua as receitas permitidas apresentadas na Tabela 13 e que o desempenho referente ao ano de 2012 resulte em um fator-S de +0,8%, o valor da receita anual no período 2013-2014 será de \$120,84 milhões, como mostram as equações (20), (21), (22) e (23).

Tabela 13 – Receita anual hipotética utilizada para exemplificação

Período	Receita (milhões)
2011-2012	\$100
2012-2013	\$110
2013-2014	\$120

$$Incentivo\ financeiro_{2012} = \frac{(RAP_{2012-13} + RAP_{2011-12})}{2} \times S_{2012} \quad (20)$$

$$Incentivo\ financeiro_{2012} = \frac{(110 + 100)}{2} \times 0,8\% = \$0,84\text{ milhões} \quad (21)$$

$$RAP_{2013-14} = RAP_{2013-14} + Incentivo\ financeiro_{2012} \quad (22)$$

$$RAP_{2013-14} = 120 + 0,84 = \$120,84\text{ milhões} \quad (23)$$

4.3.3 Resumo

Foi mostrado que a apuração da qualidade do serviço de transmissão na Austrália se baseia no desempenho anual da empresa e que o valor do incentivo financeiro resultante, seja bonificação ou penalização, passa a compor a receita anual permitida do ano seguinte ao da apuração. Os valores máximos regulamentados são de 3% da receita anual permitida, para bonificação, e 1% para penalização. Quatro parâmetros são utilizados na apuração da qualidade do serviço de transmissão: disponibilidade dos circuitos de transmissão, frequência de desligamentos com interrupção de energia, duração média dos desligamentos e congestionamento (apenas para a bonificação). A maioria dos parâmetros possuem subdivisões (sub parâmetros), o que garante ao regulador a possibilidade de definir critérios específicos para a apuração. Por exemplo, a penalização referente à disponibilidade dos circuitos pode ser mais severa no período de ponta em comparação ao período fora de ponta. Cada parâmetro (ou sub parâmetro, quando considerado) é associado a uma curva de incentivo, que determina o valor da penalização/bonificação aplicável à concessionária em relação ao seu desempenho. Destaca-se que as curvas podem variar de acordo com as concessionárias, pois estas atuam em regiões distintas e bem definidas.

5 METODOLOGIA PARA INCORPORAÇÃO DA IMPORTÂNCIA SISTÊMICA

5.1 Considerações iniciais

No Brasil a regulação que dispõe sobre a qualidade do serviço de transmissão estabelece penalizações financeiras para as concessionárias, na forma de redução da receita mensal, com base na duração dos desligamentos não programados e programados e na frequência dos desligamentos não programados das funções de transmissão. Com isso, o regulador promove o incentivo à maximização da disponibilidade das instalações de transmissão, no intuito de aumentar a segurança da operação do sistema elétrico.

No entanto, a regulação não prevê a apuração qualitativa ou quantitativa do impacto que o desligamento causa para a segurança e operação do sistema, ou ainda o impacto para o consumidor, que seria refletido em interrupção do suprimento de energia. Em outras palavras, de acordo com a regulação atual, cada função de transmissão, de uma mesma classe, é tratada de forma isonômica, pois sua importância sistêmica não é levada em consideração na determinação das penalizações.

Neste sentido, o objetivo deste capítulo é apresentar um estudo que compreende a identificação de parâmetros de aferição da qualidade do serviço de transmissão que consigam capturar o impacto sistêmico de um desligamento, do ponto de vista do operador ou do consumidor; a identificação do parâmetro que melhor representa a importância sistêmica de uma função de transmissão, com o intuito de incorporá-lo à metodologia de apuração brasileira; e a indicação de uma metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão que inclua o parâmetro escolhido.

Este estudo será iniciado com a análise das metodologias apresentadas no capítulo 4, referentes à apuração da qualidade do serviço de transmissão da Colômbia, Inglaterra e Austrália. Essa análise, que é apresentada na próxima seção, tem a função de identificar quais parâmetros e metodologias cumprem com o papel de sinalizar a importância sistêmica das instalações de transmissão e apontar suas vantagens e desvantagens.

5.2 Análise das metodologias dos países estudados

A seguir são apresentadas as análises das metodologias dos países estudados a fim de identificar as formas como incluem a importância sistêmica das FTs.

- Colômbia

A metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão da Colômbia adota a duração dos desligamentos e a energia não suprida como parâmetros para o cálculo das

penalizações aplicáveis às concessionárias. A metodologia de apuração que envolve o primeiro parâmetro segue o mesmo princípio da metodologia brasileira, ou seja, não considera a importância sistêmica das instalações de transmissão. A regulamentação colombiana também prevê uma penalização para os desligamentos que resultam em energia não suprida superior a 2% da previsão horária de demanda definida no despacho econômico. A penalização é determinada a partir do produto da energia não suprida com o custo marginal de déficit de energia, que representa uma medida do valor da falta de energia para os consumidores, e depende do patamar de corte de carga. Dessa forma, a importância sistêmica de um ativo de transmissão é capturada através de uma medida do custo imposto ao usuário em decorrência do seu desligamento. A vantagem dessa metodologia está, portanto, na tentativa de relacionar um ativo de transmissão com sua importância econômica para o consumidor. O ponto negativo que pode ser destacado é que a penalização não mantém relação com a receita do ativo que ficou indisponível, o que pode resultar em um impacto financeiro significativo para a concessionária.

- Inglaterra

Na Inglaterra, o indicador de qualidade para a rede de transmissão é a energia não suprida. Na metodologia, a penalização/recompensa é determinada a partir da comparação entre o montante acumulado da ENS do sistema de transmissão durante o ano de apuração e um valor de referência (316 MWh). A concessionária é penalizada para uma ENS anual acima de 316 MWh e é recompensada para uma ENS inferior a esse valor, a uma taxa de £16.000,00 por MWh. Apesar de simples, essa metodologia possui pontos interessantes, que podem ser incorporados ao processo de apuração da qualidade do serviço de transmissão brasileiro. O primeiro ponto positivo é que a energia não suprida é um bom indicador para mensurar a importância sistêmica de uma função de transmissão, pois reflete o impacto sofrido pelos consumidores, tanto pela magnitude do corte de carga quanto pela duração do desligamento. Outra vantagem da metodologia é que a penalização é diretamente proporcional ao valor da ENS, ou seja, quanto maior for a gravidade de um desligamento para o consumidor maior será a dedução da receita da concessionária. A deficiência dessa metodologia é a inexistência de parâmetros adicionais de aferição da qualidade do serviço de transmissão. O desligamento de uma função de transmissão, mesmo que não cause corte de carga, pode provocar prejuízos para o sistema, como a redução da margem de segurança, o incremento do custo operativo, entre outros. Portanto, é fundamental que também haja incentivo para a maximização da disponibilidade das FTs que não geram corte de carga, quando em falha.

- Austrália

A metodologia da Austrália, por sua vez, inclui quatro parâmetros na apuração da qualidade do serviço de transmissão: duração média dos desligamentos, disponibilidade dos ativos de transmissão, frequência de desligamentos que causam interrupção de energia e congestionamento. O primeiro está relacionado apenas com a duração dos desligamentos e exerce, em parte, o mesmo papel dos parâmetros existentes na metodologia brasileira, ou seja, promove o incentivo à redução dos desligamentos e o retorno mais rápido das instalações desligadas à operação. O segundo também se baseia na duração dos desligamentos, mas a

apuração é realizada para diversos padrões de desempenho, sendo um deles a *disponibilidade das instalações de transmissão críticas*. Apesar de não ter sido identificado, durante a pesquisa bibliográfica, os critérios para classificação dos ativos de transmissão em críticos ou não críticos, entende-se que os desligamentos dos ativos críticos são os que geram as piores consequências para o sistema elétrico. Portanto, a metodologia de apuração referente a esse parâmetro considera a importância sistêmica dos ativos de transmissão. A metodologia que envolve o terceiro parâmetro utiliza a energia não suprida, na forma do índice Minutos do Sistema, para classificar a importância sistêmica de um ativo, e com isso definir qual dos dois padrões de frequência devem ser utilizados. Ou seja, a energia não suprida atua apenas como uma ferramenta adicional para tratar casos de desligamentos que acarretam corte de carga e não é utilizada diretamente para calcular a penalização/bonificação associada a um determinado ativo de transmissão. Conforme mencionado, são utilizados dois padrões de frequência, um deles adota um critério mais rígido e é destinado aos desligamentos que causam ENS elevada. O outro adota uma tolerância maior e é destinado aos desligamentos com menor ENS. Essa é uma característica positiva da metodologia, pois proporciona ao regulador um controle maior sobre os critérios adotados na apuração. Por fim, o quarto parâmetro indica a importância de um ativo de transmissão do ponto de vista da operação, já que apura o aumento do custo marginal de operação em decorrência das restrições impostas pelo desligamento. A vantagem da consideração desse parâmetro é que a apuração torna-se mais completa, já que passa a ser realizada a partir da ótica dos usuários e da operação. Por outro lado, a adoção desse parâmetro requer um esforço grande de monitoração da variação dos custos de operação em decorrência dos desligamentos.

Verificou-se que a energia não suprida é utilizada em todos os países estudados. Na Colômbia, de forma direta, para determinar o custo de interrupção de energia para o consumidor; na Inglaterra, também de forma direta, pois a penalização é diretamente proporcional a esse valor; e na Austrália, de forma indireta, para classificar o desligamento e então definir qual padrão de frequência será utilizado. A adoção da ENS como parâmetro de aferição da qualidade do serviço de transmissão é uma escolha natural e intuitiva, pois do ponto de vista do consumidor a função primordial da rede de transmissão é prover energia para o seu consumo. Na próxima seção são apresentadas as considerações relacionadas à possibilidade de incorporação da ENS e também dos demais parâmetros analisados na apuração da qualidade do serviço de transmissão do Brasil.

5.3 Seleção do parâmetro de apuração

A seguir apresenta-se uma breve discussão sobre os possíveis parâmetros e as considerações acerca de suas inclusões na apuração da qualidade do serviço de transmissão no Brasil.

1) Impacto econômico para o consumidor decorrente do desligamento – A determinação do custo de interrupção de energia é uma tarefa extremamente complexa, devido a grande quantidade de variáveis envolvidas. Por exemplo, deve ser analisado o tipo de usuário afetado, a finalidade do uso da energia e questões subjetivas como a valoração atribuída por

cada usuário à interrupção do suprimento de energia. Do ponto de vista operativo é necessária a criação de um sistema de monitoração e de registro em todos os pontos de carga, de forma a permitir a identificação correta das consequências de cada uma das indisponibilidades ocorridas e dos usuários afetados. Neste sentido, não será considerado a inclusão dos custos de interrupção, por classe de consumidor, na metodologia apresentada neste trabalho, devido à dificuldade de se levantar esses dados. Alternativamente, é possível utilizar um índice de custo que depende apenas do patamar de corte de carga como o custo marginal de déficit de energia, a exemplo da Colômbia. No entanto, a consideração desse índice poderia gerar valores que não refletem o real impacto econômico sofrido pelo usuário. Portanto, na metodologia apresentada neste trabalho não será adotado qualquer parâmetro relacionado à valorização monetária da interrupção de suprimento de energia.

2) Duração dos desligamentos críticos – A utilização desse parâmetro implica em estabelecer um critério de classificação das funções de transmissão em críticas e não críticas, a partir de um índice, que também deve ser definido, que representa a importância sistêmica das FTs. O intuito dessa classificação é atribuir um peso financeiro maior e/ou uma tolerância menor aos desligamentos das FTs críticas. A duração do desligamento é o parâmetro principal no processo de apuração da qualidade, já que a penalização é proporcional a esse valor. O parâmetro utilizado para classificar a importância sistêmica da função de transmissão atua de forma auxiliar, determinando a rigidez da apuração. Um exemplo simples de incorporação desse parâmetro na metodologia da Resolução nº 270/2007 seria classificar as funções de transmissão que causam corte de carga como críticas e apurar os desligamentos dessas FTs através de um fator multiplicador maior do que o atual Ko , ou ainda aumentar a taxa de redução da franquia, por exemplo, para cada hora de desligamento de uma FT crítica reduz-se x horas da franquia, onde $x > 1$. Esse parâmetro também não será considerado na metodologia apresentada, pois se deseja que a penalização aplicada a uma função de transmissão seja proporcional ao parâmetro que define a sua importância.

3) Energia não suprida – Por definição, é o montante de corte de carga multiplicado por sua duração. É um indicador de qualidade do serviço de transmissão, pois indica que a função básica do setor, que é atender a demanda (consumidores) em sua totalidade, todo o tempo, não foi cumprida. A utilização direta desse parâmetro, no contexto da apuração da qualidade do serviço de transmissão, garante que a penalização atribuída à concessionária seja proporcional ao impacto sofrido pelo consumidor, ou seja, proporcional ao montante de corte de carga e à duração do desligamento. A sua inclusão na metodologia brasileira é positiva, pois a complementar, suprimindo a inexistência de um parâmetro que reflète a importância sistêmica das funções de transmissão. Adicionalmente, já existe a prática de monitoração dos desligamentos ocorridos no SIN, com registro do horário de ocorrência e recomposição do sistema e do montante de corte de carga. No contexto da operação real do sistema elétrico brasileiro, os casos de corte de carga estão frequentemente relacionados com eventos em cascata, decorrentes de desligamentos automáticos acidentais, falha ou atuação indevida na proteção, entre outros. Neste sentido, para que esse parâmetro possa ser incorporado à metodologia brasileira, é necessária a criação de um critério de atribuição de responsabilidade por esses cortes. Nota-se, portanto, que a inclusão da ENS demanda um esforço grande de

apuração, pois além da existência de um sistema de registros que contenha as informações mencionadas, é necessário o estudo para determinação das responsabilidades pelos cortes de carga. Pelas vantagens apresentadas, considera-se que a energia não suprida é um parâmetro adequado para sinalizar a importância das instalações de transmissão. Assim, será apresentada uma possível metodologia de penalização com base nesse índice.

4) Frequência de desligamentos com interrupção de energia – Na apuração da qualidade do serviço de transmissão baseada nesse parâmetro, a energia não suprida é utilizada para determinar a importância sistêmica das instalações, mas o valor da penalização é calculado a partir do número de desligamentos. A utilização direta da ENS se mostra uma alternativa melhor, pois a penalização aplicada a uma função de transmissão é proporcional ao parâmetro que define a sua importância. Adicionalmente, a metodologia brasileira já prevê uma penalização por frequência de desligamentos e adotada uma franquia bastante restrita. Portanto, não será apresentada uma metodologia de penalização com base nesse índice.

A partir da seleção do parâmetro responsável por sinalizar a importância sistêmica das funções de transmissão, o próximo passo para a sua incorporação na apuração da qualidade do serviço de transmissão é a determinação de uma metodologia de cálculo das penalizações.

5.4 Metodologia de cálculo das penalizações por ENS

Nesta seção é apresentada a metodologia de cálculo das penalizações resultantes de desligamentos que causam corte de carga.

Optou-se por adotar uma metodologia na qual as penalizações são diretamente proporcionais à ENS. Com isso, garante-se que a penalização seja correspondente ao montante de corte de carga e à duração do desligamento. Além disso, essa é uma metodologia simples que pode ser facilmente adaptada à realidade brasileira. Para tanto, deve-se definir um padrão de desempenho associado à ENS que seja adequado ao sistema de transmissão do Brasil.

Na metodologia que será apresentada será desconsiderada a bonificação por ENS, pois se observou que, em alguns casos, poderia ocorrer imprecisão na associação entre a redução da ENS e a concessionária responsável por tal acontecimento. A ocorrência de corte de carga após o desligamento de uma função de transmissão é um efeito sistêmico, que depende da cooperação de um conjunto de instalações de transmissão adjacentes. No Brasil atuam múltiplas concessionárias em uma mesma região do sistema, e ainda, uma única concessionária pode possuir FTs espalhadas por várias regiões. Nesse cenário, é possível que a redução da ENS decorrente dos desligamentos de FTs de uma concessionária, ao longo de um dado período, seja consequência da melhoria do restante do sistema, que não é necessariamente pertencente àquela. Portanto, ficaria o questionamento de quais FTs deveriam ser bonificadas.

Para aplicação da metodologia, será necessária a definição dos padrões de desempenho das FTs. Para que a avaliação do efeito do desligamento de uma determinada FT seja a mais

exata possível, seria necessário o levantamento do padrão de desempenho para cada função em particular. Isso implicaria em ter que monitorar todas as FTs individualmente ao longo de alguns anos, para se obter um histórico de operação, e assim identificar os padrões que pudessem ser utilizados nos anos seguintes. No entanto, essa abordagem se mostra proibitiva do ponto de vista prático.

Alternativamente, serão definidos padrões por categoria de FT, assim como ocorre na Resolução nº 270/2007. Na resolução, o critério adotado para linhas de transmissão é a divisão por comprimento, nível de tensão e tipo de cabo; para transformadores e reatores os padrões dependem do nível de tensão; e para os demais equipamentos de controle de tensão, padrões únicos por tipo de equipamento. Neste trabalho será adotado um critério semelhante.

Assim, da mesma forma que ocorre atualmente no cálculo da PV, a penalização em razão da ENS provocada pelo desligamento de uma FT é calculada de acordo com a categoria a que ela pertence.

