

**AVALIAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL PARA APURAÇÃO DA  
QUALIDADE DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL SEGUNDO  
CONCEITOS DE CONFIABILIDADE**

Leonardo dos Santos de Jesus

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.  
(Orientadora)

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D

---

Prof. Carlos Alexandre da Silva Prado, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
SETEMBRO DE 2008

## RESUMO

O presente trabalho realiza uma avaliação da Parcela Variável – PV, criada pela ANEEL a fim de incentivar a qualidade dos serviços de transmissão prestados no Brasil. Para isto, são utilizados conceitos da teoria de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, que, dentre outras finalidades, analisam os impactos da indisponibilidade dos equipamentos no sistema elétrico em estudo.

Inicialmente, são brevemente apresentados aspectos e conceitos básicos relacionados ao modelo de setor elétrico vigente no Brasil e ao sistema elétrico brasileiro, o Sistema Interligado Nacional – SIN. Acredita-se que tais informações são importantes para o entendimento da lógica estabelecida para a apuração da qualidade do serviço de transmissão e seu impacto na remuneração das concessionárias de transmissão, que são apresentados em seguida. Neste momento, é descrito como é realizado o cálculo da Parcela Variável – PV, como esta é aplicada e a origem dos valores por ela utilizados. Além disto, também são indicadas algumas insatisfações de atores impactados pela medida e problemas resultantes da criação deste desconto.

Após detalhamento do funcionamento da PV, é realizada breve conceituação acerca de estudos de confiabilidade, para posterior utilização na avaliação da PV. Para isto, são simulados 6 casos passíveis de aplicação do desconto da PV e estimados os prejuízos causados por tais casos. Estes resultados são utilizados como base para análise e crítica do método de aplicação da PV, tentando identificar, principalmente, se os valores descontados são compatíveis aos prejuízos causados à sociedade e se os casos que provocam os maiores prejuízos são os casos que resultam nos maiores descontos.

# SUMÁRIO

<b>1.Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação e Relevância do Tema.....	1
1.2 Método de Desenvolvimento do Trabalho.....	2
1.3 Delimitações .....	3
1.4 Estrutura do Documento .....	4
<b>2.Aspectos Básicos do Setor Elétrico Brasileiro .....</b>	<b>5</b>
2.1 Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: Histórico e Instituições Integrantes	5
2.2 Sistema Interligado Nacional – SIN.....	9
<b>3.Remuneração do Serviço de Transmissão .....</b>	<b>16</b>
3.1 Regulamentação da Qualidade do Serviço de Transmissão .....	19
3.2 Origem dos Fatores para Cálculo da PVI.....	26
3.3 Considerações acerca do Movimento de Criação da PV .....	31
<b>4.Estudos de Confiabilidade.....</b>	<b>36</b>
4.1 Classificações e Etapas .....	38
<b>5.Estudo Realizado .....</b>	<b>45</b>
5.1 Análise 1: Comparação entre Custo da Interrupção (Curto Prazo) e Valor Descontado pela PVI .....	47
5.2 Análise 2: Comparação entre Impacto do Desligamento no Sistema (Curto Prazo) e Impacto do Desconto na Receita Mensal das Concessionárias .....	53
5.3 Análise 3: Comparação entre Custo da Interrupção (Curto Prazo), Considerando Diferentes Custos por Barramento, e Valor Descontado pela PVI .....	56
5.4 Análise 4: Comparação entre Custo da Interrupção (Média Anual) e Valor Descontado pela PVI .....	59
5.5 Análise 5: Comparação entre Impacto do Desligamento no Sistema (Média Anual) e Impacto do Desconto na Receita Mensal das Concessionárias.....	61
5.6 Análise 6: Comparação entre Custo da Interrupção (Média Anual), Considerando Diferentes Custos por Barramento, e Valor Descontado pela PVI .....	62
<b>6.Conclusão .....</b>	<b>65</b>
6.1 Trabalhos Futuros .....	66
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>68</b>

## Índice de Figuras

Figura 1: As principais instituições do modelo do setor elétrico [22].....	9
Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional – SIN, horizonte 2007 / 2009 [26] ...	10
Figura 3: Macrofunções finalísticas do ONS [23].....	13
Figura 4: Alteração da lógica de precificação do MWh realizado pelo estado da Califórnia, EUA [9] .....	17
Figura 5: Relações Contratuais entre os agentes e o ONS [24].....	18
Figura 6: Escolha do valor de Duração Padrão de Desligamentos [2] .....	27
Figura 7: Falhas de Componentes e Efeitos no Sistema [8].....	34
Figura 8: Curva de Custo de Confiabilidade [8].....	38
Figura 9: Ilustração dados utilizados para cálculo do valor médio de PB por km de linha de transmissão [Adaptado de ONS, 30] .....	49

# Índice de Tabelas

Tabela 1: Temas abordados pelo Comitê de Revitalização do Modelo de Setor Elétrico [4] .....	7
Tabela 2: Principais mudanças ocorridas no modelo de setor elétrico [10] .....	8
Tabela 3: Capacidade Instalada do SIN (dados de 2006) [26] .....	10
Tabela 4: Extensão da rede de transmissão do SIN, de acordo com seu nível de tensão (dados de 2006) [26] .....	11
Tabela 5: Produção verificada, de acordo com o tipo de geração (dados de 2006) [26] .....	11
Tabela 6: Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores $K_o$ e $K_p$ [3] .....	23
Tabela 7: Percentil de 25% da Duração de Desligamento [3] .....	26
Tabela 8: Valores de referência obtidos com expurgo dos piores casos de duração de desligamentos [1] .....	28
Tabela 9: Valores de referência obtidos com o expurgo dos piores casos de frequência de desligamentos [1] .....	29
Tabela 10: Valores encontrados de redução na receita anual para diferentes valores de $K_o$ e $\beta$ .....	31
Tabela 11: Principais índices de utilizados em estudos de confiabilidade [Adaptado, 19] .....	37
Tabela 12: Custos da Interrupção de Energia no Brasil em dezembro de 1990 (US\$/kWh) [30] .....	43
Tabela 13: Classificação da Situação Operacional por Gravidade [30] .....	44
Tabela 14: Casos simulados e respectivos dados dos circuitos selecionados .....	47
Tabela 15: Resultados do cálculo do corte de carga e energia não suprida em cada caso simulado .....	48
Tabela 16: Médias simples dos valores de PB por km de linha de transmissão .....	49
Tabela 17: Valores obtidos de comprimento e PB das linhas de transmissão dos casos simulados .....	50
Tabela 18: Valores obtidos da PVI para os desligamentos ocorridos nos casos simulados .....	51
Tabela 19: Limites referentes a 25% do somatório do PB de 12 meses anteriores e a 12,5% do RAP da concessão .....	51
Tabela 20: Valores encontrados para os custos das interrupções referentes a cada caso simulado .....	52
Tabela 21: Valores obtidos da diferença entre o custo da interrupção e o valor descontado pela PVI, para cada caso simulado .....	52
Tabela 22: Percentual de corte de carga por cada caso simulado .....	54
Tabela 23: Percentual de Energia Não Suprida por cada caso simulado .....	54
Tabela 24: Percentual do desconto aplicado pela PVI sobre o PB para cada caso simulado .....	54
Tabela 25: Comparação entre percentual de corte de carga e desconto percentual aplicado pela PVI .....	55
Tabela 26: Comparação entre percentual de energia não suprida e desconto percentual aplicado pela PVI .....	55
Tabela 27: Classificação das cargas das barras com corte de carga nos casos simulados e respectivos custos de interrupção .....	57
Tabela 28: Custo de interrupção do Caso 1, por barra do sistema .....	57
Tabela 29: Custo de interrupção por barra para cada caso simulado .....	58

Tabela 30: Casos simulados ordenados pelo custo de interrupção, considerando a avaliação por barramento do sistema.....	59
Tabela 31: Custo da interrupção para cada caso simulado, utilizando o valor do índice EENS .....	60
Tabela 32: Diferença entre custo da interrupção e PVI, considerando probabilidade de ocorrência da interrupção .....	60
Tabela 33: Percentual da EPNS em relação à carga do sistema, para cada caso simulado .....	61
Tabela 34: Percentual da EENS em relação à energia anual do sistema, para cada caso simulado .....	62
Tabela 35: Custo de interrupção por barra para cada caso simulado, considerando as probabilidades de ocorrência dos eventos .....	63
Tabela 36: Casos simulados ordenados pelo custo de interrupção, considerando a avaliação por barramento do sistema e probabilidades de ocorrência dos eventos.....	64

# Capítulo 1

## Introdução

O presente trabalho se propõe a realizar uma análise da lógica de remuneração das empresas de transmissão de energia elétrica, considerando os impactos da qualidade do serviço prestado nos valores a serem recebidos. Mais especificamente, será avaliada a criação da Parcela Variável – PV pela Resolução Normativa N°270, ano de 2007, emitida pela ANEEL, que possui o objetivo de descontar do valor a ser recebido pela prestação do serviço de transmissão a ocorrência de eventual degradação em sua qualidade.

O trabalho pretende avaliar (1) se os valores estabelecidos para serem descontados por esta parcela são comparáveis ao possível custo resultante da degradação do serviço e (2) se é razoável a lógica pela qual a parcela é aplicada e quais seus possíveis efeitos. Para isto, é realizado um estudo para estimar valores referentes aos prejuízos causados por eventuais contingências e compará-los aos valores que seriam descontados da receita das concessionárias de transmissão por causa deste fato. Também é avaliado se o desligamento que provoca o maior prejuízo à sociedade é o mesmo desligamento que resulta no maior desconto para a concessionária.

A partir destes resultados, são realizadas considerações acerca do movimento de criação desta Parcela Variável, e propostos alguns desdobramentos, com possíveis alterações na lógica de vinculação da remuneração dos agentes à qualidade dos serviços de transmissão.

### 1.1 Motivação e Relevância do Tema

A Parcela Variável – PV consiste no desconto incidente sobre a remuneração mensal das concessionárias de transmissão, devido à indisponibilidade verificada da instalação de transmissão. Tal parcela foi criada com o intuito de apurar a qualidade do serviço de transmissão prestado pelas concessionárias, associando esta à disponibilidade do

equipamento, e, ainda, vincular a qualidade do serviço à remuneração das concessionárias, a fim de incentivar a prestação de serviços de boa qualidade.

O primeiro contato com o assunto partiu do envolvimento do autor com o mesmo em projeto realizado no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Nesta ocasião, puderam ser percebidos os impactos da criação da Parcela Variável no setor elétrico, como por exemplo:

- Incidência da Parcela Variável em parcela significativa do sistema de transmissão, aproximadamente 93% das Funções Transmissão<sup>1</sup> (valor estimado pelos Centros de Operação do ONS em 2007);
- Possibilidade de grande impacto na remuneração dos agentes proprietários destas instalações, podendo chegar até a 25% de sua remuneração anual;
- Expressivo aumento na carga de trabalho do ONS, para apuração e análise de todos os desligamentos ocorridos na operação do sistema; entre outros.

Após maior aprofundamento no assunto, percebeu-se que a forma de remuneração dos serviços de transmissão não considera os benefícios que estes serviços proporcionam ao sistema de transmissão, como aumento de sua confiabilidade, redução de perdas, etc. Percebeu-se, inclusive, que poucas vezes o assunto é discutido e tratado considerando tais aspectos. Em geral, os textos que abordam este assunto estão mais voltados para os aspectos econômicos, como elevação da percepção das empresas acerca do risco do negócio de transmissão, discussão quanto à melhor forma de incentivar economicamente o aumento da qualidade do serviço, etc.

## **1.2 Método de Desenvolvimento do Trabalho**

Para a elaboração do trabalho, primeiramente, foram levantados e estudados textos referentes ao assunto em questão, como Resoluções Normativas e Notas Técnicas emitidas pela ANEEL, relatórios e apresentações elaboradas pelo ONS e artigos sobre o assunto. Ao longo do estudo sobre a criação da Parcela Variável, percebeu-se a necessidade de maior entendimento sobre aspectos do modelo de setor elétrico

---

<sup>1</sup> Defini-se Função Transmissão – FT como: “conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005”[3].



brasileiro, em especial as alterações ocorridas nos últimos anos. Desta forma, também foram levantados textos a fim de se obter esta visão sobre o contexto no qual a criação da Parcela Variável ocorreu.

Criado e desenvolvido um entendimento acerca do assunto a ser discutido, percebeu-se a possibilidade de utilização da teoria de confiabilidade de sistemas de potência para realização de análises sobre o mesmo. Sendo assim, buscou-se material neste sentido, de forma a incorporar os conceitos básicos da teoria de confiabilidade, para que fosse possível pensar em sua utilização. Após decisão por sua execução, foi aprendida a forma de utilização de um programa computacional para este tipo de estudo, no caso o NH2, desenvolvido pelo CEPEL e utilizado nos principais estudos de confiabilidade executados no Brasil.

Em seguida, escolheu-se o sistema elétrico em que seria realizado o estudo, sendo escolhido o IEEE-RTS'79 (Reliability Test System), sistema desenvolvido para a realização de estudos de confiabilidade pelo meio científico. Foram verificadas as necessidades de alterações no sistema proposto e realizados pequenos ajustes para adequação ao estudo em questão. Após realização das adaptações, foram executadas as simulações e registrados seus resultados.

Por fim, estes resultados foram trabalhados e analisados, para que se chegasse às conclusões desejadas. Após estas conclusões, foi elaborado este documento, procurando explicitar e descrever todo o trabalho realizado.

### **1.3 Delimitações**

O presente trabalho não se propõe a criar um novo método de cálculo ou definir uma nova fórmula para avaliação da qualidade dos serviços de transmissão. Ele pretende realizar uma análise do movimento de criação da Parcela Variável, fazendo, em seu final, considerações sobre possível evolução desta nova forma de avaliar a qualidade dos serviços de transmissão adotada pelo setor elétrico.

O trabalho também não pretende avaliar tudo o que envolve a Parcela Variável definida pela ANEEL. Será analisada somente a Parcela Variável por Indisponibilidade, não considerando a Parcela Variável por Restrições Operativas e por atraso na entrada de novas instalações. Tal decisão se deu apenas por uma questão de delimitação do escopo

do trabalho, porém acredita-se que poderiam ser realizadas avaliações similares às realizadas para estas duas partes da Parcela Variável.

#### **1.4 Estrutura do Documento**

Na primeira parte do documento é realizada a contextualização do ambiente, realizando breve descrição do modelo de setor elétrico vigente no país e do sistema de energia elétrico existente, com destaque para o sistema de transmissão. Em seguida, é realizada explanação acerca da lógica de remuneração das empresas de transmissão integrantes deste sistema, em especial, como é calculado o valor a que possuem direito, como é avaliada a qualidade do serviço prestado e qual a relação entre estes dois fatores.

Neste momento, é aprofundada a questão da criação da Parcela Variável, que foi concebida justamente com a intenção de criar este vínculo entre a qualidade do serviço de transmissão e sua remuneração, inexistente para grande parte dos elementos do sistema de transmissão. São explicitados os motivadores para sua criação, seu método de cálculo e a origem dos valores por ele utilizado. Por fim, são feitas algumas considerações sobre este movimento, destacando as críticas resultantes de sua criação e a necessidade / possibilidade de refinamento do método concebido, através da utilização de estudos de confiabilidade.

Em seguida, para maior esclarecimento, é feita breve conceituação sobre o que seriam estudos de confiabilidade, sua definição, classificações e possíveis utilizações. Feito isto, é apresentado o estudo realizado, detalhando suas principais atividades e seus respectivos resultados. Por fim, estes resultados são analisados e são realizadas considerações e críticas sobre a Parcela Variável por Indisponibilidade a partir deles.

## **Capítulo 2**

### **Aspectos Básicos do Setor Elétrico Brasileiro**

Para melhor entendimento da lógica de remuneração e avaliação da qualidade dos serviços de transmissão realizada atualmente no Brasil, se faz necessário conhecer alguns aspectos básicos do modelo de setor elétrico vigente no país. Além disto, também é importante o conhecimento acerca do sistema de transmissão nacional, onde tais serviços são prestados. Desta forma, nesta parte do documento é realizada esta contextualização para posterior desenvolvimento do trabalho. Serão apresentados o modelo de setor elétrico brasileiro, com breve histórico de sua evolução até os dias atuais e suas principais instituições, e o Sistema Interligado Nacional - SIN, com descrição de suas principais características e de como o mesmo é planejado e operado atualmente.

#### **2.1 Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: Histórico e Instituições Integrantes**

Até a década de 90 do século passado, o setor elétrico brasileiro era constituído de monopólio estatal, onde o planejamento e a operação do sistema elétrico eram de responsabilidade de empresas estatais federais de geração e transmissão e empresas estatais estaduais de distribuição. A tarifa cobrada era definida basicamente pelo custo da produção, não existindo a pretensão de lucro na operação. Neste modelo, não existia incentivos à eficiência e a expansão do sistema elétrico era definida por critérios políticos [5].

Neste contexto, ao longo do século passado, o sistema elétrico brasileiro evoluiu significativamente, demandando elevados investimentos do governo. Ao verificar a dificuldade de realizar os investimentos necessários para a expansão, operação e manutenção do sistema, este decidiu por realizar mudanças no modelo do setor elétrico brasileiro. Para isto, realizou diversas iniciativas, entre elas, a principal, o Projeto de

Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB. O RESEB visava a implantação de um modelo de setor desverticalizado, com divisão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, onde seria incentivada a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia e seria exercida forte regulação nos setores de transmissão e distribuição [5].

Simultaneamente, de forma a proporcionar os investimentos necessários para operação e expansão do setor, seria realizado um processo de privatização do setor. Como resultado deste processo, algumas empresas de geração de energia e a maior parte das empresas de transmissão e de distribuição foram privatizadas.

O RESEB também identificou a necessidade de criação de três empresas para sustentação do novo modelo de setor, sendo elas, segundo [28]:

- Mercado Atacadista de Energia - MAE: criado com o propósito de habilitar o estabelecimento de uma lógica de mercado na geração e distribuição de energia elétrica, mantendo-se a regulamentação do ponto de vista do atendimento ao consumidor final;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: criada com atribuições de: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (Lei 9.427/98);
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: criado com o propósito de operar o Sistema Interligado Nacional – SIN e administrar a Rede Básica de transmissão de energia elétrica.

O projeto RESEB foi concluído em 1998 e definiu os conceitos do novo modelo de setor elétrico brasileiro. Em 2001, com ocorrência do período de racionamento de energia elétrica no Brasil, o novo modelo de setor passou a sofrer fortes questionamentos de setores da sociedade. A fim de solucionar tais problemas, foi

instituído, em 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que, como resultado, propôs 33 (trinta e três) medidas para alteração do modelo de setor elétrico, tais como aperfeiçoamento das metodologias de expansão da rede de transmissão, regularização dos contratos de concessão, entre outras. A fim de proporcionar uma idéia geral das medidas propostas, são destacados, na Tabela 1, os 8 temas gerais nos quais elas foram classificadas.

**Tabela 1: Temas abordados pelo Comitê de Revitalização do Modelo de Setor Elétrico [4]**

Classificação	Temas
A	Normalizar o funcionamento do setor
B	Fortalecer o mercado
C	Assegurar a expansão da oferta
D	Monitorar a confiabilidade de suprimento
E	Aperfeiçoar a interface entre o mercado e os setores regulados
F	Defender a concorrência
G	Assegurar a realidade tarifária e de defesa do consumidor
H	Aperfeiçoar as instituições

No que tange, especificamente, a criação de novas instituições do setor, o trabalho do Comitê de Revitalização resultou na criação das seguintes empresas [28]:

- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME. Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Elabora os planos de expansão da geração e transmissão da energia elétrica.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: constituído no âmbito do MME e está sob sua coordenação direta, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que tem a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.