A Figura 8 apresenta a característica geral do padrão de desempenho relacionado à ENS, a ser utilizado na metodologia. Para elaborar um padrão de desempenho para ser utilizado na apuração da qualidade do serviço de transmissão no Brasil é necessário definir os valores dos pontos (1), (2) e (3) destacados na Figura 8, para cada classe de função de transmissão. Os significados desses pontos são:

- Ponto (1): é o valor médio histórico de ENS dos desligamentos de uma dada classe de função de transmissão, considerando apenas os que causaram corte de carga. Para fins de apuração da qualidade do serviço de transmissão, representa o requisito mínimo de qualidade ao qual as concessionárias estão sujeitas, sendo prevista penalização para qualquer desempenho inferior a esse valor.
- Ponto (2): é o limite máximo estabelecido para o valor da penalização, em % da receita anual permitida de uma FT.
- Ponto (3): é o valor de ENS que resulta em penalização máxima e partir do qual ocorre saturação da mesma. Em outras palavras, a penalização é igual àquela definida pelo ponto (2) para todos os valores de ENS superiores ao ponto (3).

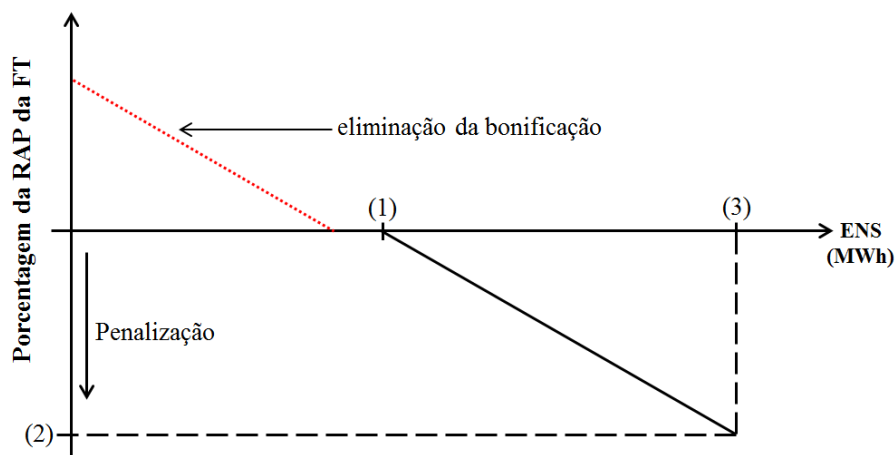


Figura 8 – Padrão de desempenho

Para o ponto (1) optou-se por adotar o valor médio de ENS, acrescido de uma tolerância de 5%, a exemplo da metodologia da Inglaterra. Neste trabalho foram explorados dois procedimentos distintos para a obtenção desse valor:

1. Simulação de contingências simples na região de interesse, com identificação do índice EENS (valor esperado de energia não suprida) dos desligamentos que geram corte de carga e posterior cálculo da média desses valores com acréscimo de 5% de tolerância.
2. Análise das ocorrências verificadas no SIN, em todas as regiões, e posterior cálculo da média da ENS com acréscimo de 5% de tolerância.

Para o ponto (2), adotou-se o valor de 25%, que coincide com a penalização máxima que uma FT está sujeita no período contínuo de 12 meses, segundo a Resolução nº 270/2007. Para o ponto (3) foi adotado o maior valor de ENS verificado, quando o padrão foi levantado a partir da análise de desligamentos reais. Quando foram usadas simulações, foi adotado para o ponto (3) o maior valor do índice EENS com acréscimo de uma margem de 20%, com o intuito de compensar a incerteza dos dados. A obtenção desses padrões será tratada no capítulo 6.

Conforme explicado no item 5.2, a desvantagem de uma metodologia que considera apenas a ENS como única forma de avaliação da qualidade do serviço de transmissão é que desligamentos que não acarretam corte de carga ficam isentos de penalização. Em sistemas planejados para serem tolerantes ao critério (N-1), onde a maioria dos desligamentos simples não provoca corte de carga, a adoção somente da ENS acaba não sendo suficiente para incentivar a qualidade da transmissão. Por esse motivo, será mantida na metodologia apresentada a duração dos desligamentos, nos mesmos termos da Resolução nº 270/2007, e será acrescida uma parcela de penalização associada à ENS, como será mostrado no item seguinte.

5.5 Metodologia de incorporação da importância sistêmica

O objetivo desta metodologia é utilizar duas formas distintas de avaliação da qualidade do serviço de transmissão e com isso garantir que as penalizações reflitam, além da duração do desligamento, o corte de carga provocado. Conforme mencionado anteriormente, os desligamentos que não causam corte de carga serão penalizados pela duração, nos mesmos moldes da Resolução nº 270/2007, e os desligamentos que resultam em ENS serão penalizados proporcionalmente a esse valor, através dos padrões de desempenho discutidos no item 5.4. A penalização será calculada através da equação (24).

$$PV_{comp} = p_1 \times PV_{270} + p_2 \times PV_{ENS} \quad (24)$$

Onde,

PV_{comp}	Penalização composta pela Parcela Variável, referente à Resolução nº 270/2007 (PV_{270}) e pela parcela de penalização por ENS (PV_{ENS}), explicada no item 5.4
p_1	Peso atribuído à parcela PV_{270}
p_2	Peso atribuído à parcela PV_{ENS}

Essa formulação permite que se ajuste o quanto se deseja penalizar por duração dos desligamentos ou por ENS. Por exemplo, para permitir uma migração suave, seria possível definir $p_1 = 1$ e um valor baixo para p_2 , no período inicial de implementação da metodologia. Assim, o impacto sistêmico dos desligamentos estaria sinalizado, sem com isso aumentar bruscamente o valor da penalização, em comparação ao que seria imposto pela Resolução nº 270/2007.

Com relação aos limites de penalização, serão adotados para PV_{comp} os mesmos critérios estabelecidos na Resolução nº 270/2007, ou seja, para cada FT, limite de 50% do PB ao mês, sendo transferido para os meses seguintes o saldo que restar e limite de 25% da soma dos pagamentos base no período contínuo de 12 meses, para as penalizações referentes ao mesmo período. E ainda, limite de 12,5% da RAP de uma concessão, no período contínuo de 12 meses, para as penalizações referentes a todas as FTs pertencentes a essa concessão no referido período. Deseja-se com isso que o percentual máximo de penalização não seja aumentado em relação ao que já é praticado.

Foram estudadas quatro alternativas para os valores p_1 e p_2 , que são discutidas a seguir.

Alternativa 1) Média das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} , ou seja, $p_1 = p_2 = 0,5$. A diretriz nesta alternativa é atribuir a mesma importância à duração dos desligamentos e à ENS e, ao mesmo tempo, não provocar grande impacto financeiro para a concessionária, em relação à metodologia vigente. Essa é uma possibilidade para permitir que as concessionárias se adaptem a nova filosofia de penalizar também por ENS. Nesta alternativa ocorre um aumento da penalização em relação à que é imposta pela Resolução nº 270/2007, quando o impacto sistêmico decorrente do desligamento é muito grande. Por outro lado, todos os desligamentos que não geram corte de carga têm sua penalização reduzida em 50%.

Alternativa 2) Soma das duas parcelas de penalizações ($PV_{270} + PV_{ENS}$), ou seja, $p_1 = p_2 = 1$. Nesta alternativa a diretriz também é atribuir a mesma importância à duração dos desligamentos e à ENS, porém se deseja que os efeitos da duração dos desligamentos e da energia não suprida sejam considerados em suas totalidades. Esta alternativa garante que a penalização seja pelo menos igual à que é praticada hoje, mas pode ocorrer um aumento considerável da penalização quando a ENS é elevada.

Alternativa 3) Ponderação: 100% da penalização por duração dos desligamentos (PV_{270}) e 20% da penalização por ENS (PV_{ENS}), ou seja, $p_1 = 1$ e $p_2 = 0,2$. Nesta alternativa também se garante que a penalização seja pelo menos igual à que é praticada hoje, mas o efeito da ENS é ponderado em 20%, o que visa manter a penalização próxima à que ocorre hoje.

Alternativa 4) Ponderação: 80% da penalização por duração dos desligamentos (PV_{270}) e 20% da penalização por ENS (PV_{ENS}), ou seja, $p_1 = 0,8$ e $p_2 = 0,2$. A diretriz nesta alternativa é introduzir a importância sistêmica das funções de transmissão, mas manter a penalização próxima à que ocorre hoje, mesmo nos casos com corte de carga. Essa também é uma alternativa que introduz a ENS na apuração de forma suave, permitindo que a assimilação do seu efeito seja gradativa até o seu amadurecimento.

5.6 Metodologia de apuração

A metodologia de penalização apresentada compreende a soma ponderada entre a parcela referente à energia não suprida, calculada com base em padrões de desempenho por classe de função de transmissão (PV_{ENS}) e a parcela referente à duração dos desligamentos, calculada como determina a Resolução nº 270/2007 (PV_{270}).

Atualmente a PV_{270} é calculada mensalmente. Assim, para que a inclusão de uma nova parcela de penalização seja viável, esta deve ser calculada para o mesmo período. Portanto, a PV_{ENS} será calculada mensalmente, assim como ocorre com a PV_{270} . Adicionalmente, a Resolução nº 270/2007 determina que para fins de cálculo da penalização, deve ser considerado o valor acumulado das durações dos desligamentos em um período de 12 meses contínuos, respeitando a franquia estabelecida. Para manter a conformidade com esse critério, optou-se por seguir a mesma regra para a apuração da PV_{ENS} , ou seja, para cada mês de apuração deve ser verificado se a ENS acumulada em 12 meses (mês de apuração e 11 meses anteriores) supera a franquia. Em caso positivo aplica-se a devida penalização com base no que indica o padrão de desempenho. Para o caso da PV_{ENS} , a franquia é representada pelo ponto (1) do padrão de desempenho, como mostra a Figura 8. Ou seja, é o valor de ENS a partir do qual passa a existir penalização.

As condições consideradas são apresentadas a seguir.

- a. Se o valor da energia não suprida acumulada no período de 11 meses anteriores ao da apuração for inferior ou igual à franquia (ponto (1) do padrão de desempenho), será considerado para efeito de penalização o seguinte valor de ENS:

$$ENS = ENS_{verificada\ no\ mês} + ENS_{acumulada\ nos\ 11\ meses\ anteriores}$$

- b. Se o valor da energia não suprida acumulada no período de 11 meses anteriores ao da apuração for superior à franquia, será considerado para efeito de penalização o seguinte valor de ENS:

$$ENS = ENS_{verificada\ no\ mês} + franquia$$

Na condição *a*, a franquia não foi superada durante os 11 meses anteriores ao mês de apuração, portanto pode ou não, ocorrer penalização, dependendo do valor apurado no mês. Se a soma entre o valor apurado no mês e o valor acumulado nos 11 meses anteriores superar a franquia, então ocorre penalização. Em caso contrário, a concessionária está isenta.

Na condição *b*, a franquia já foi superada durante os 11 meses anteriores ao mês de apuração, portanto se ocorrer desligamentos com ENS durante o mês, a concessionária sofrerá, necessariamente, penalização. No entanto, deve ser entendido que o fato de a franquia já ter sido superada anteriormente implica que já houve uma penalização. Portanto, na hipótese de ocorrência de desligamento(s) com corte de carga no mês de apuração, utiliza-se, para fins de determinação da penalização, o valor da soma entre a ENS verificada no mês e a franquia, e assim evita-se uma penalização dupla. Tanto na condição *a* quanto na *b*, deve ser respeitado o limite da penalização (ponto (2) do padrão de desempenho).

Em resumo, as etapas do processo de apuração da qualidade do serviço de transmissão por essa metodologia são:

1. Em um dado mês, é apurada a duração e a ENS decorrente de cada desligamento.
2. De posse das durações dos desligamentos, é calcula a PV_{270} , para cada função de transmissão, de acordo com a Resolução nº 270/2007.
3. De posse da ENS decorrente dos desligamentos e dos padrões de desempenho, é calculada a PV_{ENS} , para cada FT, de acordo com a regra estabelecida nesta seção.
4. A partir dos pesos p_1 e p_2 adotados, é calculado o valor da penalização PV_{comp} , para cada função de transmissão.
5. Caso alguma FT mereça bonificação no período, essa é calculada de acordo com o Adicional à RAP constante na Resolução nº 270/2007.

6 LEVANTAMENTO DOS PADRÕES DE DESEMPENHO

A metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão apresentada no capítulo anterior requer, para o cálculo da penalização baseada na ENS, a elaboração de padrões de desempenho para as diversas funções de transmissão, com a definição do valor médio histórico de ENS e do limite de penalização. Essa tarefa está associada com o acesso aos registros históricos detalhados dos desligamentos, que são essenciais para permitir a calibração do padrão.

Devido à carência dessas informações, os padrões de desempenho serão definidos, neste trabalho, a partir de simulações de avaliação de confiabilidade considerando as funções de transmissão de uma dada região do SIN, e da análise de alguns desligamentos reais ocorridos no SIN no período compreendido entre os anos de 2008 e 2012.

Serão elaborados os padrões de desempenho para as linhas de transmissão de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV e para todos os transformadores da Rede Básica, com tensão inferior ou igual a 345 kV e com tensão superior a 345 kV.

A definição dos padrões de desempenho foi tratada na seção 5.4, e consiste na definição de três pontos, como mostra a Figura 8, repetida na Figura 9 para facilitar a referência. O ponto (1) é definido, para cada classe de FT, a partir do valor médio histórico de ENS decorrente dos desligamentos das FTs que compõem a referida classe, com acréscimo de uma margem de 5%. O ponto (2) representa o limite da penalização e corresponde a 25% do somatório dos pagamentos base da FT cuja qualidade estiver sendo apurada, no período contínuo de 12 meses, em concordância com o que estabelece a Resolução nº 270/2007. O ponto (3) é o maior valor de ENS apurado no histórico considerado, com acréscimo de uma margem de 20% se forem utilizadas simulações.

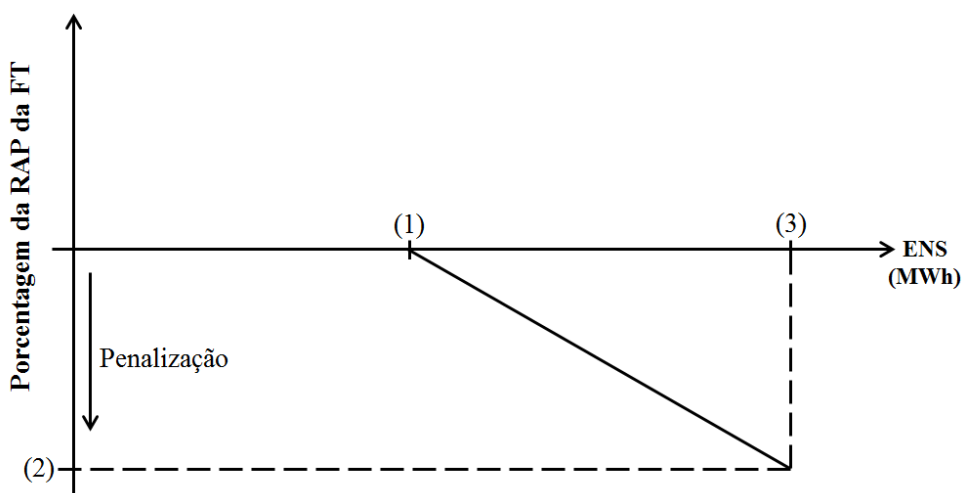


Figura 9 – Padrão de desempenho

As definições desses pontos e dos padrões de desempenho para as classes de funções de transmissão propostas são apresentadas a seguir.

6.1 Padrões de desempenho baseados em simulações

Essa etapa consiste na definição dos padrões de desempenho, para as classes mencionadas, com base em estudos de avaliação da confiabilidade. Para tanto, foi utilizado o *software* NH2 [47], desenvolvido pelo CEPEL e destinado a análises da confiabilidade de sistemas de potência, com o propósito de simular desligamentos na área de estudo e estimar o valor de energia não suprida.

Consideraram-se, na avaliação da confiabilidade, os dados completos da rede elétrica do SIN, porém limitou-se a área de estudo, ou seja, a área na qual foram simulados os desligamentos. Optou-se por considerar parte da região sul do país, compreendendo 110 linhas de transmissão de 230 kV, 38 linhas de transmissão de 500 kV, 83 transformadores com tensão inferior ou igual a 345 kV e 29 transformadores com tensão superior a 345 kV.

A avaliação da confiabilidade requer a definição de três regiões: de controle, de monitoração e de cálculo de índices. A primeira corresponde a parte do sistema onde estão localizados os controles utilizados na solução do fluxo de potência ou pelo modelo de medidas corretivas. Para essa região definiu-se todo o sistema, com o intuito de tornar as medidas corretivas mais eficientes. A segunda região, de monitoração, corresponde a parte do sistema onde as violações operativas serão eliminadas pelo modelo de medidas corretivas. Para essa região também foi definido todo o sistema. Por fim, a última região corresponde a parte do sistema onde os cortes de carga serão incluídos nos índices de confiabilidade. Como um destes índices, a EENS, será a base para a definição do padrão de desempenho, deseja-se que o impacto sistêmico decorrente dos desligamentos ocorridos na área de estudo, ou seja, os cortes de carga que os mesmos provocam, seja considerado independentemente da região que ocorra. Neste sentido, definiu-se para essa região todo o sistema.

Para a avaliação da confiabilidade é necessário o conhecimento da taxa de falha e tempo médio de reparo das funções de transmissão, que são utilizados para o cálculo da probabilidade de falha de uma dada FT. Neste trabalho foram utilizados os dados típicos por classe de tensão e tipo de equipamento, apresentados no apêndice e obtidos através do *site* do ONS [48]. A taxa de falha é dada em falhas/ano para o caso de transformadores, sendo dividida segundo os níveis de tensão: 230, 289, 345, 440, 500, 525, 750 e 765 kV. A taxa de falha para as linhas de transmissão é dada em falhas/ano·km, seguindo a mesma divisão por tensão. O tempo médio de reparo, para linhas e transformadores, é dado em horas.