As principais mudanças ocorridas no modelo do setor elétrico até o modelo vigente são resumidas na Tabela 2.

**Tabela 2: Principais mudanças ocorridas no modelo de setor elétrico [10]**

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as Distribuidoras.

A Figura 1 esquematiza o relacionamento entre as principais instituições integrantes do setor mencionadas anteriormente. Nela constam ainda duas instituições não mencionadas anteriormente, sendo, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia e o Ministério de Minas e Energia – MME, encarregado da formulação, do planejamento e da implementação de ações do governo federal no âmbito da política energética nacional.

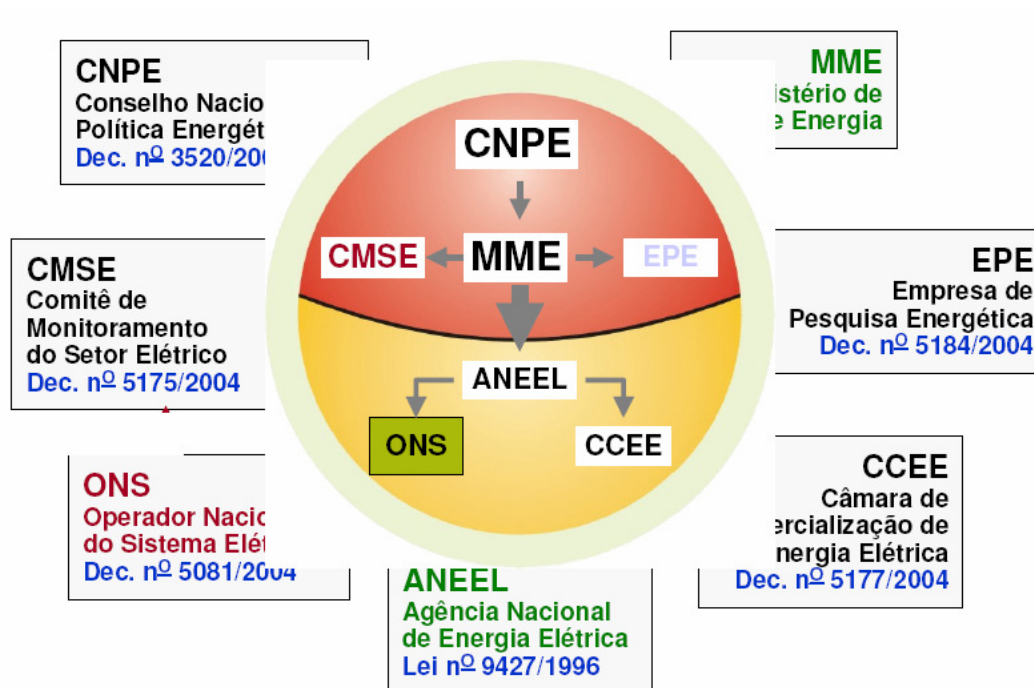


Figura 1: As principais instituições do modelo do setor elétrico [22]

## 2.2 Sistema Interligado Nacional – SIN

O Sistema Interligado Nacional – SIN é o sistema de produção e transporte de energia elétrica nacional, constituído pelas instalações responsáveis pelo suprimento de energia a todas as regiões do país eletricamente interligadas [3]. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora dele, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica [26].

A Figura 2 ilustra o Sistema Interligado Nacional, horizonte 2007 / 2009.



Figura 2: Mapa do Sistema Interligado Nacional – SIN, horizonte 2007 / 2009 [26]

A fim de proporcionar maior entendimento do SIN, nas Tabelas 3, 4 e 5 são apresentadas suas principais características, a partir de dados do ano de 2006.

Tabela 3: Capacidade Instalada do SIN<sup>2</sup> (dados de 2006) [26]

Tipo de Geração	Capacidade (MW)	Capacidade (%)
Hidro Nacional	66.392,8	76,31%
Hidro Itaipu	7.000,0	8,05%
Térmica Convencional	11.371,0	13,07%
Termonuclear	2.007,0	2,31%
Eólica	198,5	0,23%
Biomassa	33,2	0,04%
<b>Total</b>	<b>87.002,5</b>	<b>100,00%</b>

<sup>2</sup> Além dos dados presentes na tabela, o SIN ainda possui a disponibilidade de importação de 4.078 MW de Itaipu contratados do Paraguai e de 2.192 MW da Argentina, Uruguai e ANDE / Paraguai [26]



**Tabela 4: Extensão da rede de transmissão do SIN, de acordo com seu nível de tensão (dados de 2006) [26]**

Tensão (kV)	Extensão (km)
230	36.342,5
345	9.579,1
440	6.671,2
500	29.341,2
600 CC	1.612,0
750	2.683,0
<b>SIN</b>	<b>86.229,0</b>

**Tabela 5: Produção verificada, de acordo com o tipo de geração<sup>3</sup> (dados de 2006) [26]**

Tipo de Geração	Energia Produzida (GWh)	Energia Produzida (%)
Hidro Nacional	296.646,8	71,25%
Hidro Itaipu	85.600,8	20,56%
Térmica Convencional	20.104,9	4,83%
Termonuclear	13.754,1	3,30%
Eólica	237,7	0,06%
Biomassa	24,2	0,01%
<b>Total</b>	<b>416.368,5</b>	<b>100,00%</b>

O sistema de transmissão nacional é constituído pelas instalações e equipamentos de transmissão integrantes da REDE BÁSICA e das DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO” [21], sendo a distinção entre estes dois termos realizada pela Resolução Normativa nº 67 / 2004 como:

- **Rede Básica:** “composta pelas instalações de transmissão, que atendam aos seguintes critérios:
  - I - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e
  - II - transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário”
- **Demais Instalações de Transmissão – DIT:** “composta pelas instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios:

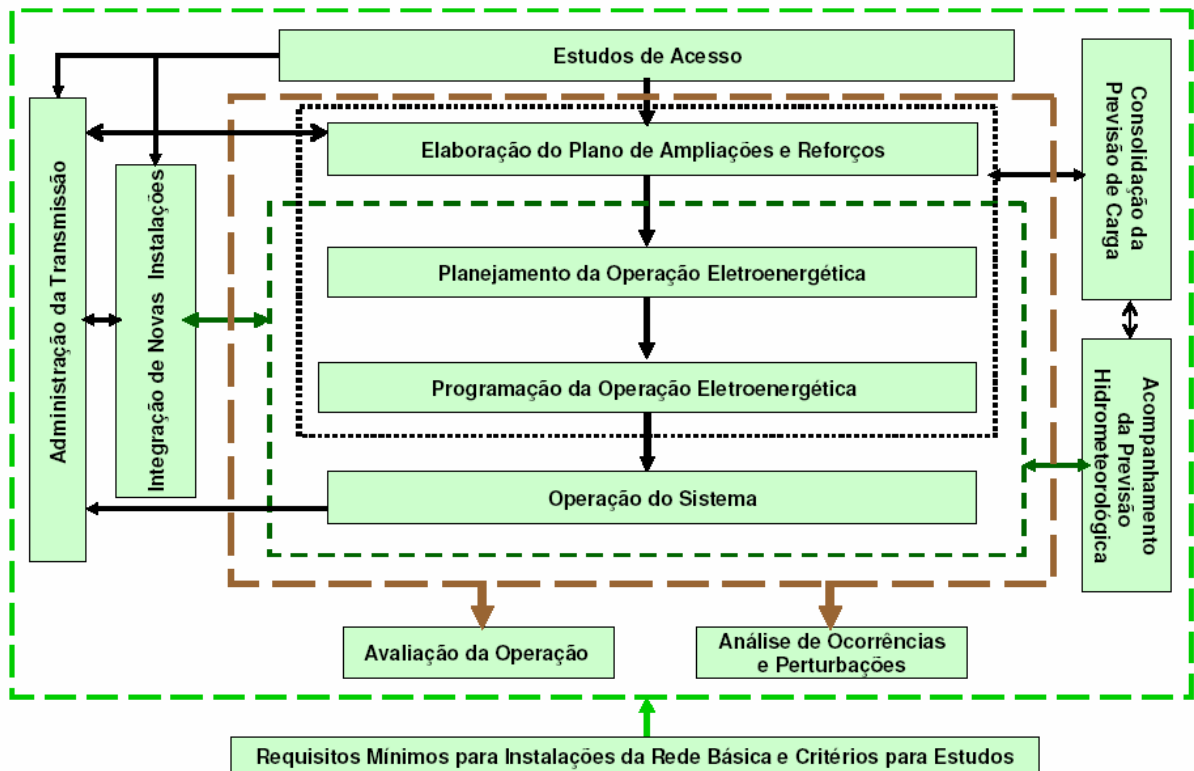
<sup>3</sup> Uma parcela de 502,9 GWh da energia produzida foi destinada para exportação [26]

I - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II - interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e

III - linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.”

A operação do SIN e a administração da Rede Básica são de responsabilidade do ONS, conforme mencionado anteriormente. Sua atuação é normatizada através dos Procedimentos de Rede, documentos elaborados pelo ONS com participação dos agentes e homologados pela ANEEL. Estes descrevem as atividades técnicas do Operador, legitimando sua atuação perante as empresas do setor elétrico. A Figura 3 proporciona uma idéia das atividades executadas pelo ONS.



**Figura 3: Macrofunções finalísticas do ONS [23]**

Neste ponto, merece ser realizada a distinção entre a operação do sistema e a operação das instalações. A primeira, executada pelo ONS, consiste na programação, normatização, coordenação, supervisão, controle análise e estatística da operação integrada do SIN. Já a operação das instalações consiste na supervisão, comando, execução, análise e estatística da operação das instalações integrantes do SIN, sendo esta executada pelos agentes [25].

Para realizar a operação do sistema, existe um conjunto de Centros de Operação, divididos em dois subconjuntos, os de propriedade do ONS e os de propriedade dos agentes. O primeiro é constituído pelos [25]:

- Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS: abrangência nacional, atuando diretamente sobre os demais centros de operação do ONS. Responsável pelo olhar sistêmico do SIN; e
- Centro(s) Regional(is) de Operação do Sistema – COSR: abrangência regional / local. Existem 4 (quatro) centros deste tipo, cada um responsável pela operação de sua região, sendo (1) COSR-S, Sul; (2) COSR-SE, Sudeste; (3) COSR-NE, Nordeste, e (4) COSR-N/CO, Norte / Centro-Oeste; e

O subconjunto de centros de propriedade dos agentes é constituído de centros do tipo: (1) Centro de Operação da Geração – COG; (2) Centro de Operação da Transmissão – COT; (3) Centro de Operação Regional – COR / CRO; (4) Centro de Operação da Distribuição – COS / COD; (5) Posto ou Cento de Operação com Telecomando de Instalações – POT [25].

O planejamento e a integração de novas instalações à Rede Básica são recomendados por estudos realizados pelo ONS e pela EPE, respeitando o que está descrito nos Procedimentos de Rede e respaldados por estudos técnicos e econômicos. De grosso modo, pode-se afirmar que a EPE é responsável pelos estudos com horizonte maior que 5 (cinco) anos enquanto o ONS é responsável pelos estudos dos horizontes de mais curto prazo. A seguir são indicados os principais estudos regulares realizados pelas duas instituições, voltados para o planejamento do sistema:

- **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE:** formulado anualmente pela EPE, com horizonte de 10 (dez) anos, proporciona sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e seus reflexos nos requisitos de energia, abordando aspectos elétricos e energéticos. Fornece importantes insumos para o sistema de transmissão, tais como projeções da expansão da rede de transmissão, dados para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, etc. [17];
- **Balanco Energético Nacional – BEN:** documento anual elaborado pela EPE que divulga pesquisa e contabilidade relativa à oferta e consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de exploração e produção de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia [17];
- **Programa de Expansão da Transmissão – PET:** elaborado a partir de estudos desenvolvidos pela EPE em conjunto com as empresas, através de Grupos de Estudos de Transmissão Regionais. O PET é constituído pelo programa de obras das instalações de transmissão a serem construídas para expansão da Rede Básica, já tendo sido autorizadas ou licitadas ou não [17];
- **Plano de Ampliações e Reforços:** realizado anualmente, com horizonte de três anos, estabelece as necessidades de expansão da Rede Básica para preservar seu adequado desempenho operacional e garantir o livre acesso. É elaborado pelo

ONS, sendo aberto à participação de todos os agentes. Resultam na proposição de obras que abrangem as regiões Sul, Sudeste / Centro-Oeste, Norte / Nordeste. [26];

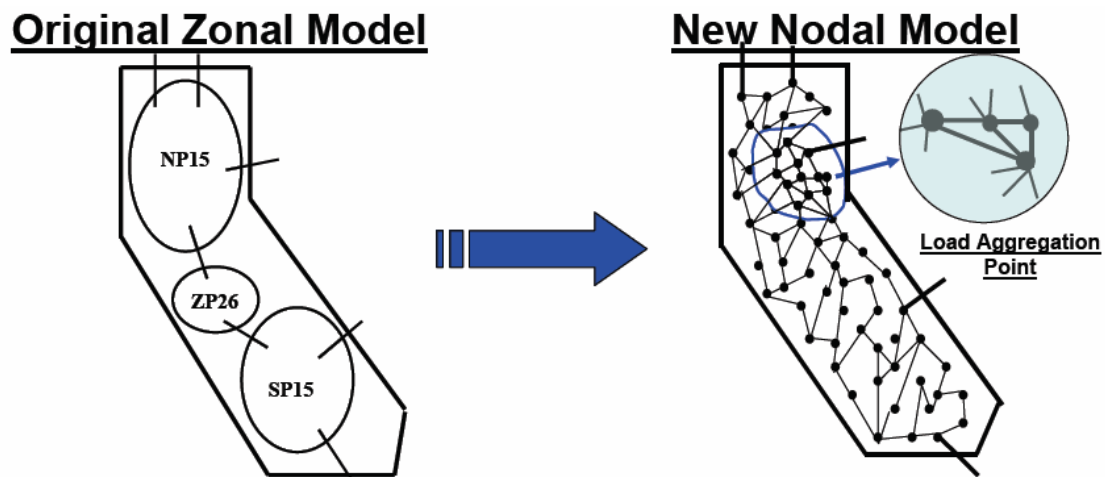
- **Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT:** análogo ao PAR, trata das necessidades de expansão das Demais Instalações de Transmissão;
- **Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo:** é realizado com periodicidade anual e tem como objetivo realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista da operação da rede. Como resultado, são (1) definidas ações no sentido de solucionar problemas identificados no horizonte do estudo; (2) avaliados benefícios da entrada de operação de novas obras; (3) identificadas restrições elétricas, entre outros. Sua elaboração é conduzida pelo ONS, estando aberta à participação dos agentes [26];
- **Planejamento da Operação Energética – PEN:** é realizado com periodicidade anual e revisado quadrimestralmente, possuindo um horizonte de análise de cinco anos. Tem como objetivo determinar as estratégias operativas e avaliações das condições de suprimento ao SIN, sendo realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado, em que se calculam os riscos de ocorrência de déficits de energia elétrica [26].

## Capítulo 3

### Remuneração do Serviço de Transmissão

Na maioria dos países do mundo onde o governo não é o proprietário do sistema de transmissão, a remuneração das empresas de transmissão é realizada a partir do estabelecimento de valor para o MWh transportado. Desta forma, mensalmente, é apurado o fluxo de potência que passou pela instalação de transmissão e assim obtido o valor total a ser recebido pelo agente.

Inicialmente, logo após processos de desverticalizações ocorridos nestes países, a primeira lógica de precificação foi a denominada Uniform Marginal Pricing (UMP), que consistia no estabelecimento de um preço único para todo o sistema. Com o passar do tempo, tal critério se mostrou ineficiente e passaram a estabelecer zonas de preços de MWh, conforme as características de cada parte do sistema. Atualmente, podem ser encontradas algumas iniciativas como a do Estado da Califórnia, EUA, onde a lógica de zonas de preço está migrando para a de estabelecimento de preços de MWh para diversos pontos do sistema, denominada Locational Marginal Pricing (LMP). De acordo com a LMP, cada nó do sistema, determinado por um conjunto de uma ou mais barras, possui um preço de energia, que reflete o custo marginal de servir o último MW de carga [7].



**Figura 4:** Alteração da lógica de precificação do MWh realizado pelo estado da Califórnia, EUA [9]

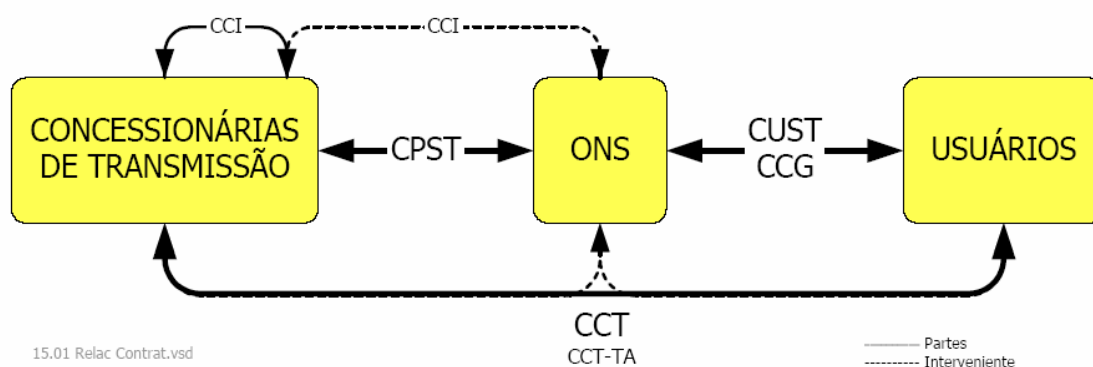
Esta forma de remuneração do serviço de transmissão induz as empresas que prestam este serviço a operarem sempre com a máxima capacidade e a evitarem ao máximo a indisponibilidade de seus equipamentos. Caso não consigam atingir tais objetivos, elas terão, automaticamente, queda em suas receitas, uma vez que recebem por MWh transportado.

No Brasil, e em alguns países da América Latina, como Argentina e Colômbia [14], a remuneração dos serviços de transmissão não está associada ao fluxo de potência que passa pela instalação. Este valor é definido no momento da concessão do direito de prestação do serviço de transmissão e está associado à disponibilidade do equipamento para uso na operação do sistema, por parte do Operador Nacional.

Atualmente, a concessão para a prestação do serviço de transmissão se dá através de leilão realizado pela ANEEL, sendo a seleção e definição das linhas a serem leiloadas feitas com base no Programa de Expansão da Transmissão – PET, mencionado anteriormente. A lógica de leilões teve início em 2000, com o arremate da Interligação Sudeste-Nordeste, de 1.050 km, pelo Consórcio Inepar/Enelpower por R\$17 milhões [16]. Segundo [11], o leilão funciona da seguinte forma: a ANEEL publica com antecedência edital com os dados técnicos dos lotes a serem leiloadas, estabelecendo um teto para a remuneração anual dos agentes, denominada Receita Anual Permitida – RAP. É declarado vencedor quem oferecer menor valor de remuneração para a prestação do serviço de transmissão, ou seja, quem oferecer o maior deságio em relação ao preço proposto pela ANEEL.

Ao ganhar o leilão, a empresa recebe a concessão para construir e operar por 30 (trinta) anos a linha de transmissão. O agente recebe por 15 (quinze) anos o valor referente à RAP do lance vencedor do leilão, reajustado anualmente pelo IPCA. Passado este prazo, época em que os financiamentos de sua construção estarão quitados, a remuneração cai à metade, permanecendo neste nível pelo restante da concessão [11].