Foi utilizada a técnica de enumeração de estados, com simulações de contingências simples de linhas de transmissão e transformadores da Rede Básica. Para cada um dos desligamentos, em caso de violações operativas de tensão ou carregamento dos circuitos, permitiram-se as ações de mudança de tape de transformadores, controle de tensão na barra de

geração e redespacho de potência ativa. No caso de ineficácia das medidas corretivas, o desligamento resulta em corte de carga.

Destaca-se que para a realização das simulações utilizaram-se as bases de dados referentes ao patamar de carga média, dos meses de maio e agosto de dois anos distintos. Buscou-se com isso obter um padrão de desempenho que sinalize o comportamento médio do sistema.

As informações de interesse para o propósito de construir os padrões de desempenho são: o número de desligamentos que causam corte de carga e o valor esperado de energia não suprida (EENS) de cada um desses desligamentos. O índice EENS representa uma estimativa para o valor da ENS, usualmente em MWh/ano, como mostra a equação (25).

$$EENS = 8760 \times \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (25)$$

onde C_i é o corte de carga no estado i do sistema, p_i é a probabilidade do estado i do sistema e S é o conjunto de todos os estados do sistema associados com corte de carga.

De posse das referidas informações, determina-se, para cada classe de FT, o ponto (1) do padrão de desempenho, a partir da média do valor esperado de energia não suprida dos desligamentos das FTs pertencentes à classe considerada. Determina-se também o ponto (3), a partir do maior valor de EENS registrado, para a classe considerada, com um acréscimo de 20% de margem.

6.1.1 Transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV

Foram simulados os desligamentos dos transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV, para as quatro bases de dados mencionadas anteriormente (maio e agosto de dois anos distintos no patamar de carga média). Os resultados mostraram que, no total, 32 casos de desligamentos geraram corte de carga, com média de 42,375 MW. Conforme mencionado anteriormente utilizaram-se valores típicos de taxa de falha e tempo médio de reparo por classe de tensão e tipo de equipamento. No caso de transformadores esses valores dependem exclusivamente do nível de tensão, portanto transformadores de um mesmo nível de tensão têm probabilidades iguais de falha. Neste sentido, o maior corte de carga resulta, necessariamente, no maior valor esperado de energia não suprida, o segundo maior corte no segundo maior valor de EENS e assim sucessivamente.

O valor de EENS calculado é de 278,148 MWh/ano e o maior corte de carga é 81,1MW, o que representa um valor esperado de energia não suprida de 528,15 MWh/ano.

Os pontos (1) e (3) do padrão de desempenho são calculados em função desses valores, como é mostrado a seguir.

$$EENS_{média} = 278,148 \text{ MWh/ano}$$

Adotando a margem de 5%, tem-se:

$$\text{Ponto}(1)_{\text{simulação, trafo} \leq 345\text{kV}} = 278,148 \times 1,05 = 292,055 \text{ MWh/ano}$$

O ponto (3) equivale ao maior valor de EENS registrado para o conjunto simulado com o acréscimo de 20%, portanto:

$$\text{Ponto}(3)_{\text{simulação, trafo} \leq 345\text{kV}} = 528,15 \times 1,2 = 633,78 \text{ MWh/ano}$$

De posse dessas informações obtém-se o padrão de desempenho para a classe de transformadores de tensão ≤ 345 kV, como mostra a Figura 10.

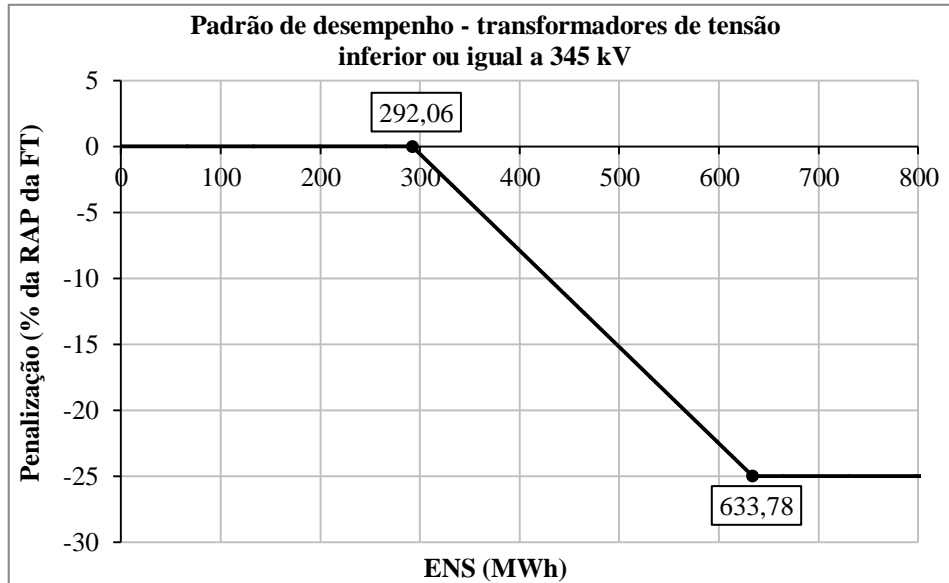


Figura 10 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão ≤ 345 kV (obtido por simulações)

A equação (26), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para os transformadores de tensão ≤ 345 kV.

$$PV_{ENS, \text{trafo} \leq 345\text{kV}} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 292,06 \\ 0,0732 \times ENS - 21,366 & \text{se } 292,06 < ENS < 633,78 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 633,78 \end{cases} \quad (26)$$

6.1.2 Linhas de transmissão de 230 kV

Foram simulados os desligamentos das linhas de transmissão de 230 kV da área de estudo e para as mesmas bases de dados descritas no item 6.1.1. Os resultados mostraram que, no total, apenas 8 casos de desligamentos geraram corte de carga, com média de 48,7 MW. As taxas de falha para as linhas de transmissão são dependentes dos seus comprimentos, portanto, diferentemente do que ocorre para o caso dos transformadores, as probabilidades de falha não são iguais para um mesmo nível de tensão. Neste sentido, pode ocorrer que o desligamento que causa o maior corte de carga não seja, necessariamente, o que resulta em maior valor esperado de energia não suprida.

O valor de EENS calculado é de 16,01 MWh/ano e o maior corte de carga é 82,7 MW, que coincidiu com o maior valor esperado de energia não suprida, 29,30 MWh/ano.

Os pontos (1) e (3) do padrão de desempenho são calculados em função desses valores, como é mostrado a seguir.

$$EENS_{m\u00e9dia} = 16,01 \text{ MWh/ano}$$

Adotando a margem de 5%, tem-se:

$$Ponto(1)_{\text{simulação, lt } 230\text{kV}} = 16,01 \times 1,05 = 16,81 \text{ MWh/ano}$$

O ponto (3) equivale ao maior valor de EENS registrado para o conjunto simulado com o acréscimo de 20%, portanto:

$$Ponto(3)_{\text{simulação, lt } 230\text{kV}} = 29,30 \times 1,2 = 35,16 \text{ MWh/ano}$$

De posse dessas informações obtém-se o padrão de desempenho para a classe de linhas de transmissão de 230 kV, como mostra a Figura 11.

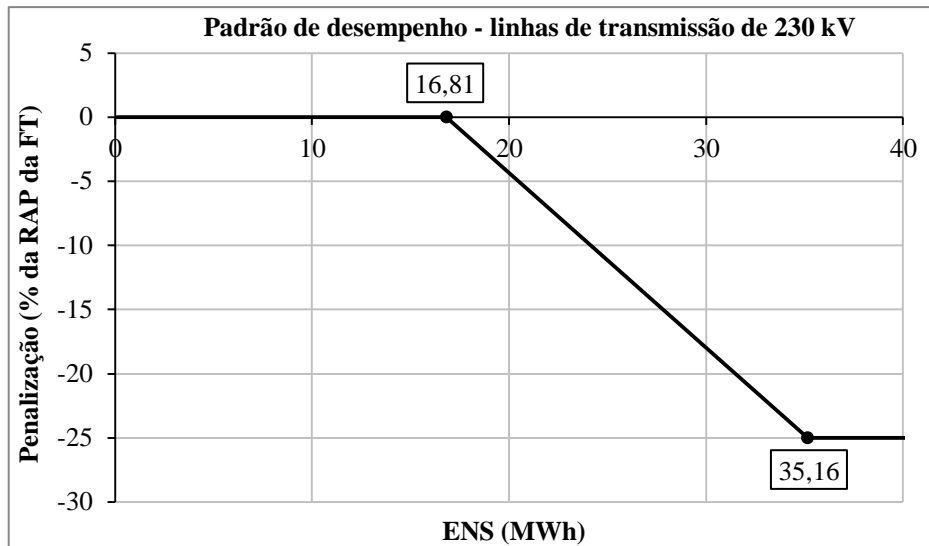


Figura 11 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 230 kV (obtido por simulações)

A equação (27), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para as linhas de transmissão de 230 kV.

$$PV_{ENS, \text{ lt } 230\text{kV}} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 16,81 \\ 1,362 \times ENS - 22,892 & \text{se } 16,81 < ENS < 35,16 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 35,16 \end{cases} \quad (27)$$

6.1.3 Classes restantes

Com base nos dados utilizados, não foi possível criar o padrão para as classes restantes, pois os desligamentos referentes a essas FTs, considerando a área de estudo, não resultam em corte de carga, com exceção de uma linha de 500 kV. Nesse caso, a impossibilidade se deu devido à existência de um único evento.

6.2 Padrões de desempenho baseados em desligamentos reais

Essa etapa consiste na definição dos padrões de desempenho, para as classes mencionadas, com base nos desligamentos reais ocorridos em todas as regiões do SIN durante o período de 2008 a 2012.

Conforme exposto no início do capítulo, a calibração adequada do padrão de desempenho requer a análise de registros históricos detalhados dos desligamentos ocorridos no SIN. Se o objetivo é definir um padrão, ou seja, um comportamento frequente, então quanto maior o número de amostras, melhor será o resultado. Com o intuito de obter o maior número de registros, recorreu-se ao relatório semanal elaborado pelo ONS, chamado de síntese gerencial [49], que relaciona com detalhes as principais perturbações verificadas no SIN, especificando as causas, consequências (incluindo os cortes de carga), empresas envolvidas e as providências tomadas após os eventos. No entanto, só foi possível obter esses arquivos para os anos de 2008 e 2009, pois os demais relatórios, referentes aos anos de 2010, 2011 e 2012, não estão disponíveis para acesso público. Para contornar essa situação, utilizou-se, para os anos de 2010 a 2012, o “informativo preliminar diário da operação” (IPDO), disponível no site do ONS [50], que também informa as ocorrências na rede de operação. Porém, deve ser destacado que o IPDO não é tão completo quanto a síntese gerencial, tanto no sentido do detalhamento das informações, já que se trata de um documento preliminar, quanto no número de eventos relatados.

Essa análise requer a definição de critérios, devido às especificidades dos desligamentos. O primeiro ponto a ser tratado relaciona-se com os casos de desligamentos de várias funções de transmissão, que causam corte de carga, desencadeados por eventos em cascata, que estão frequentemente relacionados com desligamentos automáticos acidentais, falha ou atuação indevida na proteção. Nesses casos, seria necessária uma análise minuciosa, com o intuito de estabelecer a FT responsável pelo corte de carga. Porém, devido à falta de informações para tanto, atribui-se essa responsabilidade à primeira FT desligada. Em outras palavras, para fins de divisão dos desligamentos por função de transmissão, considera-se a FT que deu origem aos eventos que geraram o corte de carga.

O segundo ponto refere-se à contabilização do tempo da interrupção de fornecimento de energia, necessário para o cálculo da ENS. A questão a ser levantada é que a recomposição da carga pode ser feita gradativamente e, portanto, para que a ENS seja calculada corretamente deve-se conhecer os horários das recomposições. Neste sentido definiu-se o seguinte critério: considera-se na contabilização do tempo da interrupção de fornecimento de energia o horário da conclusão do reestabelecimento, mesmo que o processo tenha ocorrido gradativamente, com exceção dos casos onde os horários de recomposição estejam claramente especificados.

Adicionalmente, não são considerados desligamentos iniciados por equipamentos não integrantes da Rede Básica, o que está em conformidade com o critério estabelecido pela Resolução nº 270/2007, e também não são consideradas as contingências múltiplas ocorridas simultaneamente ou os eventos com consequências extremas, como, por exemplo, a abertura

da interligação dos subsistemas. Com isso tenta-se eliminar, em parte, os desligamentos atípicos.

Por fim, foram desconsiderados os desligamentos cujas informações eram insuficientes ou dúbias para identificação da origem do evento.

A seguir é apresentado o resumo da análise realizada, contendo os valores da ENS, duração e frequência dos desligamentos com interrupção de fornecimento de energia, por ano e classe de FT, além dos padrões de desempenho.

6.2.1 Transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV

Seguindo os critérios estabelecidos, identificaram-se 54 desligamentos de transformadores (230 kV e 345 kV) com corte de carga, como mostra a Tabela 14.

Tabela 14 – Resumo da análise dos desligamentos – transformadores de tensão ≤ 345 kV

Ano	Número de desligamentos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	20	293	248,756	12,438
2009	17	599	628,017	36,942
2010	8	317	661,900	82,738
2011	6	171	171,633	28,606
2012	3	87	103,850	34,617
Somatório	54	1467	1814,156	

O valor da ENS média é obtido pela divisão da ENS verificada durante o período de análise (1814,156 MWh) pelo número de desligamentos ocorridos (54 desligamentos), ou seja, $ENS_{média} = 33,595$ MWh.

O maior valor de ENS foi resultante do desligamento de um transformador de 230/69 kV, que provocou o corte de 120 MW de carga, durante 145 minutos (290 MWh).

A partir dessas informações determinam-se os pontos (1) e (3) e o padrão de desempenho. O ponto (1) é igual à ENS média acrescida de uma margem de 5%, como é apresentado a seguir.

$$Ponto(1)_{trafo \leq 345kV} = 33,595 \times 1,05 = 35,275 \text{ MWh}$$

O ponto (3) é igual ao maior valor de ENS verificado no período de análise, ou seja:

$$Ponto(3)_{trafo \leq 345kV} = 290 \text{ MWh}$$

Por fim, obtém-se o padrão de desempenho como mostra a Figura 12.

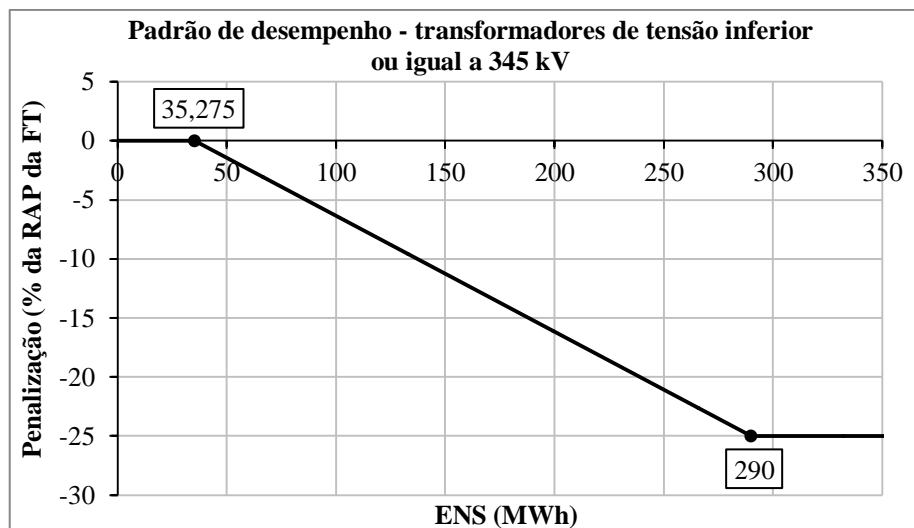


Figura 12 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão ≤ 345 kV

A equação (28), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para os transformadores com tensão ≤ 345 kV.

$$PV_{ENS, trafeo \leq 345kV} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 35,275 \\ 0,0981 \times ENS - 3,4621 & \text{se } 35,275 < ENS < 290 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 290 \end{cases} \quad (28)$$

6.2.2 Transformadores de tensão superior a 345 kV

Seguindo os critérios estabelecidos, identificaram-se 9 desligamentos de transformadores com tensão superior a 345 kV com corte de carga, como mostra a Tabela 15.

Tabela 15 – Resumo da análise dos desligamentos – transformadores de tensão > 345 kV

Ano	Número de desligamentos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	1	18	24,00	24,00
2009	1	110	93,50	93,50
2010	4	325	782,57	195,64
2011	0	0	0	0
2012	3	217	343,68	114,56
Somatório	9	670	1243,75	

O valor da ENS média é obtido pela divisão da ENS verificada durante o período de análise (1243,75 MWh) pelo número de desligamentos ocorridos (9 desligamentos), ou seja, $ENS_{média} = 138,194$ MWh.

O maior valor de ENS foi de 677,167 MWh, em consequência do desligamento de um transformador de 500/230 kV

O ponto (1) é igual à ENS média acrescida de uma margem de 5%, como apresentado a seguir.

$$Ponto(1)_{trafo>345kV} = 138,194 \times 1,05 = 145,104 \text{ MWh}$$

O ponto (3) é igual ao maior valor de ENS verificado no período de análise, ou seja:

$$Ponto(3)_{trafo>345kV} = 677,167 \text{ MWh}$$

Por fim, obtém-se o padrão de desempenho como mostra a Figura 13.