Os vencedores do leilão devem celebrar um contrato com o ONS denominado Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST. Tal contrato dá direito ao ONS de representá-las junto aos usuários, além de obrigar os agentes a acatar todas as ordens emitidas pelo ONS referentes à operação de suas instalações. São ainda celebrados contratos junto aos usuários da Função Transmissão (Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT) e junto a outras concessionárias de transmissão (Contrato de Compartilhamento de Instalações de Transmissão – CCI). A Figura 5 sintetiza as relações contratuais das concessionárias de transmissão.



**Figura 5: Relações Contratuais entre os agentes e o ONS [24]**

Mensalmente, o agente de transmissão recebe pelos serviços prestados um valor correspondente a 1 (um) duodécimo da RAP, denominado Pagamento Base, descontado o valor da denominada Parcela Variável – PV, calculada a partir da apuração da qualidade do serviço prestado pelo agente de transmissão. No modelo de CPST, consta a previsão de um desconto na receita mensal dos agentes associado à indisponibilidade ou redução de capacidade da linha de transmissão. Desta forma, ao assinar o contrato junto ao ONS, ficava estabelecida as condições de apuração da receita mensal, considerando os descontos estabelecidos no contrato.

Esta forma de remuneração passou a ser realizada a partir do início dos leilões de linhas de transmissão, sendo assim, as concessões que não passaram pelo processo de



licitação, conjunto de 93% das Funções Transmissão – FT, não possuem perdas em suas receitas por indisponibilidade ou redução de capacidade. A regulação relativa à qualidade do serviço de transmissão destas instalações e a vinculação com sua remuneração veio a ser estabelecida pela Resolução Normativa N°270, emitida pela ANEEL, conforme será detalhado a seguir.

### **3.1 Regulamentação da Qualidade do Serviço de Transmissão**

Com a intenção de induzir as concessionárias de transmissão a prestarem um serviço de maior qualidade, a ANEEL iniciou estudos sobre como poderia realizar tal ação. De acordo com [1], foi solicitado apoio a especialistas do setor elétrico e entidades ligadas ao assunto para o estabelecimento de critérios para apuração da qualidade do serviço de transmissão e estabelecimento do relacionamento com sua remuneração. Foram utilizados como principais fontes de dados e informações os seguintes documentos:

- Relatório “Regulação do Serviço da Transmissão: Definição dos Indicadores de Desempenho da Transmissão”, elaborado pela UFSC;
- Relatórios “Proposta de Metodologia para Estabelecimento de Indicadores de Desempenho de Linhas de Transmissão” e “Indicadores de Desempenho de Transformadores”, elaborados pelo ONS;
- Relatório “ Indicadores de Desempenho de Linhas- Subsídios para a Regulamentação da PV n° ONS – 2.1- 065/2003, elaborado pelo ONS, ABRATE e ABDIB;
- Relatório “Desempenho das Funções da Rede Básica no Período de 2000 à 2003 a Partir dos Indicadores de Duração e Frequência de Desligamentos”- Versão Final- Junho de 2004, elaborado pela ANEEL e o ONS;
- Dados de desempenho de equipamentos fornecidos pelas concessionárias de transmissão e fabricantes de equipamentos;
- Documentos sobre a regulamentação da qualidade da prestação de serviços de transmissão de outros países; e
- Requisitos e critérios sobre a Parcela Variável - PV estabelecidos nos CPST.

Em julho de 2005 a ANEEL emitiu a Nota Técnica N° 016/2005 [1], propondo um conjunto de diretrizes e procedimentos relacionados à regulação da qualidade do serviço de transmissão, incluindo proposta de indicadores de desempenho dos equipamentos.

Em março de 2006, a ANEEL realizou uma audiência pública a fim de aprimorar tal proposta, com a incorporação de comentários, sugestões e críticas dos participantes da audiência. Em julho de 2007, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa N° 270, estabelecendo a regulamentação relativa à qualidade do serviço de transmissão, associada à disponibilidade das instalações, e seus impactos na remuneração dos agentes.

A Parcela Variável – PV foi criada com o intuito de incentivar a qualidade do serviço de transmissão prestado pelos agentes de transmissão conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Para isto, a ANEEL criou penalidades nos contratos celebrados com os agentes de modo a descontar de suas receitas o período em que ficaram desligadas.

Segundo [2] a regulação por incentivos introduzida consiste na criação de um sinal econômico a fim de maximizar a disponibilidade do serviço de transmissão, por meio de:

- aprimoramento das técnicas e logísticas de manutenção;
- otimização das periodicidades das manutenções e das durações e frequências dos desligamentos;
- redução do tempo de retorno à operação; e
- aproveitamento de desligamentos.

Segundo relato de participante da criação da Parcela Variável por parte do ONS, a mesma foi criada com o objetivo final de aumentar a segurança da operação do SIN. Para isso, seria aplicado um desconto na receita do agente para cada indisponibilidade de sua instalação. Desta forma, seria incentivado maior investimento na manutenção das instalações, o que, conseqüentemente, resultaria na maior disponibilidade das instalações, proporcionando mais opções para a operação e, por fim, aumentando a segurança da operação.

De acordo com o Art. 4º da Resolução N°270, “a qualidade dos serviços de transmissão será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado, Outros Desligamentos ou Atraso na Entrada em Operação”. A Resolução define tais termos como:

- **Desligamento Programado:** “indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede” (Resolução N°270, Art. 2, Inciso V) [3];
- **Outros Desligamentos:** “qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como Desligamento Programado” (Resolução N° 270, Art. 2, Inciso XI) [3];
- **Atraso na Entrada em Operação:** “atraso na data de entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão estabelecida no contrato de concessão ou em resolução da ANEEL, por motivos direta ou indiretamente imputáveis à concessionária de transmissão” (Resolução N° 270, Art. 2, Inciso IV) [3].

Desta forma, pode-se dizer que a Parcela Variável é composta por 3 (três) partes, sendo: a Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação, a Parcela Variável por Indisponibilidade e a Parcela Variável por Restrição Operativa. A primeira parcela é apurada antes de a instalação entrar em operação e o valor é descontado quando a mesma começa a operar e, conseqüentemente, a receber sua remuneração. Seu valor é proporcional ao número de dias em que a instalação atrasou sua entrada em operação, possuindo um limite máximo para desconto de 90 dias.

A Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI é calculada através da seguinte equação:

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

Onde:

- PB = Pagamento Base da FT;
- $\Sigma DVDP$  e  $\Sigma DVOD$  = Somatórios das durações verificadas no mês, em minutos, de cada Desligamento Programado (DP) e Outros Desligamentos (OD) da FT, nas seguintes condições:
- $K_p$  = Fator Multiplicador para Desligamentos Programados;
- $K_o$  = Fator Multiplicador para Outros Desligamentos;
- D = Número de dias do mês de ocorrência;
- $N_p$  = Número de Desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;
- $N_o$  = Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês.

Ela respeita a seguinte lógica:

- Se uma FT ultrapassar, no período contínuo de 12 (doze) meses, o valor referente a seu respectivo Padrão de Duração de Desligamento, estará sujeita à cobrança da PVI, respeitando as seguintes situações:
  - Caso a duração acumulada dos 11 (onze) meses anteriores for igual ou superior a seu respectivo Padrão de Duração de Desligamento, será considerado na equação o valor verificado no mês em questão, ou seja:

$$\text{Se}^4 \Sigma \text{DVDP}_{11\text{meses anteriores}} \geq \text{Padrão de Duração de Desligamentos}$$

$$\text{Programados, então: } \Sigma \text{DVDP} = \Sigma \text{DVDP}_{\text{mês ocorrência}}$$

- Caso a duração acumulada dos 11 (onze) meses anteriores for inferior a seu respectivo Padrão de Duração de Desligamento, será considerado na equação o valor, em módulo, do resultado da soma do acumulado nos 11 (onze) meses com a duração verificada no mês, subtraído da duração do respectivo padrão, ou seja:

$$\text{Se}^5 \Sigma \text{DVDP}_{11\text{meses anteriores}} < \text{Padrão de Duração de Desligamentos}$$

$$\text{Programados, então: } \Sigma \text{DVDP} = \left| \Sigma \text{DVDP}_{\text{mês ocorrência}} + \Sigma \text{DVDP}_{11\text{meses anteriores}} - \text{Padrão de Duração de Desligamentos Programados} \right|$$

São ainda definidos Padrões de Frequência para os Outros Desligamentos, indicando o número máximo de Outros Desligamentos que podem ocorrer ao longo do ano. Caso a FT atinja este valor, cada novo Outro Desligamento será apurado como, no mínimo, 30 (trinta) minutos de desligamento, para efeito de desconto da PVI. Poderá ainda ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica. Neste caso, o ONS deve informar à ANEEL o ocorrido para que esta tome as devidas providências de fiscalização e penalização. Os valores para os Padrões de Duração de Desligamento e Padrão de Frequência de Outros Desligamentos são indicados na Tabela 6.

---

<sup>4</sup> A mesma lógica é válida para o  $\Sigma \text{DVOD}$

<sup>5</sup> A mesma lógica é válida para o  $\Sigma \text{DVOD}$

**Tabela 6: Padrão de Duração de Desligamento, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp [3]**

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	
LT	≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	>5km e ≤50Km(*)	26,0	1,4	1					
	>50km - 230kV	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	≤345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	>345kV	27,0	2,0	1					
CR	REA	≤345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		>345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5,0	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5,0
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5,0	7,5

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

(\*\*) Período de 666 horas em 2 anos.

Onde:

- LT = Linha de Transmissão;
- TR = Transformador;
- CR = Controle de Reativo;
- REA = Reator;
- CRE = Compensador Estático;
- CSI = Compensador Síncrono;
- BC = Banco de Capacitores;
- CSE = Compensador Série.

Determinadas situações de desligamentos não são computadas para a apuração da PVI, como por exemplo:

- Desligamentos inferiores 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 uma 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, salvo nos casos previstos nos Procedimentos de Rede.