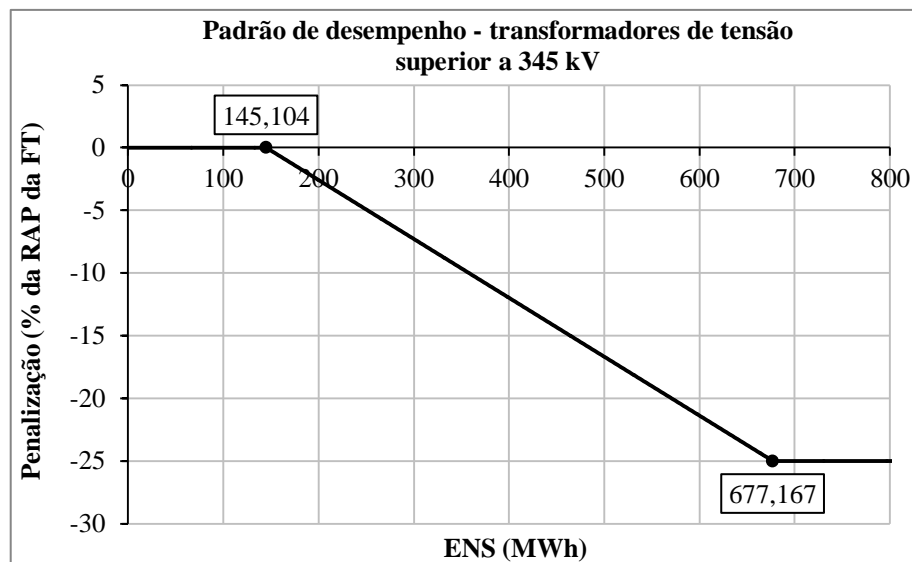


Figura 13 – Padrão de desempenho para transformadores de tensão > 345 kV

A equação (29), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para os transformadores com tensão > 345 kV.

$$PV_{ENS, trafo > 345kV} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 145,104 \\ 0,047 \times ENS - 6,818 & \text{se } 145,104 < ENS < 677,167 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 677,167 \end{cases} \quad (29)$$

6.2.3 Linhas de transmissão de 230 kV

Seguindo os critérios estabelecidos, identificaram-se 264 desligamentos de linhas de transmissão de 230 kV com corte de carga, como mostra a Tabela 16.

Tabela 16 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 230 kV

Ano	Número de Eventos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	89	1132	707,08	7,945
2009	94	2574	6679,48	71,058
2010	35	907	1166,76	33,336
2011	26	490	694,13	26,697
2012	20	531	1293,37	64,669
Somatório	264	5634	10540,82	

O valor da ENS média é obtido pela divisão da ENS verificada durante o período de análise (10540,82 MWh) pelo número de desligamentos ocorridos (264 desligamentos), ou seja, $ENS_{média} = 39,9273 \text{ MWh}$.

O maior valor de ENS foi consequência de um desligamento que cortou 905 MW de carga por 85 minutos (1282,083MWh).

O ponto (1) é igual à ENS média acrescida de uma margem de 5%, como apresentado a seguir.

$$\text{Ponto (1)}_{lt \ 230kV} = 39,9273 \times 1,05 = 41,924 \text{ MWh}$$

O ponto (3) é igual ao maior valor de ENS verificado no período de análise, ou seja:

$$\text{Ponto(3)}_{lt \ 230kV} = 1282,083 \text{ MWh}$$

Por fim, obtém-se o padrão de desempenho como mostra a Figura 14.

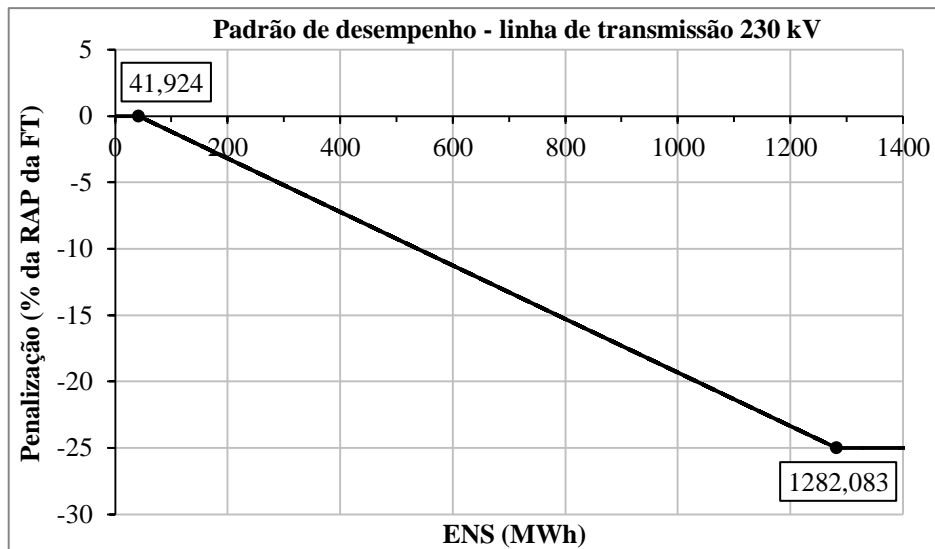


Figura 14 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 230 kV

A equação (30), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para as linhas de transmissão de 230 kV.

$$PV_{ENS, lt \ 230kV} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 41,924 \\ 0,0202 \times ENS - 0,8451 & \text{se } 41,924 < ENS < 1282,083 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 1282,083 \end{cases} \quad (30)$$

6.2.4 Linhas de transmissão de 345 kV

Para a classe de linhas de transmissão de 345 kV ocorreram apenas 3 desligamentos que atendem os critérios estabelecidos, como mostra a Tabela 17.

Tabela 17 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 345 kV

Ano	Número de Eventos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	2	7	7,193	3,597
2009	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2011	1	18	58,2	58,2
2012	0	0	0	0
Somatório	3	25	65,393	

O valor da ENS média é obtido pela divisão da ENS verificada durante o período de análise (65,393 MWh) pelo número de desligamentos ocorridos (3 desligamentos), ou seja, $ENS_{média} = 21,798 \text{ MWh}$

O maior valor de ENS foi de 58,2 MWh, resultante de um desligamento com corte de 194 MW de carga e duração de 18 minutos.

O ponto (1) é igual à ENS média acrescida de uma margem de 5%, como apresentado a seguir.

$$Ponto (1)_{lt \ 345kV} = 21,798 \times 1,05 = 22,888 \text{ MWh}$$

O ponto (3) é igual ao maior valor de ENS verificado no período de análise, ou seja:

$$Ponto(3)_{lt \ 345kV} = 58,2 \text{ MWh}$$

Por fim, obtém-se o padrão de desempenho como mostra a Figura 15.

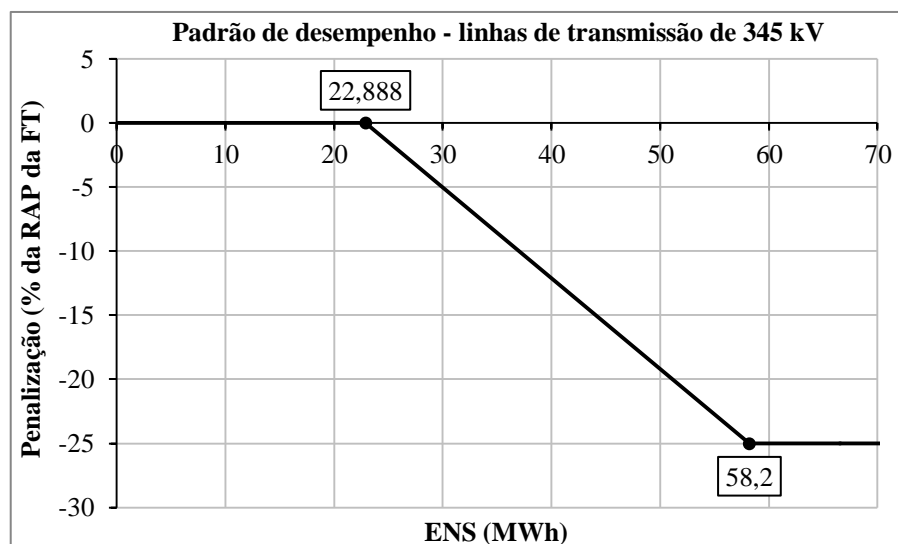


Figura 15 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 345 kV

A equação (31), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para as linhas de transmissão de 345 kV.

$$PV_{ENS, lt\ 345\ kV} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 22,888 \\ 0,708 \times ENS - 16,204 & \text{se } 22,888 < ENS < 58,2 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 58,2 \end{cases} \quad (31)$$

6.2.5 Linhas de transmissão de 440 kV

Para essa classe de FT não é possível criar o padrão de desempenho, já que foi identificado apenas um desligamento que atende aos critérios propostos, como mostra a Tabela 18.

Tabela 18 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 440 kV

Ano	Número de Eventos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	0	0	0	0
2009	1	12	2,94	2,94
2010	0	0	0	0
2011	0	0	0	0
2012	0	0	0	0
Somatório	1	12	2,94	

6.2.6 Linhas de transmissão de 500 kV

Por fim, para a classe de linhas de 500 kV, o padrão de desempenho foi criado com base em 10 desligamentos, de acordo com a Tabela 19.

Tabela 19 – Resumo da análise dos desligamentos – LT 500 kV

Ano	Número de Eventos com corte de carga	Somatório da duração das interrupções (minutos)	ENS total (MWh)	Média por ocorrência (MWh)
2008	2	47	212,242	106,121
2009	5	141	1850,750	370,150
2010	2	116	902,167	451,083
2011	1	69	374,900	374,900
2012	0	0	0	0
Somatório	10	373	3340,059	

O valor da ENS média é obtido pela divisão da ENS verificada durante o período de análise (3340,059 MWh) pelo número de desligamentos ocorridos (10 desligamentos), ou seja, $ENS_{m\u00e9dia} = 334,006\ MWh$

O maior valor de ENS foi de 1778,333 MWh, resultante de um desligamento com corte de 1100 MW de carga e duração de 97 minutos.

O ponto (1) é igual à ENS média acrescida de uma margem de 5%, como apresentado a seguir.

$$Ponto\ (1)_{lt\ 500kV} = 334,006 \times 1,05 = 350,706\ MWh$$

O ponto (3) é igual ao maior valor de ENS verificado no período de análise, ou seja:

$$Ponto(3)_{lt\ 500kV} = 1778,333\ MWh$$

Por fim, obtém-se o padrão de desempenho como mostra a Figura 16.

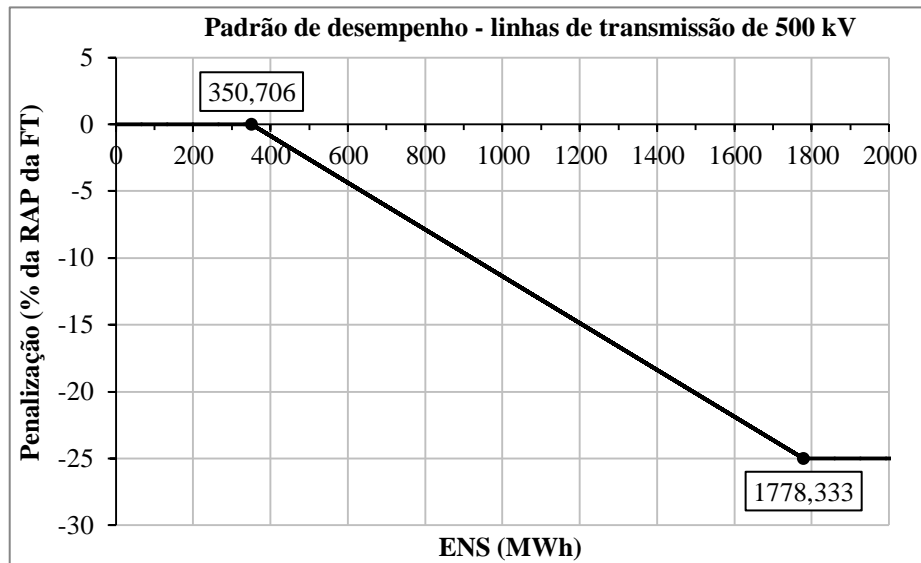


Figura 16 – Padrão de desempenho para linhas de transmissão de 500 kV

A equação (32), dada em % da RAP da FT, define o padrão de desempenho para as linhas de transmissão de 500 kV.

$$PV_{ENS, lt\ 500kV} = \begin{cases} 0 & \text{se } ENS \leq 350,706 \\ 0,0175 \times ENS - 6,141 & \text{se } 350,706 < ENS < 1778,333 \\ 25 & \text{se } ENS \geq 1778,333 \end{cases} \quad (32)$$

No capítulo 7 a metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão apresentada será aplicada em casos reais de desligamentos ocorridos no sistema elétrico brasileiro, utilizando-se os padrões apresentados neste capítulo.

7 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é apresentar a aplicação da metodologia de apuração da qualidade do serviço de transmissão elaborada neste trabalho. Para tanto, foram simuladas as penalizações decorrentes de casos reais de desligamentos ocorridos no SIN, envolvendo funções de transmissão distintas. Todos os desligamentos estudados se enquadram na categoria de Outros Desligamentos, ou seja, desligamentos não programados, e as funções de transmissão envolvidas são outorgadas à concessionária através de processo não licitatório, o que implica na necessidade de aplicar todos os dispositivos da Resolução nº 270/2007. Na medida em que este estudo visa apenas analisar a metodologia e não as funções de transmissão em si, não serão mencionados os nomes das subestações reais às quais estão conectadas.

Conforme exposto ao longo do capítulo 5, a penalização PV_{comp} a qual uma concessionária de transmissão está sujeita, por consequência dos desligamentos das FTs de sua propriedade, é composta por uma parcela de penalização por duração de desligamento (PV_{270}), que é calculada como determina a Resolução nº 270/2007, e uma parcela por ENS (PV_{ENS}), que tem o papel de sinalizar a importância sistêmica das funções de transmissão que ficaram indisponíveis. A formulação para o cálculo da PV_{comp} permite o ajuste da composição da penalização, ou seja, o ajuste dos pesos atribuídos às parcelas PV_{270} e PV_{ENS} . No item 5.5 foram apresentadas quatro alternativas para essa composição, que são utilizadas no estudo dos casos. Com o intuito de avaliar o impacto financeiro sofrido pelas concessionárias em decorrência de cada uma das composições das penalizações, escolheram-se, para a realização do estudo do presente capítulo, prioritariamente, desligamentos que resultam tanto em penalizações por duração quanto por energia não suprida.

De acordo com a metodologia apresentada, o valor da penalização PV_{comp} depende dos valores acumulados das durações dos desligamentos e da ENS no período contínuo de 12 meses. Para o estudo de casos, optou-se por considerar o período de 12 meses que se inicia em janeiro e termina em dezembro, referente aos anos que são definidos mais a frente. Adota-se a hipótese de que não ocorreram desligamentos no período de 11 meses anteriores ao mês no qual ocorre o primeiro desligamento analisado no estudo. Em outras palavras, para cada caso estudado, considera-se que a franquia ainda não foi reduzida em consequência de desligamentos ocorridos no passado.

Cabe ressaltar que as classes de linhas de transmissão de 345 kV e 440 kV serão excluídas do estudo, já que o padrão de desempenho foi levantado a partir de apenas 3 desligamentos para a LT 345 kV, e não pôde ser levantado para a LT 440 kV. Os padrões de desempenho da classe de transformadores de tensão superior a 345 kV também foi levantado a partir de poucas amostras (9 desligamentos). Ainda assim, essa classe será considerada no estudo, pois se entende que esse número reflete o fato de que os desligamentos nesse nível de tensão usualmente não geram corte de carga, já que a rede de transmissão é malhada e a carga é atendida, em sua maioria, através do sistema de 230 kV em trechos radiais. Por fim, as

classes de linhas de transmissão de 230 kV e transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV serão consideradas no estudo, na medida em que representam o maior percentual de casos com corte de carga. Adicionalmente, salienta-se que o estudo não compreende a apuração da qualidade do serviço de transmissão por frequência de desligamentos, já que o descumprimento dos padrões de frequência resulta em penalidades na forma de multa, estabelecida pela Resolução nº 63/2005, e não em penalizações por Parcela Variável.

A seguir são descritos os casos estudados.

- Caso 1 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos de um transformador de 230/138 kV, 100 MVA, localizado na região centro oeste, durante o ano de 2008. Esse caso compreende a análise de quatro desligamentos, dos quais todos geraram corte de carga. Ocorre parcela de penalização por duração dos desligamentos e por energia não suprida.
- Caso 2 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos de um transformador de 230/69 kV, 50 MVA, localizado na região centro oeste, no ano de 2008. Esse caso compreende a análise de três desligamentos, dos quais todos geraram corte de carga. Ocorre parcela de penalização por duração dos desligamentos e por energia não suprida.
- Caso 3 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos de um transformador 500/230 kV, 300 MVA, localizado na região nordeste, em 2012. Esse caso compreende a análise de um único desligamento, que gera parcelas de penalização por duração e energia não suprida.
- Caso 4 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos de uma linha de transmissão de 230 kV, na região sul, no ano de 2009. Esse caso compreende a análise de sete desligamentos, dos quais dois geram corte de carga. Ocorre penalização por duração e energia não suprida.
- Caso 5 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos dos transformadores 1 e 2 230/69 kV, 88 MVA de uma SE da região sul, no ano de 2010. Esse caso compreende a análise de um desligamento duplo, em que ocorre apenas penalização por energia não suprida.
- Caso 6 – apuração das penalizações resultantes dos desligamentos de duas linhas de transmissão localizadas na região sul, no ano de 2011. Esse caso compreende a análise de um desligamento duplo, em que ocorre penalização por duração de desligamento e energia não suprida.