Já a Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO, não possui nenhum padrão relacionado. Tal parcela considera a redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da FT, no caso: a capacidade operativa de longa duração e a capacidade operativa de curta duração. Tal valor calculado pode ser expresso pela seguinte fórmula:

$$PVRO = PB \times \text{capacidade reduzida (\%)} \times \text{Duração da Restrição (min)} \quad (2)$$

Desta forma, desconsiderando a parcela por atraso de entrada em operação que somente é cobrada no início de sua operação, pode-se afirmar que a remuneração mensal dos agentes de transmissão impactados pela Resolução N<sup>o</sup>270 é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{Remuneração Mensal} = PB - (PVI + PRVO) \quad (3)$$

Os descontos aplicados pela Parcela Variável devem respeitar às seguintes condições:

- A soma da PVI e PVRO de cada FT, dentro do mês de apuração, está limitada a 50% do valor do Pagamento Base da FT. Caso ultrapasse este percentual, o excedente é deslocado para o mês seguinte;
- O desconto dentro do mês de apuração está limitado a 25% do somatório dos Pagamentos Base da FT para o período de 12 meses anteriores ao da apuração;
- O desconto referente a todas as FT de uma concessão está limitado a 12,5% do valor da RAP da concessão, correspondente ao período de 12 meses anteriores.

Alcançando um dos limites dos descontos acima definidos, a concessionária de transmissão estará sujeita às penalizações previstas na Resolução N°063, na legislação vigente e no contrato de concessão. Os valores a serem descontados da receita mensal das concessionárias de transmissão serão abatidos dos encargos pagos pelos usuários do sistema de transmissão.

Além dos descontos impostos pela Parcela Variável, foi previsto um bônus às concessionárias a fim de incentivar um desempenho acima dos padrões estabelecidos. Para isto, criou-se o Adicional à RAP, sendo o valor a ser adicionado à receita anual como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da PVI [3]. Cada concessionária de transmissão, não proveniente de processos licitatório, terá direito a este Adicional, caso não ultrapasse os valores indicados na Tabela 7 nos 12 meses anteriores ao mês de maio.

**Tabela 7: Percentil de 25% da Duração de Desligamento [3]**

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

O valor do Adicional à RAP equivale ao valor da PVI correspondente, calculada segundo a equação 1, com o valor de  $\Sigma DVDP$  e / ou  $\Sigma DVOD$  iguais ao da Tabela 7, com o número de dias igual a 30 (trinta) e em base anual. Este valor a ser creditado a todas as concessionárias de transmissão impactadas está limitado à 30% da soma das PVI's de todas as FT, liquidadas no período de apuração. Caso os 30% referentes à soma das PVI's seja inferior ao somatório dos Adicionais à RAP, este valor será rateado pelas concessionárias, de forma a cada uma receber valor proporcional a que teria direito.

### 3.2 Origem dos Fatores para Cálculo da PVI

Segundo [1], os padrões de desempenho expostos acima foram obtidos utilizando-se dados presentes no banco de dados do ONS, com valores apurados de Outros Desligamentos entre os anos de 1994 e 2001, e no banco de dados do CNOS, com



valores apurados de Desligamentos Programados e Outros Desligamentos entre os anos de 2000 e 20003.

Segundo [1], o critério geral de estabelecimento dos Padrões para Duração de Desligamento Programado e de Outros Desligamentos foi o estabelecimento de valores de referência para cada família de equipamentos. Estes valores seriam correspondentes ao percentil de 70% das distribuições estatísticas associado à duração do desligamento, com expurgo da duração dos 5% de FT com pior desempenho. A Figura 6 ilustra tal situação.

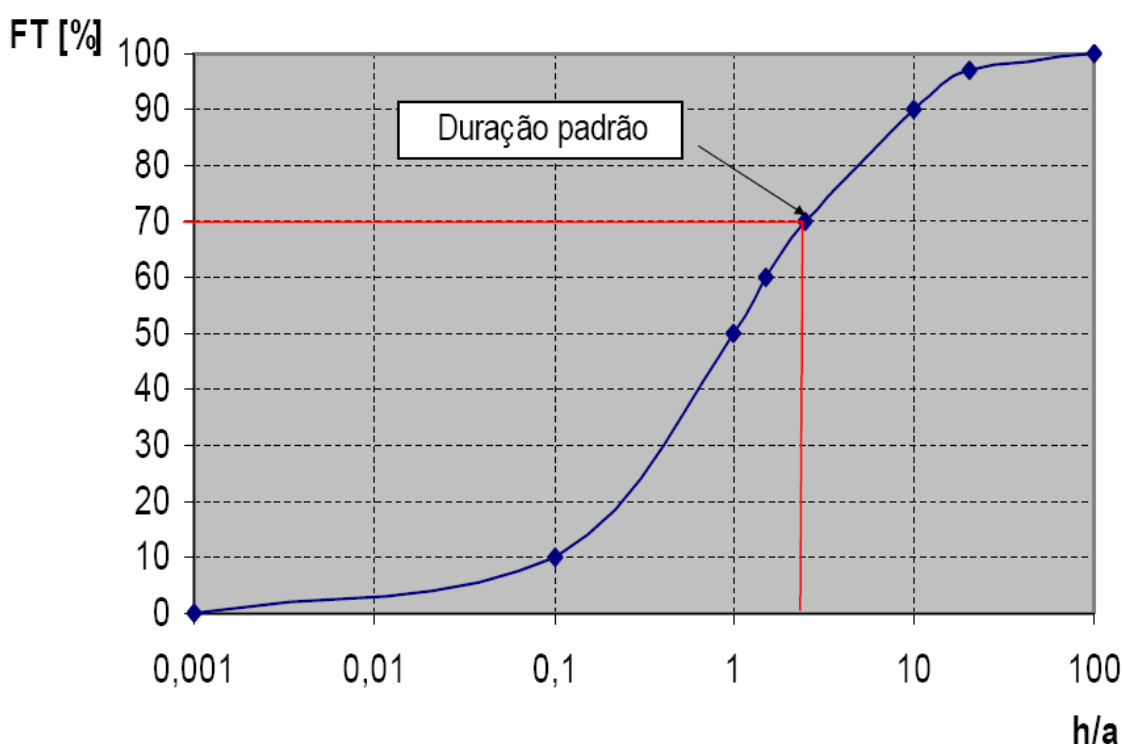


Figura 6: Escolha do valor de Duração Padrão de Desligamentos [2]

Tais critérios foram justificados da seguinte forma [1]:

- **Expurgo de 5%:** intuito de não considerar situações atípicas, tais como obras de ampliação e reforços, substituição de equipamentos, queda de torres, etc. Ainda verificou-se que diversos desligamentos nesta categoria tiveram como objetivo a realização de manutenções com durações consideradas não otimizadas;
- **Percentil de 70%:** escolhido por ser um valor exequível, pois apenas 30% das FT terão que melhorar seu desempenho para atingir este padrão. Considerou-se

que este valor é conservativo se comparado ao valor adotado para as FT licitadas.

A partir do tratamento estatístico mencionado acima, no conjunto de dados existentes, chegou-se aos seguintes valores de referência, indicados nas Tabelas 8 e 9:

**Tabela 8: Valores de referência obtidos com expurgo dos piores casos de duração de desligamentos [1]**

Função Transmissão		Duração Programada (h/ano)			Duração Não Programada (h/ano)			Frequência Não Programada (D/ano)		
		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%	
			70%	Mediana		70%	Mediana		99%	95%
LT	≤ 5Km	10,88	4,21	0,63	0,94	0,14	0,02	0,34	0,99	0,93
	> 5e≤ 50Km	39,39	25,98	12,32	2,40	1,32	0,29	0,98	7,83	2,19
	>50Km -230kV	34,98	21,06	10,25	3,57	2,31	0,86	2,23	9,49	5,79
	-345kV	52,40	56,51	46,08	3,12	1,47	0,68	1,93	10,23	3,87
	-440kV	94,74	107,39	90,91	6,49	2,74	1,53	1,61	5,61	4,53
	-500kV	36,38	38,21	21,80	5,08	2,21	1,01	2,63	14,88	8,72
	-750kV	69,63	68,86	45,85						
TR	230kV	32,33	20,77	11,96	1,87	0,26	0,05	0,39	2,16	1,25
	345kV	104,13	43,77	29,50	64,31	1,89	0,35	0,60	1,71	1,25
	440kV	77,25	84,78	56,05	3,74	0,27	0,00	0,28	1,17	1,00
	500kV	102,88	27,06	18,11	16,46	1,26	0,25	0,59	3,42	1,65
	750kV	376,21	10,97	10,37	221,42	1,63	0,35	1,90	0,99	0,94
REA	≤ 138kV	290,70	60,11	32,62	206,03	1,88	0,05	0,23	1,41	0,75
	230kV	81,51	58,43	25,38	14,20	0,08	0,00	0,17	0,70	0,50
	345kV	121,48	119,02	30,51	60,04	11,40	2,09	0,50	0,73	0,64
	440kV	183,59	141,97	95,06	1,43	0,00	0,00	0,05	0,42	0,08
	500kV	73,62	25,63	8,82	4,35	0,00	0,00	0,12	1,10	0,50
	750kV	125,65	9,57	2,69	25,28	6,96	3,24	0,26	0,73	0,65
	< 345kV	82,04	59,30	29,68	14,61	0,10	0,00	0,21	1,40	0,50
≥345kV	96,23	56,43	13,84	10,02	0,00	0,00	0,15	1,06	0,56	
CRE	≤138kV	65,68	73,18	49,97	28,67	33,72	4,50	3,50	11,31	10,95
CSI	≤138kV	444,48	333,49	175,65	264,09	16,71	7,30	1,43	4,07	3,55
BC	≤138kV	222,85	45,87	22,01	59,78	2,71	0,02	0,71	11,80	2,25
	230kV	128,90	30,61	15,05	4,33	0,11	0,00	0,36	2,05	1,50
	345kV	170,54	202,4	166,03	26,00	23,78	16,35	3,23	13,71	9,55
	> 138 kV	142,77	115,51	33,95	11,55	7,26	0,22	1,32	11,47	4,41
CSE	230kV*	16,61			79,32			0,30		
	500kV	34,47	19,77	13,69	14,80	6,16	1,17	3,31	20,42	15,10
	750kV	0,09	0,00	0,00	0,31	0,02	0,00	0,14	0,71	0,55
	≥230kV	16,78	0,80	0,00	11,24	0,55	0,02	1,60	18,71	7,30

\* Os valores referem-se a base completa sem expurgo.