De acordo com a Resolução nº 270/2007, a Parcela Variável é apresentada na forma de moeda corrente (Reais). No entanto devido à impossibilidade de obter o valor do Pagamento Base de algumas FTs analisadas neste capítulo, as penalizações são apresentadas, no estudo de casos, em porcentagem do valor do PB e da RAP da FT, de acordo com as equações (33) e (34).

$$PV_{270}(\% \text{ do PB}) = \frac{k_o \times \sum DVOD}{1440 \times D} \times 100 \quad (33)$$

$$PV_{270}(\% \text{ da RAP da FT}) = \frac{k_o \times \sum DVOD}{12 \times 1440 \times D} \times 100 \quad (34)$$

onde,

K_o é o fator multiplicador, D é o número de dias do mês de apuração e $\sum DVOD$ é o somatório da duração verificada de Outros Desligamentos, cuja regra de cálculo é explicada no item 3.2.1.

Com relação à parcela de penalização por ENS, são utilizados os padrões de desempenho apresentados no capítulo 6, levantados através das simulações e da análise dos desligamentos reais. Para fins de nomenclatura, os referidos padrões são denominados como:

- Padrão 1 – Baseado em simulações dos desligamentos.
- Padrão 2 – Baseado nos desligamentos reais.

7.1 Caso 1 – Desligamentos do transformador 230/138 kV

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária do referido transformador, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2008.

O primeiro passo neste sentido é a identificação dos desligamentos desse transformador ocorridos no ano de 2008 e o levantamento dos valores das durações das indisponibilidades e dos cortes de carga.

7.1.1 Levantamento das informações dos desligamentos

A partir da análise dos arquivos da síntese gerencial, identificaram-se quatro desligamentos desse transformador no ano de 2008, cujas informações estão listadas na Tabela 20.

A partir dessas informações determinam-se as parcelas PV_{270} e PV_{ENS} , e posteriormente a penalização PV_{comp} , para cada uma das alternativas apresentadas no item 5.5.

Tabela 20 – Informações dos desligamentos considerados no caso 1

	Desligamentos			
	1	2	3	4
Mês de ocorrência	Janeiro	Fevereiro	Setembro	Setembro
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	7	10	9	218
Duração acumulada das indisponibilidades (minutos)	7	17	26	244
Corte de carga (MW)	66	46	194	80
Duração da interrupção de energia (minutos)	7	10	15 ^(*)	9 ^(*)
Energia não suprida (MWh)	7,7	7,667	31,167	7
ENS acumulada (MWh)	7,7	15,367	46,534	53,534

(*) Parte da carga foi recomposta em menor tempo.

7.1.2 Cálculo da PV_{270}

O cálculo da PV_{270} é feito de acordo com a Resolução nº 270/2007, como mostra o item 3.2.1. Em resumo, procede-se da seguinte forma: para cada mês verifica-se se a duração acumulada dos desligamentos, no período de 12 meses, incluindo o de apuração, é superior à franquia estabelecida. Em caso positivo utiliza-se a equação (33) e define-se o valor da PV_{270} .

A Tabela 3 mostra que a franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 1 hora/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

Com o auxílio da Tabela 20, verifica-se que até o final do mês de fevereiro, a duração acumulada dos desligamentos ainda é inferior à franquia, portanto até essa data não ocorre qualquer penalização em termos de PV_{270} .

Nos meses de março a agosto não ocorrem desligamentos, portanto também não há penalização.

Ao final do mês de setembro a duração acumulada dos desligamentos do transformador estudado é de 244 minutos, o que supera em 184 minutos a franquia para essa classe de FT. Em consequência, ocorre penalização.

A partir da equação (33) e utilizando $ko = 150$, $DVOD = 184 \text{ minutos}$ e $D = 30 \text{ dias}$, chega-se à parcela de penalização PV_{270} , como mostra a equação (35).

$$PV_{270, \text{mês9}} = \frac{150 \times 184}{1440 \times 30} \times 100 = 63,889 (\% \text{ do PB}) \quad (35)$$

$$PV_{270, \text{mês}9} = 5,324 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (36)$$

7.1.3 Cálculo da PV_{ENS}

O cálculo da PV_{ENS} segue o procedimento descrito no item 5.6. Esse procedimento consiste em verificar se a ENS acumulada dos desligamentos no período de 12 meses, incluindo o mês de apuração, é superior à franquia (ponto (1) da Figura 9). Em caso positivo, obtém-se a penalização a partir do padrão de desempenho, utilizando: (a) o valor da ENS acumulada, se não ocorreu outra penalização no período de 11 meses anteriores ao de apuração ou (b) o valor da soma entre a ENS verificada no mês e a franquia, se ocorreu alguma penalização no período descrito anteriormente.

A franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 292,055 MWh/ano, para o padrão 1, como mostra a Figura 10, e 35,275 MWh/ano, para o padrão 2, como mostra a Figura 12.

De acordo com as informações contidas na Tabela 20, verifica-se que não ocorre penalização para o padrão 1, já que a ENS acumulada não ultrapassa, em nenhum momento, a franquia. Ou seja:

$$PV_{ENS}^{\text{padrão}1} = 0$$

Por outro lado, se for adotado o padrão 2, ocorre penalização, pois verifica-se que a partir do mês de setembro a ENS acumulada passa a superar a franquia. O valor da penalização $PV_{ENS}^{\text{padrão}2}$ é calculada a partir da equação (28), utilizando o valor da ENS acumulada, ou seja, $ENS = 53,534$ MWh, como mostra a equação (37).

$$PV_{ENS, \text{mês}9}^{\text{padrão}2} = 0,0981 \times 53,534 - 3,4621 = 1,790 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (37)$$

7.1.4 Cálculo da PV_{comp}

A partir das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} determina-se a penalização (PV_{comp}) aplicável à concessionária, seguindo as quatro alternativas descritas no item 5.5.

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4 e para os padrões 1 e 2. Posteriormente, realiza-se a análise dos resultados.

↳ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês}9}^{\text{padrão}1} = \frac{5,324}{2} = 2,662 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês}9}^{\text{padrão}2} = \frac{5,324 + 1,790}{2} = 3,557 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão1} = 5,324 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão2} = 5,324 + 1,790 = 7,114 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão1} = 5,324 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão2} = 5,324 + 0,2 \times 1,790 = 5,682 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão1} = 0,8 \times 5,324 = 4,259 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão2} = 0,8 \times 5,324 + 0,2 \times 1,790 = 4,617 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

7.1.5 Análise dos resultados

A seguir é realizada a análise das alternativas, com base nas penalizações obtidas. Para facilitar a referência é apresentado o resumo dos resultados na Figura 17.

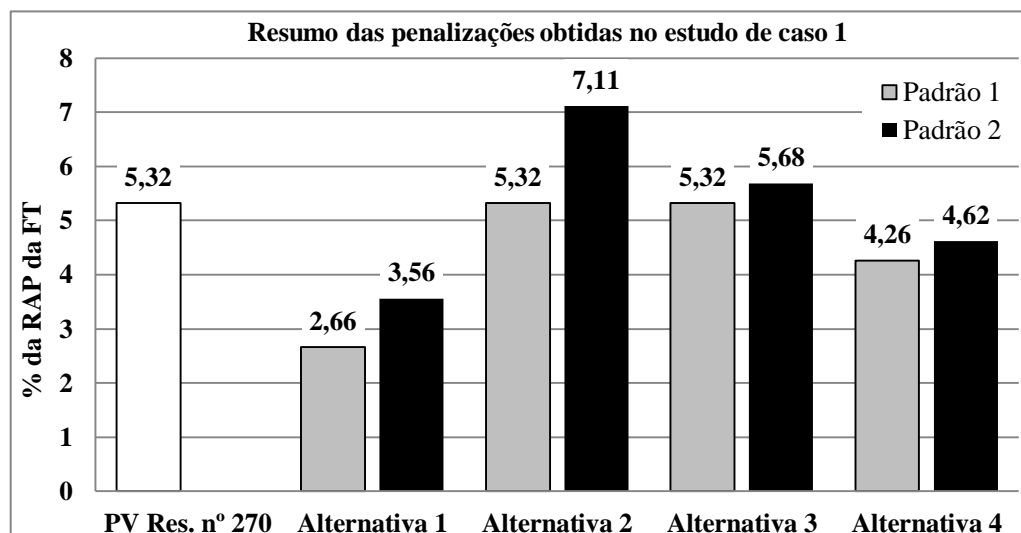


Figura 17 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 1

Para o caso estudado, a consideração da alternativa 1 resulta em redução da penalização em comparação à que é praticada hoje. Isso ocorre, pois a PV_{ENS} é consideravelmente inferior à PV_{270} , já que a energia não suprida acumulada no decorrer do ano, devido aos desligamentos do transformador 230/138 kV, é baixa. Salienta-se que o levantamento do padrão de desempenho para essa classe de FT, a partir de simulações resultou em uma franquia bastante elevada. Por esse motivo, a $PV_{ENS}^{padrão1}$ é nula, ou seja, a penalização $PV_{comp, alt1}^{padrão1}$ considera apenas a parcela por duração de desligamento. Como a alternativa 1 é a

média das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} , a penalização $PV_{comp, alt1}^{padrão1}$ é 50% menor do que a que seria imposta pela Resolução nº 270/2007. A utilização de uma alternativa em que o peso atribuído à PV_{270} é menor do que 100%, em outras palavras, considerar $p_1 < 1$ na equação (24), é uma possibilidade razoável, já que está se propondo a inclusão de um novo parâmetro na apuração da qualidade do serviço de transmissão. Ou seja, a ponderação mencionada atuaria como mecanismo de compensação pela possibilidade de penalização por ENS. No entanto, a utilização de uma ponderação de 50%, como ocorre na alternativa 1, pode ser questionável, já que a penalização PV_{comp} é reduzida substancialmente em comparação com a PV_{270} , em casos em que não ocorre corte de carga (que são a maioria), ou ainda em casos como o estudado, em que a ENS é baixa.

A alternativa 2 é a soma das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} , portanto garante-se que a penalização seja pelo menos igual à praticada hoje. O atual estudo de caso exemplifica essa questão, pois como a parcela $PV_{ENS}^{padrão1}$ é nula, a penalização $PV_{comp, alt2}^{padrão1}$ é igual à PV_{270} . O valor da penalização para o padrão 2 ($PV_{comp, alt2}^{padrão2}$) se mostra razoável, pois não ocorre um aumento muito elevado em comparação com a PV_{270} . Porém, quando a ENS resultante dos desligamentos de uma dada FT é elevada, essa alternativa pode gerar um impacto financeiro considerável para a concessionária, como será visto mais a frente.

A alternativa 3 também garante que a penalização PV_{comp} seja no mínimo igual à PV_{270} . Ao mesmo tempo, o uso da ponderação de 20% da PV_{ENS} promove a sinalização da importância sistêmica da FTs sem gerar um impacto muito grande para a concessionária. No caso estudado, a $PV_{comp, alt3}^{padrão1}$ é igual à PV_{270} assim como na alternativa 2, mas utilizando o padrão 2 houve um aumento pequeno da $PV_{comp, alt3}^{padrão2}$ em relação à PV_{270} , de 6,8%. Nota-se novamente que a ENS acumulada no período de estudo é baixa quando comparada com os padrões levantados.

Na alternativa 4 ocorreu a redução da penalização em relação à praticada hoje, a exemplo da alternativa 1, porém em menor grau. A ponderação de 80% da PV_{270} parece uma opção mais razoável, pois conforme discutido anteriormente, é uma forma de compensação pelo risco da penalização por ENS e, ao mesmo tempo, não gera uma redução grande da penalização, em comparação com a praticada hoje, mesmo nos casos em que a parcela PV_{ENS} é baixa ou inexistente.

7.2 Caso 2 – Desligamentos do transformador 230/69 kV

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária do referido transformador, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2008.

São seguidos os mesmos passos do item 7.1, ou seja, levantamento das informações dos desligamentos, cálculo das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} , determinação da penalização PV_{comp} , a partir das quatro alternativas propostas, e análise dos resultados.

7.2.1 Levantamento das informações dos desligamentos

Foram verificados, a partir da análise da síntese gerencial, três desligamentos, cujas informações estão listadas na Tabela 21.

Tabela 21 – Informações dos desligamentos considerados no caso 2

	Desligamentos		
	1	2	3
Mês de ocorrência	Janeiro	Fevereiro	Setembro
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	21	204	72
Duração acumulada das indisponibilidades (minutos)	21	225	297
Corte de carga (MW)	27	29	245
Duração da interrupção de energia (minutos)	21	44	21
Energia não suprida (MWh)	9,45	21,267	85,75
ENS acumulada (MWh)	9,45	30,717	116,467

7.2.2 Cálculo da PV_{270}

Conforme explicado no item 3.2.1, a PV_{270} é aplicada somente quando a duração acumulada dos desligamentos de uma dada FT supera a franquia estabelecida.

A Tabela 3 mostra que a franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 1 hora/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

Com o auxílio da Tabela 21, verifica-se que até o final do mês de janeiro a duração acumulada dos desligamentos ainda é inferior à franquia, portanto até essa data não ocorre qualquer penalização em termos de PV_{270} .

Ao final do mês de fevereiro a duração acumulada dos desligamentos do transformador estudado é de 225 minutos, o que supera em 165 minutos a franquia para essa classe de FT. Em consequência, ocorre penalização.

A partir da equação (33) e utilizando $ko = 150$, $DVOD = 165 \text{ minutos}$ e $D = 29 \text{ dias}$, chega-se à parcela de penalização $PV_{270, \text{mês}2}$, como mostra a equação (38)

$$PV_{270, \text{mês}2} = \frac{150 \times 165}{1440 \times 29} \times 100 = 59,267 \text{ (\% do PB)} \quad (38)$$

$$PV_{270, \text{mês}2} = 4,939 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (39)$$

Nos meses de março a agosto não ocorrem desligamentos, portanto não há penalização. No mês de setembro ocorre um novo desligamento. Como a franquia já foi excedida no mês de fevereiro, a penalização referente a setembro é calculada a partir da duração verificada no mês, ou seja, com $DVOD = 72 \text{ minutos}$. A penalização $PV_{270, \text{mês}9}$ é dada pela equação (40).

$$PV_{270, \text{mês}9} = \frac{150 \times 72}{1440 \times 30} \times 100 = 25 \text{ (\% do PB)} \quad (40)$$

$$PV_{270, \text{mês}9} = 2,083 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (41)$$

7.2.3 Cálculo da PV_{ENS}

O cálculo da PV_{ENS} segue os procedimentos descritos no item 5.6. A franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 292,055 MWh/ano, para o padrão 1, como mostra a Figura 10, e 35,275 MWh/ano, para o padrão 2, como mostra a Figura 12.

De acordo com as informações contidas na Tabela 21, verifica-se que não ocorre penalização para o padrão 1, já que a ENS acumulada não ultrapassa, em nenhum momento, a franquia. Ou seja:

$$PV_{ENS}^{\text{padrão}1} = 0$$

No entanto, se for adotado o padrão 2 ocorre penalização para o mês de setembro, pois a ENS acumulada (116,467 MWh) é superior à franquia (35,275 MWh). O valor da penalização $PV_{ENS}^{\text{padrão}2}$ é calculada a partir da equação (28), utilizando o valor da ENS acumulada, ou seja, $ENS = 116,467 \text{ MWh}$, como mostra a equação (42).

$$PV_{ENS, \text{mês}9}^{\text{padrão}2} = 0,0981 \times 116,467 - 3,4621 = 7,963 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (42)$$

7.2.4 Cálculo da PV_{comp}

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4 e para os padrões 1 e 2. Observa-se que a penalização referente a fevereiro é composta apenas pela PV_{270} , já que o valor de ENS acumulado até este mês não é suficiente para gerar a penalização PV_{ENS} .

↳ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês}2}^{\text{padrão}1} = PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês}2}^{\text{padrão}2} = \frac{4,939}{2} = 2,470 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês}9}^{\text{padrão}1} = \frac{2,083}{2} = 1,042 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt1, mês9}^{padrão2} = \frac{2,083 + 7,963}{2} = 5,023 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt2, mês2}^{padrão1} = PV_{comp, alt2, mês2}^{padrão2} = 4,939 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão1} = 2,083 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão2} = 2,083 + 7,963 = 10,046 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt3, mês2}^{padrão1} = PV_{comp, alt3, mês2}^{padrão2} = 4,939 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão1} = 2,083 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão2} = 2,083 + 0,2 \times 7,963 = 3,676 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês2}^{padrão1} = PV_{comp, alt4, mês2}^{padrão2} = 0,8 \times 4,938 = 3,951 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão1} = 0,8 \times 2,083 = 1,666 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão2} = 0,8 \times 2,083 + 0,2 \times 7,963 = 3,259 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

7.2.5 Análise dos resultados

A seguir é realizada a análise das alternativas, com base nas penalizações verificadas. Para facilitar a referência são apresentadas na Figura 18 as penalizações do período de estudo.

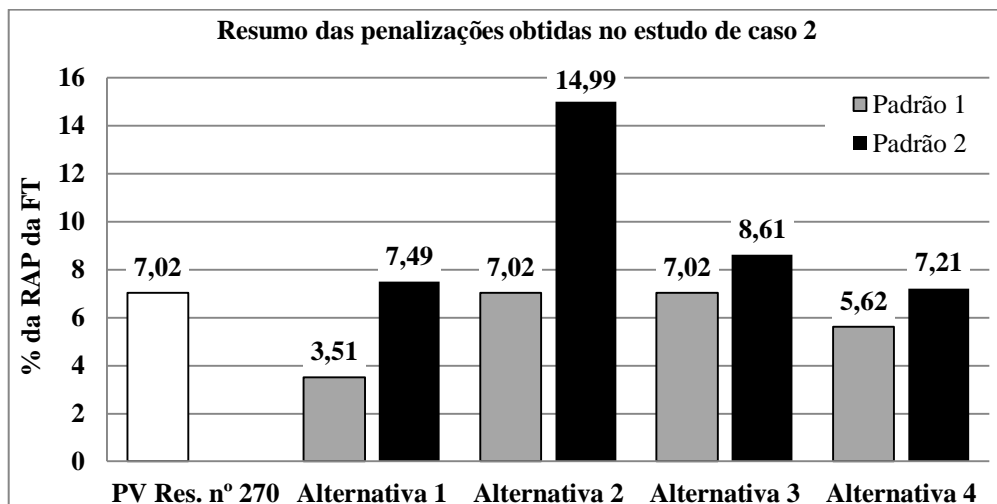


Figura 18 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 2

No presente estudo de caso, a energia não suprida resultante dos desligamentos considerados é maior do que a verificada no item 7.1, mesmo assim o valor da ENS não é suficiente para gerar penalização com base no padrão 1. Portanto, com relação à análise envolvendo esse padrão, consideram-se os mesmos comentários realizados no estudo de caso anterior.

Com relação ao padrão 2, observa-se que tanto na alternativa 1 quanto na alternativa 4 as penalizações se aproximam da PV_{270} . Isso ocorre porque os valores das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} são próximos e as alternativas mencionadas utilizam ponderações que somam 100%.

A penalização decorrente da alternativa 2, $PV_{comp, alt2}^{padrão2}$, se mostrou bastante elevada, e representa a redução de aproximadamente 15% da RAP da FT. Esse fato mostra que essa é uma alternativa rígida, quando as parcelas PV_{270} e PV_{ENS} são elevadas.

Ainda com relação ao padrão 2, as alternativas 1, 3 e 4 se mostraram razoáveis, pois as penalizações sofreram um aumento em relação à PV_{270} , sinalizando que os desligamentos geraram interrupção de energia, mas se mantiveram em um patamar aceitável em comparação com a prática atual.

7.3 Caso 3 – Desligamentos do transformador 500/230 kV

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária do referido transformador, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2012.

São seguidos os mesmos passos dos casos anteriores, sendo os resultados apresentados a seguir.

7.3.1 Levantamento das informações dos desligamentos

De acordo com os informativos diários da operação verificou-se apenas uma indisponibilidade, descrita a seguir.

Tabela 22 – Informações do desligamento considerado no caso 3

	Desligamento
Mês de ocorrência	Dezembro
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	160
Corte de carga (MW)	98
Duração da interrupção de energia (minutos)	168 ^(*)
Energia não suprida (MWh)	255,85

(*) Parte da carga foi recomposta em menor tempo.

7.3.2 Cálculo da PV_{270}

A Tabela 3 mostra que a franquia para a classe de transformadores de tensão superior a 345 kV é de 1 hora/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

Como a duração verificada do desligamento (160 minutos) é superior à franquia (1 hora/ano), ocorre penalização por PV_{270} no mês de dezembro. Esse valor é calculado a partir da equação (33), como mostra a equação (43).

$$PV_{270, \text{mês } 12} = \frac{150 \times (160 - 60)}{1440 \times 31} \times 100 = 33,602 (\% \text{ do PB}) \quad (43)$$

$$PV_{270, \text{mês } 12} = 2,800 (\% \text{ da RAP da FT}) \quad (44)$$

7.3.3 Cálculo da PV_{ENS}

Devido às razões expostas no item 6.1.3, não foi possível levantar o padrão de desempenho de transformadores de tensão superior a 345 kV a partir do padrão 1, portanto considerou-se apenas o padrão 2. A franquia para a classe de transformadores de tensão superior a 345 kV é de 145,104 MWh/ano, para o padrão 2, como mostra a Figura 13.

A ENS resultante do desligamento estudado (255,85 MWh) é superior à franquia, portanto ocorre penalização por ENS. O valor da penalização $PV_{ENS}^{\text{padrão}2}$ é calculado a partir da equação (29), utilizando o valor da ENS acumulada, ou seja, $ENS = 255,85$ MWh, como mostra a equação (45).

$$PV_{ENS, \text{mês } 12}^{\text{padrão}2} = 0,047 \times 255,85 - 6,8180 = 5,207 (\% \text{ da RAP da FT}) \quad (45)$$

7.3.4 Cálculo da PV_{comp}

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4, utilizando o padrão 2.

↪ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt}1, \text{mês } 12}^{\text{padrão}2} = \frac{2,800 + 5,207}{2} = 4,004 (\% \text{ da RAP da FT})$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt}2, \text{mês } 12}^{\text{padrão}2} = 2,800 + 5,207 = 8,007 (\% \text{ da RAP da FT})$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt}3, \text{mês } 12}^{\text{padrão}2} = 2,800 + 0,2 \times 5,207 = 3,841 (\% \text{ da RAP da FT})$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês\ 12}^{padrão2} = 0,8 \times 2,800 + 0,2 \times 5,207 = 3,281 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

7.3.5 Análise dos resultados

A seguir é realizada a análise das alternativas, com base nas penalizações verificadas. Para facilitar a referência é apresentado o resumo das penalizações na Figura 19.

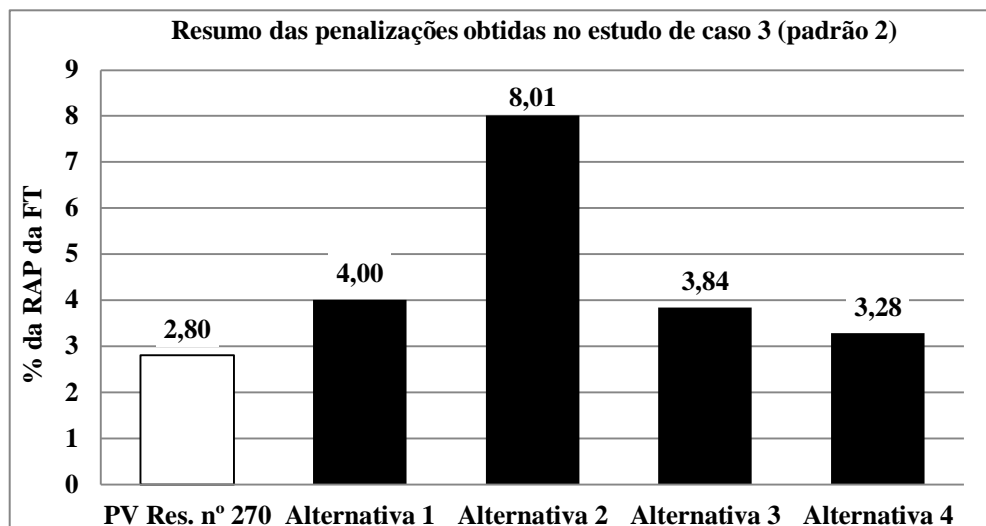


Figura 19 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 3

No presente estudo de caso, as penalizações decorrem apenas do padrão 2, já que não foi possível construir o padrão 1. Observa-se que todas as alternativas geram penalizações superiores à que seria imposta pela Resolução nº 270/2007. Isso ocorre porque a ENS provocada pelo desligamento é significativa, e ao mesmo tempo a duração da indisponibilidade da FT não é tão elevada, apesar de superar a franquia. Assim, de acordo com o padrão 2, a PV_{ENS} é superior à PV_{270} , a exemplo do que foi verificado no item 7.2.

As alternativas 1, 3 e 4 se mostraram mais razoáveis, pelos mesmos motivos expostos no item 7.2, ou seja, as penalizações sinalizaram a interrupção de energia, mas se mantiveram em um patamar próximo ao da PV_{270} . A alternativa 2 se mostrou, mais uma vez, muito elevada, mas não alcançou o limite máximo de penalização anual.

7.4 Caso 4 – Desligamentos da LT 230 kV

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária da referida linha de transmissão, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2009.

7.4.1 Levantamento das informações dos desligamentos

A análise dos registros da síntese gerencial mostra a existência de sete desligamentos nesse período, como mostra a Tabela 23.

Tabela 23 – Informações dos desligamentos considerados no caso 4

	Desligamentos						
	1	2	3	4	5	6	7
Mês de ocorrência	Janeiro	Janeiro	Março	Março	Julho	Julho	Setembro
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	9	4	3	90	4	222	3
Duração acumulada das indisponibilidades (minutos)	9	13	16	106	110	332	335
Corte de carga (MW)	-	-	-	-	68	109	-
Duração da interrupção de energia (minutos)	-	-	-	-	4	61	-
Energia não suprida (MWh)	-	-	-	-	4,53	110,82	-
ENS acumulada (MWh)	-	-	-	-	4,53	115,35	115,35

7.4.2 Cálculo da PV_{270}

A Tabela 3 mostra que a franquia para a classe de linhas de transmissão de 230 kV > 50km, a qual pertence a FT estudada, é de 1,5 horas/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

Com o auxílio da Tabela 23, verifica-se que até o final do mês de fevereiro a duração acumulada dos desligamentos é inferior à franquia, portanto até essa data não ocorre penalização em termos de PV_{270} .

Ao final do mês de março a duração acumulada dos desligamentos é de 106 minutos, o que supera em 16 minutos a franquia para essa classe de FT. Em consequência, ocorre penalização. A partir da equação (33) e utilizando $ko = 150$, $DVOD = 16$ minutos e $D = 31$ dias, chega-se à parcela de penalização $PV_{270, \text{mês}3}$, como mostra a equação (46).

$$PV_{270, \text{mês}3} = \frac{150 \times 16}{1440 \times 31} \times 100 = 5,376 (\% \text{ do PB}) \quad (46)$$

$$PV_{270, \text{mês}3} = 0,448 (\% \text{ da RAP da FT}) \quad (47)$$

No mês de julho ocorre um novo desligamento. Como a franquia já foi excedida no mês de março, a penalização referente a julho é calculada a partir da duração verificada no mês, ou seja, com $DVOD = 226$ minutos. A penalização $PV_{270, \text{mês}7}$ é dada pela equação (48).

$$PV_{270, \text{mês}7} = \frac{150 \times 226}{1440 \times 31} \times 100 = 75,941 (\% \text{ do PB}) \quad (48)$$

$$PV_{270, \text{mês7}} = 6,328 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (49)$$

Finalmente, a penalização referente ao desligamento do mês de setembro é calculada com $DVOD = 3 \text{ minutos}$, como mostra a equação (50).

$$PV_{270, \text{mês9}} = \frac{150 \times 3}{1440 \times 30} \times 100 = 1,042 \text{ (\% do PB)} \quad (50)$$

$$PV_{270, \text{mês9}} = 0,0868 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (51)$$

7.4.3 Cálculo da PV_{ENS}

A franquia para a classe de linhas de transmissão de 230 kV é de 16,81 MWh/ano, para o padrão 1, como mostra a Figura 11, e 41,924 MWh/ano, para o padrão 2, como mostra a Figura 14.

A ENS acumulada dos desligamentos ocorridos no mês de julho (115,35 MWh) é superior à franquia tanto para o padrão 1 quanto para o padrão 2, portanto ocorre penalização por ENS.

A análise visual do padrão 1 mostra que a penalização é máxima para esse valor de ENS, portanto:

$$PV_{ENS, \text{mês7}}^{\text{padrão1}} = 25 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (52)$$

O valor da penalização $PV_{ENS}^{\text{padrão2}}$ é calculada a partir da equação (30), utilizando o valor da ENS acumulada, ou seja, $ENS = 115,35 \text{ MWh}$, como mostra a equação (53).

$$PV_{ENS, \text{mês7}}^{\text{padrão2}} = 0,0202 \times 115,35 - 0,8451 = 1,485 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (53)$$

7.4.4 Cálculo da PV_{comp}

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4 e para os padrões 1 e 2.

↳ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês3}}^{\text{padrão1}} = PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês3}}^{\text{padrão2}} = \frac{0,448}{2} = 0,224 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês7}}^{\text{padrão1}} = \frac{6,328 + 25}{2} = 15,664 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês7}}^{\text{padrão2}} = \frac{6,328 + 1,485}{2} = 3,907 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês9}}^{\text{padrão1}} = PV_{comp, \text{alt1}, \text{mês9}}^{\text{padrão2}} = \frac{0,0868}{2} = 0,0434 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt2, mês3}^{padrão1} = PV_{comp, alt2, mês3}^{padrão2} = 0,448 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês7}^{padrão1} = 6,328 + 25 = 31,328 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês7}^{padrão2} = 6,328 + 1,485 = 7,813 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão1} = PV_{comp, alt2, mês9}^{padrão2} = 0,0868 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt3, mês3}^{padrão1} = PV_{comp, alt3, mês3}^{padrão2} = 0,448 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês7}^{padrão1} = 6,328 + 0,2 \times 25 = 11,328 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês7}^{padrão2} = 6,328 + 0,2 \times 1,485 = 6,625 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão1} = PV_{comp, alt3, mês9}^{padrão2} = 0,0868 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês3}^{padrão1} = PV_{comp, alt4, mês3}^{padrão2} = 0,8 \times 0,448 = 0,358 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês7}^{padrão1} = 0,8 \times 6,328 + 0,2 \times 25 = 10,062 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês7}^{padrão2} = 0,8 \times 6,328 + 0,2 \times 1,485 = 5,359 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão1} = PV_{comp, alt4, mês9}^{padrão2} = 0,8 \times 0,0868 = 0,0694 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

7.4.5 Análise dos resultados

A seguir é realizada a análise das alternativas, com base nas penalizações verificadas. Para facilitar a referência é apresentado o resumo das penalizações na Figura 20.

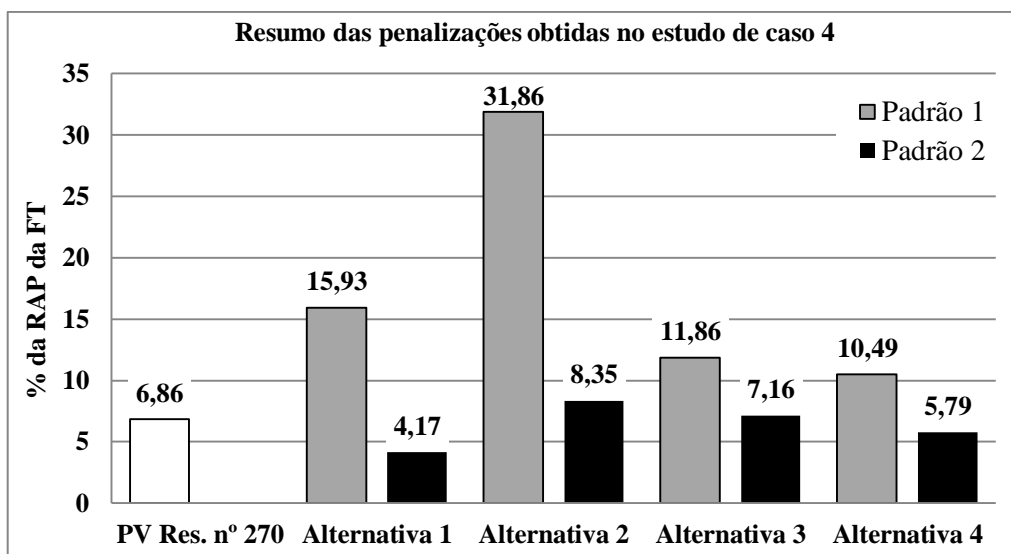


Figura 20 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 4

No presente estudo de caso ocorre penalização por ENS para ambos os padrões. Nota-se que o padrão 1 é bastante rígido, na medida em que a penalização máxima é alcançada para um valor de ENS de 35,16 MWh, enquanto no padrão 2 isso ocorre para um valor de 1282,083 MWh. Em consequência desse fato, observa-se uma penalização $PV_{comp}^{padrão1}$ muito maior do que a $PV_{comp}^{padrão2}$, nas alternativas 1 e 2. As penalizações verificadas, considerando o padrão 1, representam um grande impacto para a concessionária, principalmente na alternativa 2, em que é alcançada a penalização máxima permitida para o período de 12 meses.

Para o padrão 2, a parcela PV_{ENS} é inferior à PV_{270} . Portanto, as penalizações referentes às alternativas 1 e 4 são menores do que a imposta pela Resolução nº 270/2007. As alternativas 2 e 3, por outro lado, resultam em penalizações superiores à PV_{270} , porém esse aumento não é muito elevado, já que o valor acumulado de ENS é baixo de acordo com o padrão 2. As alternativas 2, 3 e 4 são as mais razoáveis, pois as respectivas penalizações se mantêm próximas à PV_{270} .

7.5 Caso 5 – Desligamentos dos transformadores 1 e 2 230/69 kV de uma SE da região sul

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária dos referidos transformadores, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2010.

Em casos de desligamentos de múltiplas FTs, como este, é necessário estabelecer quais são as FTs que estão sujeitas à PV_{270} e PV_{ENS} . Segundo a Resolução nº 270/2007, não são considerados para efeito de penalização os desligamentos ocorridos em consequência da contingência em outra FT, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da operação da própria concessionária de transmissão. Com relação à parcela PV_{ENS} , adotou-se neste trabalho que apenas a primeira FT desligada, em um evento com corte de carga, é penalizada.