**Tabela 9: Valores de referência obtidos com o expurgo dos piores casos de frequência de desligamentos [1]**

Função Transmissão		Duração Programada (h/ano)			Duração Não Programada (h/ano)			Frequência Não Programada (D/ano)		
		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%		Média s/ Expurgo	Expurgo de 5%	
			70%	Mediana		70%	Mediana		99%	95%
LT	≤ 5Km	10,88	3,87	0,56	0,94	0,05	0,02	0,34	0,81	0,70
	> 5 e ≤ 50Km	39,19	26,21	12,30	2,40	1,30	0,20	0,98	2,20	1,84
	>50Km -230kV	35,10	20,45	10,14	3,57	2,09	0,81	2,23	5,71	4,71
	-345kV	52,40	56,21	46,08	3,12	1,39	0,62	1,93	4,01	3,54
	-440kV	94,74	101,23	85,40	6,49	2,60	1,50	1,61	3,75	3,09
	-500kV	38,31	36,88	21,88	5,08	1,54	0,86	2,63	6,18	4,25
	-750kV	69,63	68,86	45,85						
TR	230kV	32,33	20,61	11,86	1,87	0,22	0,04	0,39	1,25	1,00
	345kV	104,13	42,42	28,76	64,31	1,73	0,34	0,56	1,50	1,25
	440kV	77,25	80,85	51,52	3,74	0,20	0,00	0,28	1,00	0,81
	500kV	106,96	27,15	18,11	16,14	1,04	0,18	0,58	1,82	1,25
	750kV	376,21	10,97	10,37	221,42	1,63	0,35	1,90	0,99	0,94
REA	≤ 138Kv	290,70	57,46	30,40	206,03	1,58	0,04	0,23	0,75	0,61
	230Kv	81,51	63,57	29,06	14,20	0,04	0,00	0,17	0,50	0,50
	345Kv	121,48	119,02	30,51	60,04	11,39	2,09	0,50	0,73	0,64
	440kV	183,59	145,19	97,65	1,43	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00
	500kV	73,62	27,20	9,05	4,35	0,00	0,00	0,12	0,50	0,25
	750kV	125,65	7,58	2,30	25,28	7,51	4,56	0,26	0,48	0,41
	< 345 kV	82,04	58,45	30,30	14,61	0,08	0,00	0,21	0,50	0,50
≥345kV	96,23	52,71	13,85	10,02	0,00	0,00	0,15	0,50	0,50	
CRE	≤138kV	65,68	69,03	49,60	28,67	29,72	3,99	3,50	10,10	7,50
CSI	≤138Kv	444,48	323,97	166,23	264,09	14,60	5,91	1,43	3,50	2,80
BC	≤138Kv	222,85	44,78	21,08	59,78	1,89	0,01	0,71	2,21	1,50
	230kV	128,89	32,58	14,97	4,33	0,10	0,00	0,36	1,50	1,35
	345kV	170,54	201,32	132,52	26,00	19,74	15,74	3,23	6,48	5,40
	>138kV	142,77	115,50	33,95	11,55	4,45	0,10	1,32	5,87	2,84
CSE	230kV*	16,61			79,32			0,30		
	500kV	34,47	19,18	12,69	14,80	5,01	0,81	3,31	11,18	6,89
	750kV	0,09	0,00	0,00	0,31	0,01	0,00	0,14	0,46	0,31
	≥230kV	16,78	0,80	0,00	11,24	0,36	0,02	1,60	9,86	3,55

\* Os valores referem-se a base completa sem expurgo.

Após análise dos valores de referência, foram feitas proposições acerca dos Padrões de Desligamento e Padrões de Frequência para as famílias de FT. Importante destacar que, conforme pode ser verificado nas Tabelas 8 e 9, não necessariamente os Padrões estabelecidos são iguais aos valores de referência. Em determinados casos julgou-se que os valores de referência eram muito elevados e optou-se por sua redução. Como exemplo, pode ser destacado o caso da FT LT > 50 km de 440 kV, onde os valores de referência para desligamentos programados calculados foram iguais a 101,23 h/ano e 107,39 h/ano, já o Padrão de Desligamento estabelecido foi de 38 h/ano.

Tal situação foi justificada pela afirmação de ser este um caso atípico, comparativamente com outras famílias de LT's, com características semelhantes e que desempenham funções iguais. Além disto, ao analisar a amostragem de seus desligamentos, verificou-se que diversos deles possuíam durações significativamente maiores que as demais e foram executados para atender objetivos idênticos aos desligamentos enquadrados nos 5% expurgados [1].

O critério para o estabelecimento do Padrão de Frequência para Outros Desligamentos foi a escolha do valor referente ao percentil de 95% das distribuições, com expurgo de 5% das FT com piores desempenho. As justificativas para tal escolha foram semelhantes às justificativas de escolha dos Padrões de Desligamento.

Os parâmetros  $K_p$  e  $K_o$  foram estimados analisando-se o impacto da PVI nas receita das FT. A equação 1, da página 21, foi reescrita em função de  $K_o$  e de forma a resultar em um fator  $\alpha$ , referente à redução percentual da receita mensal. Foram atribuídas as seguintes relações:

$$\alpha = PV / PB \quad (4)$$

e

$$K_p = K_o / \beta \quad (5)$$

Desta forma, a equação obtida foi a seguinte:

$$\alpha = (K_o / 730) * [ (DVDP / \beta) + DVOD ] * 100 \quad (6)$$

sendo 730 o número de horas do mês, considerando o ano com 8.760 horas.

Utilizando como referência os valores padrões de Desligamentos Programados e Outros Desligamentos, foram variados os valores de  $K_o$  e  $\beta$  a fim de se chegar a um valor de redução de receita anual ( $\alpha / 12$ ) que se julgasse ter baixo impacto na receita das concessionárias de transmissão. Foram encontrados os seguintes valores para os fatores  $K_o$  e  $\beta$  escolhidos, indicados na Tabela 10:

**Tabela 10: Valores encontrados de redução na receita anual para diferentes valores de  $K_o$  e  $\beta$**

Função Transmissão	Família	$K_o$	$\beta$	Redução Mensal ( $\alpha/12$ )	
LT	$\leq 5$ km (*)	150	15	3,82%	
	$< 5$ km e $\leq 50$ km (*)	150	15	5,37%	
	$> 50$ km e 230 kV	150	15	6,68%	
	$> 50$ km e 345 kV	150	15	4,97%	
	$> 50$ km e 440 kV	150	15	9,13%	
	$> 50$ km e 500 kV	150	15	8,28%	
	$> 50$ km e 750 kV	150	15	8,28%	
	LT - Cabo Isolado (*)	50	20	4,88%	
TR	$\leq 345$ kV	150	15	5,82%	
	$> 345$ kV	150	15	6,51%	
CR	REA	$\leq 345$ kV	150	15	10,05%
		$> 345$ kV	150	15	6,39%
	CRE	(*)	150	20	18,12%
	CSI	(*)	50	20	12,70%
	BC	(*)	100	20	6,05%
	CSE	(*)	150	20	10,36%

(\*) qualquer nível de tensão

As diferenças entre valores de  $K_o$  de FT's distintas foram justificadas devido às características especiais dos equipamentos. Foram definidos menores valores para os equipamentos com maior ocorrência de Outros Desligamentos, de forma a não penalizar em demasia a concessionária. Já as diferenças entre valores de  $\beta$  de FT's distintas tiveram o intuito de proporcionar um melhor equilíbrio entre a necessidade de manutenção programada e o correspondente valor de desconto de PV [1]. Por fim, foi estabelecido que todos os padrões definidos, assim como os fatores  $K_o$  e  $K_p$ , serão reavaliados periodicamente a cada dois anos, objetivando a melhoria contínua da qualidade dos serviços de transmissão prestados.

### 3.3 Considerações acerca do Movimento de Criação da PV

A decisão pelo desconto na remuneração dos serviços de transmissão das concessionárias que não participaram dos processos de leilões resultou em muitas discussões e questionamentos por parte destas concessionárias e do ONS, como pode ser verificado nas contribuições resultantes da audiência pública realizada pela ANEEL. As concessionárias reclamam que sofreram grandes descontos em suas receitas, em decorrência da aplicação da Parcela Variável. Elas acreditam que os fatores multiplicadores, em especial  $K_o$ , são demasiadamente elevados. Reforçam a idéia de

que ao definir o Pagamento Base no momento da concessão não foi considerado um desconto por eventual indisponibilidade. Desta forma, a remuneração que recebem atualmente não cobre os custos das punições que venham a receber por ocorrência de desligamento.

Outros pontos são questionados pelas concessionárias, com destaque para:

- Estabelecimento de desconto referente a, no mínimo, 30 minutos para qualquer Outro Desligamento que ocorra após a FT atingir seu respectivo Padrão de Frequência de Desligamento, mesmo que não tenha atingido este período de tempo. Segundo as concessionárias, determinadas FT estão mais sujeitas a desligamentos que outras, devido a fatores externos, como, por exemplo, descarga atmosférica, atingindo facilmente este limite;
- Segundo as concessionárias, não pode ser ignorado o desempenho histórico das FT sem uma razoável fase de adequação. Mesmo que melhorias no histórico de desligamento possam ser introduzidas no curto prazo, nem todas as FT possuem condições de atingir os padrões de desempenho estabelecidos para todas;
- Tratamento de atraso na obra como uma indisponibilidade, sendo a concessionária descontada por PV. Segundo as concessionárias, nesta situação, elas estão sendo duplamente penalizadas, pois não recebem remuneração porque ainda não entraram em operação e também são penalizadas por causa do atraso.