Devido à carência de detalhes sobre esse evento, adotou-se a hipótese de que o desligamento do transformador 2 é devido à contingência do transformador 1.

7.5.1 Levantamento das informações dos desligamentos

Verificou-se apenas uma indisponibilidade, como mostra a Tabela 24.

Tabela 24 – Informações do desligamento considerado no caso 5

	Desligamento
Mês de ocorrência	Junho
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	43
Corte de carga (MW)	97
Duração da interrupção de energia (minutos)	43
Energia não suprida (MWh)	69,5167

7.5.2 Cálculo da PV_{270}

A franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 1 hora/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

Como a duração verificada do desligamento (43 minutos) é inferior à franquia (1 hora/ano), não ocorre penalização por PV_{270} , ou seja:

$$PV_{270} = 0$$

7.5.3 Cálculo da PV_{ENS}

A franquia para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV é de 292,055 MWh/ano, para o padrão 1, como mostra a Figura 10, e 35,275 MWh/ano, para o padrão 2, como mostra a Figura 12.

A ENS resultante do desligamento estudado (69,5167 MWh) é inferior à franquia, de acordo com o padrão 1, portanto:

$$PV_{ENS}^{padrão1} = 0$$

Segundo o padrão 2, ocorre penalização, pois a ENS verificada é maior do que a franquia. O valor da penalização $PV_{ENS}^{padrão2}$ é calculada a partir da equação (28), utilizando o valor da ENS acumulada, ou seja, $ENS = 69,517$ MWh, como mostra a equação (54).

$$PV_{ENS, mês6}^{padrão2} = 0,0981 \times 69,5167 - 3,4621 = 3,357 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (54)$$

7.5.4 Cálculo da PV_{comp}

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4 e para os padrões 1 e 2. A RAP do referido transformador é conhecida (R\$ 483.596,4), portanto no estudo de caso atual são mostrados também os valores das penalizações em Reais.

↪ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt1, mês6}^{padrão1} = 0$$

$$PV_{comp, alt1, mês6}^{padrão2} = \frac{3,357}{2} = 1,679 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt1, mês6}^{padrão2} = 1,679\% \times 483.596,4 = 8.119,583 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt2, mês6}^{padrão1} = 0$$

$$PV_{comp, alt2, mês6}^{padrão2} = 3,357 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês6}^{padrão2} = 3,357\% \times 483.596,4 = 16.234,331 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt3, mês6}^{padrão1} = 0$$

$$PV_{comp, alt3, mês6}^{padrão2} = 0,2 \times 3,357 = 0,671 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês6}^{padrão2} = 0,671\% \times 483.596,4 = 3.244,932 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês6}^{padrão1} = 0$$

$$PV_{comp, alt4, mês6}^{padrão2} = 0,2 \times 3,357 = 0,671 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês6}^{padrão2} = 0,671\% \times 483.596,4 = 3.244,932 \text{ (R\$)}$$

7.5.5 Análise dos resultados

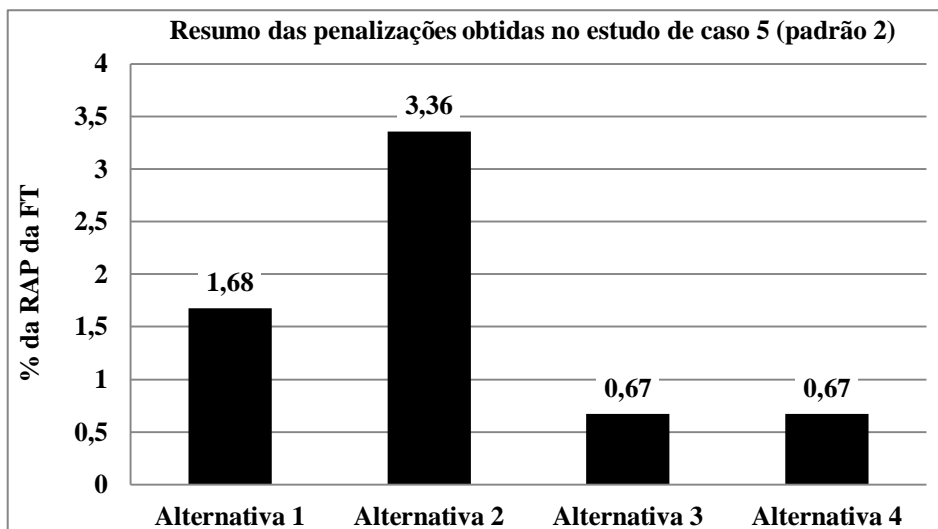


Figura 21 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 5

No presente estudo de caso apresenta-se um novo cenário, em que ocorre penalização apenas em termos de energia não suprida, quando se considera o padrão 2. Isso mostra uma das vantagens da metodologia, que consiste na sinalização de desligamentos que têm impacto sobre o sistema elétrico, mas não seriam penalizados de acordo com a Resolução nº 270/2007.

Verifica-se que as penalizações não são tão elevadas quanto nos casos anteriores, pois a PV_{270} é nula e a ENS é baixa, com base no padrão de desempenho. Pode-se considerar que os valores resultantes de todas as alternativas são praticáveis, porém seguindo o critério de que é preferível que a penalização se mantenha em um patamar próximo ao da PV_{270} , pelo menos no período inicial de implementação da metodologia, consideram-se as alternativas 1, 3 e 4 as mais razoáveis. Neste caso não há distinção entre as alternativas 3 e 4, justamente porque a PV_{270} é nula.

7.6 Caso 6 – Desligamentos de duas linhas de transmissão de 230 kV na região sul

Neste item é calculada a penalização aplicável à concessionária proprietária das referidas linhas de transmissão, em consequência de seus desligamentos ocorridos no ano de 2011.

Devido à carência de detalhes sobre esse evento não é possível determinar, segundo os critérios estabelecidos na Resolução nº 270/2007 e no item 6.2, qual a origem dos desligamentos e conseqüentemente quais as FTs estão sujeitas às parcelas PV_{270} e PV_{ENS} . Portanto, adota-se a hipótese de que o desligamento de uma das linhas de transmissão ocorre devido à contingência da outra.

7.6.1 Levantamento das informações dos desligamentos

Verificou-se apenas uma indisponibilidade, como mostra a Tabela 25.

Tabela 25 – Informações do desligamento considerado no caso 6

	Desligamento
Mês de ocorrência	Novembro
Duração da indisponibilidade da FT (minutos)	66
Corte de carga (MW)	38
Duração da interrupção de energia (minutos)	66
Energia não suprida (MWh)	41,8

7.6.2 Cálculo da PV_{270}

A franquia para a classe de linhas de transmissão de 230 kV com comprimento > 5 km e ≤ 50 km, a qual pertence a FT estudada, é de 1 hora/ano e o fator multiplicador para Outros Desligamentos (ko) é igual a 150.

A duração da indisponibilidade (66 min) é maior do que a franquia, portanto ocorre penalização, dada pela equação (55).

$$PV_{270, \text{mês}11} = \frac{150 \times (66 - 60)}{1440 \times 30} \times 100 = 2,083 \text{ (\% do PB)} \quad (55)$$

$$PV_{270, \text{mês}11} = 0,1736 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (56)$$

7.6.3 Cálculo da PV_{ENS}

A ENS resultante desse desligamento é maior do que a franquia de acordo com o padrão 1. A análise visual desse padrão mostra que a penalização é máxima para esse valor de ENS, portanto:

$$PV_{ENS}^{\text{padrão}1} = 25 \text{ (\% da RAP da FT)} \quad (57)$$

Por outro lado, não há PV_{ENS} de acordo com o padrão 2, pois a ENS apurada (41,8 MWh) está dentro da franquia (41,924 MWh/ano), ou seja:

$$PV_{ENS}^{\text{padrão}2} = 0$$

7.6.4 Cálculo da PV_{comp}

Mostra-se a seguir o cálculo da penalização PV_{comp} , para as alternativas 1, 2, 3 e 4 e para os padrões 1 e 2. A RAP da referida linha de transmissão é conhecida (R\$ 2.652.586,8), portanto no estudo de caso atual são mostrados também os valores das penalizações em Reais.

↪ **Alternativa 1** – $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt1, mês11}^{padrão1} = \frac{0,1736 + 25}{2} = 12,587 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt1, mês11}^{padrão1} = 12,587\% \times 2.652.586,8 = 333.881,100 \text{ (R\$)}$$

$$PV_{comp, alt1, mês11}^{padrão2} = \frac{0,1736}{2} = 0,0868 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt1, mês11}^{padrão2} = 0,0868\% \times 2.652.586,8 = 2.302,445 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 2** – $PV_{270} + PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt2, mês11}^{padrão1} = 0,1736 + 25 = 25,174 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês11}^{padrão1} = 25,174\% \times 2.652.586,8 = 667.762,201 \text{ (R\$)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês11}^{padrão2} = 0,1736 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt2, mês11}^{padrão2} = 0,1736\% \times 2.652.586,8 = 4.604,891 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 3** – $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt3, mês11}^{padrão1} = 0,1736 + 0,2 \times 25 = 5,174 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês11}^{padrão1} = 5,174\% \times 2.652.586,8 = 137.244,841 \text{ (R\$)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês11}^{padrão2} = 0,1736 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt3, mês11}^{padrão2} = 0,1736\% \times 2.652.586,8 = 4.604,891 \text{ (R\$)}$$

↪ **Alternativa 4** – $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

$$PV_{comp, alt4, mês11}^{padrão1} = 0,8 \times 0,1736 + 0,2 \times 25 = 5,139 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês11}^{padrão1} = 5,139\% \times 2.652.586,8 = 136.316,435 \text{ (R\$)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês11}^{padrão2} = 0,8 \times 0,1736 = 0,139 \text{ (\% da RAP da FT)}$$

$$PV_{comp, alt4, mês11}^{padrão2} = 0,139\% \times 2.652.586,8 = 3.687,096 \text{ (R\$)}$$

7.6.5 Análise dos resultados

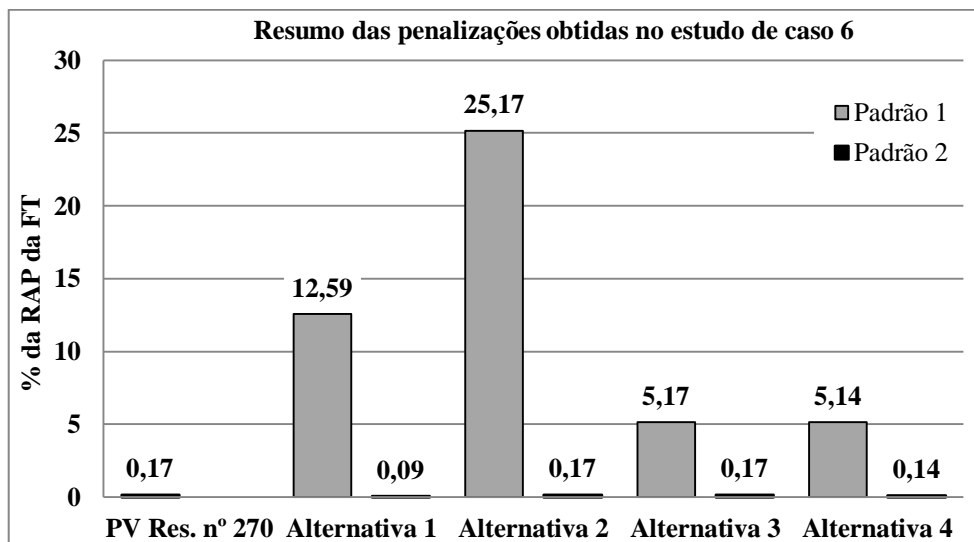


Figura 22 – Resumo das penalizações obtidas no estudo de caso 6

No caso 6, estuda-se novamente a classe de linhas de 230 kV. Conforme exposto na análise do caso 4, o padrão 1 é bastante rígido para essa classe. Portanto, como é visto no gráfico da Figura 22, alcança-se o limite máximo de penalização de 25% da RAP da FT na alternativa 2. A penalização associada à alternativa 1 também representa uma perda significativa da receita da referida linha de transmissão. Com relação às alternativas 3 e 4, a consideração da ponderação de 20% da PV_{ENS} , faz com que a penalização seja mais razoável.

Não ocorre penalização por ENS segundo o padrão 2, portanto as penalizações $PV_{comp}^{padrão2}$ são iguais ou menores do que a PV_{270} . Conforme discutido anteriormente, considera-se que a alternativa 1 é questionável, pois em casos em que não há penalização em termos de ENS, a penalização PV_{comp} é reduzida drasticamente, em 50%. Para esse padrão, as penalizações referentes às alternativas 2 e 3 são iguais à PV_{270} , devido a utilização da ponderação de 100% ($p1 = 1$). Para a alternativa 4, a consideração da ponderação de 80% resultou em uma pequena redução da PV_{comp} em relação à PV_{270} , o que é considerado razoável, já que a referida ponderação atua no sentido de compensar a incorporação de uma nova parcela de penalização.

7.7 Resumo comparativo dos casos estudados

A seguir é apresentada a Tabela 26, com o resumo dos resultados obtidos nos estudos realizados.

Tabela 26 – Resumo dos resultados do estudo de caso

Caso	FT	Mês	Duração (minutos)	Corte de Carga (MW)	ENS (MWh)	Penalização no ano (% da RAP da FT)								
						$\frac{PV_{270} + PV_{ENS}}{2}$		$PV_{270} + PV_{ENS}$		$PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$		$0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$		PV_{270}
						Padrão1	Padrão2	Padrão1	Padrão2	Padrão1	Padrão2	Padrão1	Padrão2	
1	TR 230/138 kV	Jan	7	66	7,7	2,66	3,56	5,32	7,11	5,32	5,68	4,26	4,62	5,32
		Fev	10	46	7,667									
		Set	9	194	31,167									
		Set	218	80	7									
2	TR 230/69 kV	Jan	21	27	9,45	3,51	7,49	7,02	14,99	7,02	8,61	5,62	7,21	7,02
		Fev	204	29	21,267									
		Set	72	245	85,75									
3	TR 500/230 kV	Dez	160	98	255,85	(*)	4,00	(*)	8,01	(*)	3,84	(*)	3,28	2,80
4	LT 230 kV	Jan	9	Não	Não	15,93	4,17	31,86	8,35	11,86	7,16	10,49	5,79	6,86
		Jan	4	Não	Não									
		Mar	3	Não	Não									
		Mar	90	Não	Não									
		Jul	4	68	4,53									
		Jul	222	109	110,82									
Set	3	Não	Não											
5	TR 1 e 2 230/69 kV	Jun	43	97	69,517	0	1,68	0	3,36	0	0,67	0	0,67	0
6	2 LTs 230 kV	Nov	66	38	41,8	12,59	0,09	25,17	0,17	5,17	0,17	5,14	0,14	0,17

(*) não foi possível construir o padrão de desempenho de transformadores de 500 kV a partir do padrão 1.

Observa-se a partir da Tabela 26 que para a classe de transformadores de tensão inferior ou igual a 345 kV, todas as penalizações decorrentes do padrão 1 são inferiores ou iguais à imposta pela PV_{270} . Isso ocorre, pois o padrão 1 apresenta uma franquia alta, de 292,055 MWh/ano. Ou seja, esse padrão se mostrou mais conservativo em relação ao padrão 2, no sentido de penalizar apenas desligamentos com grande impacto sistêmico.

Para o caso de linhas de transmissão de 230 kV, o cenário é o oposto, ou seja, a penalização decorrente do padrão 1 é sempre maior do que a PV_{270} . Conforme exposto anteriormente, o padrão 1 se mostrou bastante rígido, na medida em que a diferença entre o valor da franquia e o valor a partir do qual ocorre máxima penalização é pequena, como pode ser constatado pela Figura 11.

8 CONCLUSÕES

No Brasil, a regulação da qualidade do serviço de transmissão é regida pela Resolução Normativa nº 270, publicada pela ANEEL em 2007, que estabelece penalizações financeiras para as concessionárias com base nos desligamentos verificados de suas funções de transmissão. Com isso, o regulador visa promover o incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, almejando o aumento da confiabilidade do sistema e maior flexibilidade para a operação.

A penalização a qual uma função de transmissão está sujeita depende da duração da sua indisponibilidade, mas não considera um parâmetro que representa sua importância sistêmica, como a redução da margem de segurança do sistema ou o corte de carga provocado pelo seu desligamento. Em outras palavras, de acordo com a regulação vigente, as penalizações são calculadas de acordo com a classe a qual a FT pertence, mas não consideram a importância sistêmica da função de transmissão em particular.

Neste sentido, este trabalho apresentou um estudo da incorporação da Energia Não Suprida (ENS) como parâmetro de aferição da importância sistêmica das funções de transmissão. A ENS foi considerada, a exemplo do que é feito em outros países, pois é um índice que reflete que a função básica da rede de transmissão, que é atender os consumidores em sua totalidade, todo o tempo, não foi cumprida.

A metodologia apresentada manteve a parcela de penalização por duração de desligamento, nomeada de PV_{270} , e incluiu uma nova parcela, chamada de PV_{ENS} , que é calculada a partir de padrões de desempenho para cada classe de função de transmissão. Esses padrões definem os valores das penalizações em função da energia não suprida e são levantados com base na média histórica de ENS das funções de transmissão. A penalização PV_{comp} , a qual uma concessionária de transmissão está sujeita, por consequência dos desligamentos das FTs de sua propriedade, é composta pela soma ponderada das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} .

Foram apresentadas quatro alternativas para estas ponderações:

- $0,5 \times PV_{270} + 0,5 \times PV_{ENS}$

Nesta alternativa, a penalização PV_{comp} é reduzida substancialmente em comparação com a PV_{270} em casos em que não ocorre corte de carga, ou ainda em casos em que a ENS resultante dos desligamentos é baixa. Esse fato pode provocar o comprometimento do serviço prestado pelas transmissoras, na medida em que a redução das penalizações pode desestimular os investimentos que promovem o aumento da confiabilidade dos ativos. Portanto, essa alternativa se mostrou questionável.

- $PV_{270} + PV_{ENS}$

Nesta alternativa garante-se que a penalização seja pelo menos igual à praticada hoje, porém a sua consideração resultou em penalizações muito elevadas, que podem representar riscos à saúde financeira da concessionária.

- $PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

Esta alternativa se mostrou razoável, pois mantém a penalização por duração de desligamentos inalterada e, através da ponderação de 20% da PV_{ENS} , inclui a sinalização da importância sistêmica das funções de transmissão sem gerar um impacto muito grande para a concessionária.

- $0,8 \times PV_{270} + 0,2 \times PV_{ENS}$

Esta alternativa também é razoável, pelo mesmo motivo apresentado na alternativa anterior. Adicionalmente, a ponderação de 80% da PV_{270} funciona como um mecanismo de compensação pela existência de uma forma adicional de penalização.

Ainda assim, a introdução de uma nova parcela de penalização requer o estudo de viabilidade econômica, a fim de identificar possíveis riscos ao negócio de transmissão, que venham a degradar o serviço prestado atualmente.

A principal vantagem da metodologia apresentada, em comparação com a estabelecida pela Resolução nº 270/2007, é que as penalizações atribuídas às concessionárias de transmissão passam a estar vinculadas à importância sistêmica das funções de transmissão que ficaram indisponíveis. Na medida em que a metodologia considera a ENS como um dos parâmetros de aferição da qualidade do serviço de transmissão, uma dada função de transmissão passa a estar associada com a importância que a mesma representa para o consumidor. Assim, a apuração da qualidade da transmissão torna-se mais completa, pois é feita também através da ótica da operação e do consumidor. Em outras palavras, a metodologia visa promover a maximização das disponibilidades das funções de transmissão, ao considerar a duração dos desligamentos, e assim proporcionar mais opções para a operação, e visa também a redução dos desligamentos severos que causam interrupção do fornecimento de energia, ao penalizar pela ENS. Outra vantagem da metodologia é que essa sinaliza certos desligamentos, que geram consequências para os consumidores, mas que não seriam penalizados de acordo com a Resolução nº 270/2007, a exemplo do estudo de caso 5.

Os valores das penalizações obtidos a partir da aplicação da metodologia apresentada em casos reais de desligamentos do SIN mostraram que as ponderações das parcelas PV_{270} e PV_{ENS} propostas nas alternativas 1 e 2 não são ideais. A questão a ser abordada com relação à alternativa 1 é que em sistemas planejados para atender o critério (N-1), como o brasileiro, a maioria dos desligamentos simples não provoca corte de carga, portanto a maioria das penalizações seriam reduzidas em 50%, o que poderia provocar a redução da qualidade do serviço oferecido pelas transmissoras. Com relação à alternativa 2, as penalizações se mostraram muito elevadas, principalmente quando os valores das duas parcelas de

penalização, PV_{270} e PV_{ENS} , eram altos. Deve ser considerado que a implementação de uma nova metodologia para apuração da qualidade da transmissão deve ser feita de forma suave e gradual, de modo a não gerar prejuízos à saúde financeira das empresas e permitir a adaptação à filosofia de penalização por ENS. Neste sentido, os valores das penalizações obtidos a partir da consideração das alternativas 2 e 3, que ponderam a PV_{ENS} em 20%, se mostraram os mais razoáveis, pois além de sinalizar a importância sistêmica das funções de transmissão, se mantiveram em patamares semelhantes aos da PV_{270} .

Em contrapartida, a metodologia apresentada requer o esforço de criação de um banco de dados detalhado dos eventos ocorridos, para que o levantamento e posterior calibração dos padrões de desempenho para cada classe de função de transmissão sejam feitos adequadamente. Além disso, para a apuração da qualidade do serviço de transmissão, em sistemas em que múltiplos agentes de transmissão atuam em uma mesma região, é necessário o estudo de determinação das responsabilidades pelos cortes de carga, a fim de penalizar o real causador da interrupção do fornecimento de energia.

Conclui-se que a metodologia se mostrou positiva, pois incorpora a importância sistêmica das funções de transmissão no processo de apuração da qualidade do serviço de transmissão, e permite que a sua implementação seja feita gradualmente, através dos ajustes dos pesos atribuídos às parcelas PV_{270} e PV_{ENS} . Porém, estudos adicionais quanto a real viabilidade de aplicação da metodologia são necessários, no sentido de adequar ao modelo remuneratório do sistema brasileiro, ficando como sugestão para trabalhos futuros.

8.1 Sugestões de trabalhos futuros

Com vistas a aprimorar o estudo apresentado neste trabalho pode-se sugerir:

- Levantamento dos padrões de desempenho com base em uma amostragem maior dos desligamentos, incluindo a análise de responsabilidade pelo corte de carga.
- Avaliação do impacto financeiro sentido pelas concessionárias de transmissão em decorrência da incorporação de uma nova parcela de penalização, a fim de identificar possíveis riscos ao negócio de transmissão. A partir desse estudo, reavaliar o critério adotado para o limite das penalizações e para os demais pontos do padrão de desempenho.
- Investigação de outros parâmetros de aferição da qualidade do serviço de transmissão ou ainda de uma nova metodologia para esse fim.

9 APÊNDICE Dados probabilísticos da rede elétrica [48]

```
( Arquivo: DECT_BDCONF.d
(
( Uso: em conjunto com o programa PRE-NH2
(
( Data da ultima alteracao: 02.04.2008
(
(      ( VERSAO 5 DIGITOS)
(
(
( *****
( DADOS PROBABILISTICOS REAIS DA REDE ELETRICA BRASILEIRA
(   (Historico de Desempenho 1999 a 2003 p/ Linhas
(     Retirados da Tabela 4.21, pagina 25 da referencia [1]
(
(   (Historico de Desempenho 1999 a 2003 p/ Trafos
(     Retirados das Tabelas 5.4 e 5.5, pagina 33 da referencia [1]
( *****
( Fonte e objetivo: base de dados interna do ONS (antigo GTP/GCOI).
(   Uso exclusivo para estudos de confiabilidade (PAR).
(
( Referência: [1]"Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de
(   Geração e Transmissão do SIN", Sistema BDCONF, Volume I,
(   26 de julho de 2006, Projeto ONS/UFSC.
(
(
( Taxa d falha p LT(lambda)-falhas/km.ano(Nota: NÃO é frequencia de falhas)
(
( Taxa de falha p Trafos (lambda)-falha/unidade.ano(funcao transformacao)
(   Nota: neste arquivo os dados estocasticos
(     dos trafos sao discriminados por nivel
(     de tensao. Manutencao nao e considerada
(
( Tempo medio de reparo-horas (associado a contingencias forçadas
(   permanentes e fugitivas, com duracao superior a
(   um minuto, considerando todas as causas(internas
(   externas, secundarias e operacionais) e sem
(   expurgar quedas de torres.
(
( Reatancia media - % / km na base 100 MVA
(
( Notas: Os dados nas tensoes 34, 34.5, 44, 66, 88, 115,161 e 289 kV
(   constituem mera suposicao por similaridade, sem confirmacao
(   estatistica.
(   Os dados para a tensão de 69 kV foram baseados num período
(   de observação (2000 até 2005), fornecidos por uma empresa
(   em caráter reservado, sem identificação (p/ linhas e
(   trafos 69/ 13.8 kV)
(
(   -A tensao ficticia de 99 kV foi usada para identificar barras
(   com geracao.
(   Esse valor permite que o PRE-NH2 identifique trafos elevadores.
(   O valor utilizado nessa tensão é a média global dos valores de
(   taxas de falha e tempos médios de reparo.
(
( Credibilidade e confianca: o presente conjunto de dados constitui a
(   melhor representacao media do desempenho
(   probabilistico da rede brasileira (trafos
(   e linhas) disponivel ate esta data(julho 2006)
(   devendo susbtituir dados anteriores.
( Debilidade conceitual: a metodologia utilizada em conjunto com esses dados
(   gera dados de boa qualidade para circuitos aereos.
(   Para cabos subterraneos, sugere-se o uso de dados
(   individualizados por trecho de circuito, caso sejam
(   conhecidos.
(
( Comentario: Comparando-se os dados deste arquivo com aqueles utilizados
(   anteriormente pelo ONS, verifica-se que:
(   Para linhas - Houve aumento da magnitude das taxas de falha
(   para todos os niveis de tensão, exceto para o
(   138 kV.
(   Houve diminuicao do tempo medio de reparo para
(   todos os niveis de tensão, exceto p/ o 500 kV.
(   Tendencias conflitantes eventual efeito neutro.
(   Para trafos - Houve aumento da magnitude das taxas de falha
(   para os niveis de 750, 500, 230 e 138 kV.
```


10 BIBLIOGRAFIA

- [1] FAGUNDES, M. A. de A. P. S. “Evolução da Regulação nos Contratos de Energia Elétrica”, *Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia – Revista do Direito da Energia*, nº 10, pp. 09-28, Dez. 2010.
- [2] LOSEKANN, L. D., 2003, *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência*. Tese de D.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [3] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – CASA CIVIL. *Decreto Nº 2.655*, de 2 de Julho de 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em: 15 de agosto de 2013.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Resolução Normativa nº 67 de 8 de Junho de 2004*.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Edital Padrão Para Concessão de Transmissão – Versão de 10 de março de 1999*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Doc02_cons01_99.pdf>. Acesso em: 15 de agosto de 2013.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Resolução Normativa nº 270 de 26 de Junho de 2007*.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Resolução Normativa nº 191 de 12 de Dezembro de 2005*.
- [8] TONDELLO, C. J., 2001, *Uma Metodologia para Gerenciamento do Risco de Empresas de Transmissão*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil.
- [9] PEREIRA, F. E. L., 2008, *Determinação do Intervalo de Manutenção Programada da Proteção de Linhas de Transmissão Considerando-se Penalidades Associadas à Indisponibilidade*. Tese de D.Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [10] DE AQUINO, R. M., 2010, *Parcela Variável das Funções de Transmissão da Rede Básica e o seu Impacto na Operação do Sistema Elétrico*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil.
- [11] ALMEIDA, G. F. B., 2010, *Análise do Desempenho das Concessionárias de Transmissão com a Aplicação da Parcela Variável*. Dissertação de M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.
- [12] DE JESUS, L. S., 2008, *Avaliação da Parcela Variável para Apuração da Qualidade do Serviço de Transmissão no Brasil Segundo Conceitos de Confiabilidade*. Projeto de Conclusão de Curso, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- [13] AFONSO, R. A., 2008, *Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão*. Dissertação M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.
- [14] NETO, S. A. F., 2009, *Um Estudo da Metodologia de Desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em Função dos Atrasos na Entrada em Operação de Empreendimentos de Transmissão*. Dissertação M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.
- [15] SETREUS, J., HILBER, P., ARNBORG, S., TAYLOR, N. “Identifying Critical Components for Transmission System Reliability”, *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 27, n. 4, pp. 2106-2115, November 2012.
- [16] HAMOUD, G. A. “Assessment of transmission system component criticality in the deregulated electricity market”. In: *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-8, Rincon, Puerto Rico, May 2008.
- [17] FEI XIAO, MCCALLEY, J. D. “Power System Risk Assessment and Control in a Multiobjective Framework”, *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 24, n. 1, pp. 78-85, February 2009.
- [18] CALDWELL, M. L. F., 2011, *Análise da Remuneração e Desempenho da Rede Básica*. Dissertação de M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.
- [19] PESSANHA, J. F. M., DE MELLO, M. A. R. F., SOUZA, M. B. R. C. “Avaliação dos Custos Operacionais Eficientes das Empresas de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Proposta de Adaptação do Modelo DEA Adotado Pela Aneel”. *Pesquisa Operacional*, v.30, n.3, p.521-545, Setembro a Dezembro de 2010.
- [20] ROCHA, K., MOREIRA, A., LIMP, R. “Determinantes dos Deságios nos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil Entre 1999 e 2010”. *Texto para Discussão do Ipea*, nº 1703, Fevereiro de 2012.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Informações Técnicas – Transmissão*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=704>>. Acesso em: 8 de outubro de 2013.
- [22] PAULO, G. P., 2012, *A Utilização de Leilões em Modelos de Expansão da Rede de Transmissão de Energia Elétrica*. Tese de D.Sc., Fundação Getulio Vargas, São Paulo, SP, Brasil.
- [23] BM&F BOVESPA. *Acompanhamento de Leilões*. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/consulta-leiloes/ResumoAcompanhamentoLeilao.aspx?Idioma=pt-br>>. Acesso em: 18 de agosto de 2013.
- [24] Instituto Acende Brasil. “Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações”. *White Paper*, nº 7, Maio de 2012.

- [25] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 15.1 – Administração de Serviços e Encargos de Transmissão: Visão Geral*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_15/Subm%C3%B3dulo%2015.1_Rev_1.1.pdf>. Acesso em: 19 de agosto de 2013.
- [26] CARVALHO, R. G., 2011, *Análise dos Resultados dos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*. Dissertação de M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil.
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Nota Técnica nº 016/2005 – SRT/ANEEL*. Julho de 2005
- [28] FILHO, F. C. B., PEIXOTO, P. G., FILHO, W. G. “Padrões de Qualidade do Serviço Público de Transmissão e Seus Impactos Comerciais”. *X EDAO – Encontro para debates de assuntos de operação*, Novembro 2008.
- [29] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 15.8 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – Rede Básica*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_15/Subm%C3%B3dulo%2015.8_Rev_1.1.pdf>. Acesso em: 8 de outubro de 2013.
- [30] BORGES, C. L. T., FALCÃO, D. M., ROCHA, L. F., CORDEIRO, R. A., PETRILLO, F. S. “Mecanismos de Remuneração da Qualidade do Serviço de Transmissão e a Parcela Variável”. *Anais do XXI SNPTEE*, Florianópolis, 2011.
- [31] RUIZ, J. C. M., MESA, S. E. C. “Modelo de despacho econômico do sistema elétrico colombiano”. *X Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica*, Florianópolis (SC), Brasil, Maio de 2006.
- [32] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. *Resolución Creg nº 11 de 2009*. Disponível em: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [33] GASTALDO, M. M., BERGER, P. “Modelos Regulatórios Estrangeiros Circunscritos ao Setor Elétrico”. *O Setor Elétrico*, pp. 24-27, Novembro 2009.
- [34] Office of Gas and Electricity Markets – OFGEM. *Electricity Transmission Network Reliability Incentive Schemes – Final Proposals*. December 2004.
- [35] Office of Gas and Electricity Markets – OFGEM. *RIIO-T1: Final Proposals for National Grid*. December 2012.
- [36] Office of Gas and Electricity Markets – OFGEM. *Strategy for the next transmission price control - RIIO-T1 Outputs and incentives*. March 2011.
- [37] National Grid. *Initial view of transmission network use of system tariffs for 2013/14*. April 2012.

- [38] The Asia Pacific Energy Research Centre. *Electricity Sector Deregulation In The Apec Region*. March 2000. Disponível em: <http://aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/Electricity_Sector_Deregulation_in_the_APEC_Region_2000.pdf>. Acesso em: 23 de Agosto de 2013.
- [39] OUTHRED, H. “The Evolving Australian National Electricity Market: An Assessment”. *Chapter Power Progress: An Audit of Australia’s Electricity Reform Experiment*, Australian Scholarly Publishing, Melbourne, 2004.
- [40] Australian Energy Market Operator – AEMO. *About AEMO*. Disponível em: <<http://www.aemo.com.au/About-AEMO/History>>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [41] The Economic Regulation Authority – ERA. *ERA Home*. Disponível em: <<http://www.erawa.com.au>>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [42] Independent Market Operator – IMO. *About the IMO*. Disponível em: <<http://www.imowa.com.au/about>>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [43] Australian Energy Regulator – AER. *Beyond the national electricity market*. Disponível em: <<http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Chapter%204%20%20Beyond%20the%20national%20electricity%20market%202009.pdf>>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [44] Energy Supply Association of Australia – ESAA. *Australian electricity markets*. Disponível em: <http://www.esaa.com.au/policy/australian_electricity_markets_1_1_1>. Acesso em: 23 de agosto de 2013.
- [45] Australian Energy Regulator – AER. *Electricity transmission network service providers - Service target performance incentive scheme*. Disponível em: <<http://www.aer.gov.au/node/9417>>. Acesso em: 25 de agosto de 2013.
- [46] Origin Energy. *The National Electricity Market*. Disponível em: <<http://www.originenergy.com.au/nem>>. Acesso em: 8 de outubro de 2013.
- [47] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. *Guia do Usuário do Programa NH2 - Sistema Computacional Para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas Elétricos*.
- [48] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Base de Dados para Estudos de Confiabilidade*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_confiabilidade.aspx>. Acesso em: 11 de setembro de 2013.
- [49] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Principais Perturbações Ocorridas no Sistema Interligado Nacional - Síntese Gerencial*.

[50] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *IPDO – Informativo Preliminar Diário da Operação*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/ipdo.aspx>. Acesso em: 11 de setembro de 2013.