Em relação aos efeitos percebidos no ONS, pode-se destacar o esforço para atendimento a todos os itens de Resolução N<sup>o</sup>270, com a necessidade de adequação dos Procedimentos de Rede, dos sistemas para contabilização das receitas mensais dos agentes, necessidade de aumento no quadro de funcionários para apuração de todos os desligamentos, etc. No geral, a grande insatisfação se refere ao volume de trabalho criado pela Resolução. Estimativas dos Centros de Operação dão conta de que haverá um aumento de 692% no número de eventos a serem apurados [20]. Além disto, será necessário maior detalhamento das análises e relatórios elaborados atualmente, para atendimento aos itens da Resolução. Deve-se destacar que, em última instância, quem arca com o custo de atendimento a todos estes pontos é o consumidor final, uma vez que o orçamento do ONS é proveniente da tarifa paga pelos usuários do sistema de transmissão.

Acompanhando as discussões, setores da sociedade, como universidades, especialistas e institutos de pesquisas, também questionam a aplicação deste desconto. As considerações mais voltadas para o lado econômico da discussão tratam de avaliar o incentivo aplicado às concessionárias. Alguns argumentam que as taxações são elevadas e que podem produzir efeitos negativos como menores investimentos em melhorias<sup>6</sup>, pleito por maior remuneração nas revisões tarifárias, etc. São utilizadas teorias para formulação de incentivos ao prestador de serviço, como a Teoria Principal-Agente, para determinar uma fórmula eficiente, de maneira que o verdadeiro objetivo pretendido pelo regulador seja atingido de forma racional [29]

Já as considerações mais voltadas para o lado técnico da discussão não estão tão preocupados quanto aos descontos aplicados às concessionárias, mas sim quanto à lógica de avaliação da qualidade dos serviços de transmissão. Muitos questionam o fato de que existe preocupação exclusiva com a disponibilidade das instalações, não monitorando quesitos relacionados à eficiência e perdas dos equipamentos de transmissão [15].

Em geral, argumentam que as perdas no sistema de transmissão representam parte significativa no custo da energia. Em estudo realizado em 2003, calculou-se que tais perdas representam algo em torno de 2,8% da carga total ou 1.023 GWh / ano [6]. Desta forma, acabam sendo desprezadas alternativas confiáveis e de baixo custo para melhoria e otimização do sistema de transmissão, como, por exemplo, a recapitação de linhas de transmissão existentes, pois a remuneração das concessionárias é calculada pelo investimento realizado por ela e não pelo benefício gerado para o sistema [13].

Ainda pode ser avaliado o impacto na Resolução N° 270 nas ações de manutenção das concessionárias de transmissão, um dos objetivos principais de sua elaboração. Uma vez que as organizações possuem uma orientação voltada para a maximização de suas margens de lucro, é de se esperar que estas elaborem seus Planos de Manutenção de forma a atingir tal objetivo.

Em estudo realizado por concessionária de transmissão paulista [31] é proposto que o Plano de Manutenção seja elaborado considerando as seguintes variáveis:

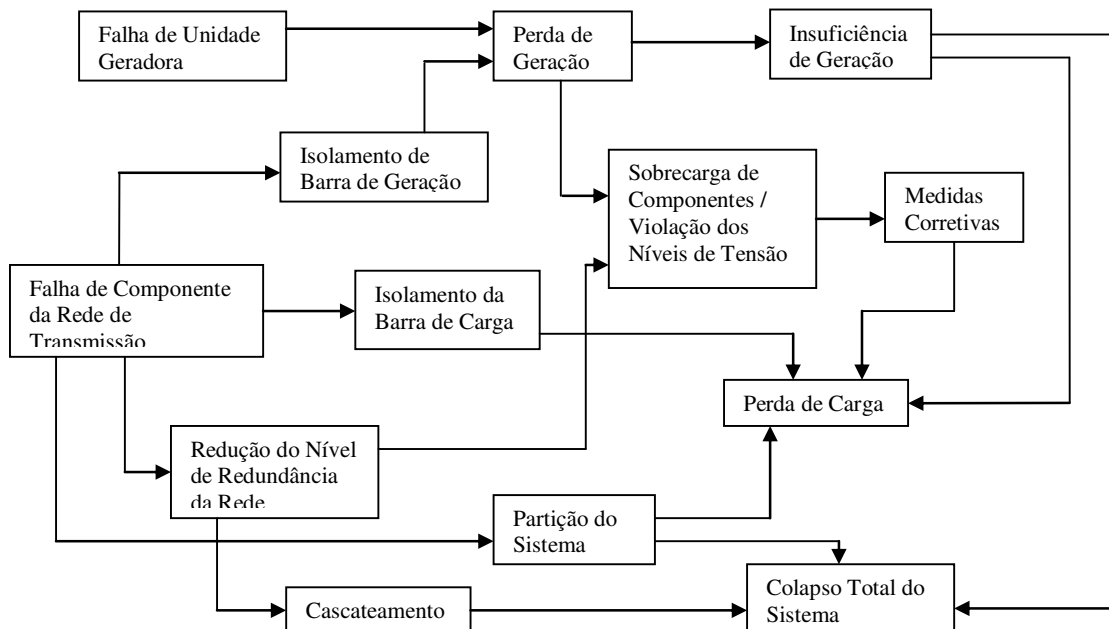
---

<sup>6</sup> Define-se *melhoria* como: “instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, nos termos da Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005”[3]

- Custo das ações de manutenção preventiva esperado;
- Custo de indisponibilidade por manutenção preventiva esperado;
- Custo de manutenção corretiva esperado;
- Custo de indisponibilidade por manutenção corretiva esperado.

Utilizando esta idéia, o autor propõe um modelo estruturado no cálculo dos valores das margens de lucro esperadas, resultantes de várias propostas de Planos de Manutenção, sendo a melhor solução a que indica a maior margem. Desta forma, uma vez que o custo de indisponibilidade independe do benefício que a FT proporciona ao sistema elétrico, não é garantido que o agente vá direcionar seus investimentos em manutenção para os pontos críticos do SIN.

Sendo assim, a fim de maximizar a eficiência dos investimentos em manutenção e melhorias do sistema de transmissão, é razoável que se identifique quais componentes devem ser priorizados nestas ações. Verifica-se que uma falha de componente do sistema de transmissão, pode provocar diversos efeitos indesejáveis no sistema, como isolamento de barra de geração, isolamento de barra de carga, ilhamento, etc. A Figura 7 indica alguns possíveis efeitos de falha em um componente do sistema de transmissão.



**Figura 7: Falhas de Componentes e Efeitos no Sistema [8]**



Desta forma, acredita-se a realização de um levantamento dos componentes com o potencial de provocar mais e / ou maiores efeitos indesejáveis ao sistema de transmissão caso ocorra seu desligamento, seja necessária para o ótimo direcionamento dos esforços e investimentos. Ainda, acredita-se que é razoável que seja exigido uma maior qualidade dos serviços de transmissão relacionados a estes equipamentos, com impactos, inclusive, em sua remuneração. Uma das formas de apurar quais componentes de um sistema de transmissão devam ser enquadrados nesta categoria é através da realização de estudos de confiabilidade, que ainda permitem diversos outros tipos de análises, conforme será visto no próximo capítulo.

## Capítulo 4

### Estudos de Confiabilidade

Confiabilidade pode ser definida como “a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento cumprir suas funções pré-fixadas, dentro de um período de tempo desejado e debaixo de certas condições operativas” [8]. Aplicando tal definição nos sistemas de energia elétrica, [19] definiu a confiabilidade do suprimento de um sistema elétrico como sendo a probabilidade de se atender os consumidores com serviço contínuo e de qualidade satisfatória (frequência e tensão dentro das faixas pré-definidas de operação).

Segundo Borges [8], a Teoria da Confiabilidade estuda métodos que devem ser adotados nas fases de planejamento, projeto, fabricação, instalação e operação de componentes e sistemas, de modo a assegurar a máxima eficiência, segurança e economia. Fazendo uso de técnicas probabilísticas, ela trabalha com fontes de incerteza no processo, tais como o tempo de ocorrência de falhas, o tempo de reparo de falhas, entrada em serviço de novas obras, a frequência de ocorrência de eventos de falha, etc.

Baseados nas leis de falhas dos componentes e sistemas, representados através de suas distribuições de probabilidade de falha, os estudos de confiabilidade estabelecem índices quantitativos de desempenho, denominados índices de confiabilidade [8]. Os principais índices utilizados em estudos de confiabilidade aplicados a sistemas elétricos são explicitados na Tabela 11.

**Tabela 11: Principais índices de utilizados em estudos de confiabilidade [Adaptado, 19]**

Índice	Descrição	Formulação	unidade
PPC (ou LOLP)	Probabilidade de Perda de Carga (ou Loss of Load Probability): reflete o percentual médio do tempo em que há corte de carga.	$PPC = \sum_{i \in \Delta} p_i$	p.u.
EPC (ou LOLE)	Expectância de Perda de Carga (ou Loss of Load Expectation): é obtida pelo produto da PPC por 8760 e indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga.	$EPC = PPC \cdot 8760$	h / ano
FPC (ou LOLF)	Frequência Média de Perda de Carga (ou Loss of Load Frequency): quantifica o número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um comportamento adequado (sem corte de carga) para um estado inadequado (com corte de carga).	$FPC = \sum_{i \in \Delta} f_i - f_{int}$	occ. / ano
DPC (LOLD)	Duração Média de Perda de Carga (ou Loss of Load Duration): reflete a duração média do corte de carga no ano. É obtida pela divisão da LOLE pela LOLF.	$DPC = \frac{EPC}{FPC}$	h
EPNS	Expectância da Potência Não-Suprida: reflete o valor médio da potência ativa interrompida no ano.	$EPNS = \sum_{i \in \Delta} p_i \cdot c_i$	MW / ano
EENS	Expectância da Energia Não-Suprida: reflete a energia média anual interrompida. É estimada a partir do valor da expectância da potência ativa não-suprida no período (EPNS)	$EENS = \sum_{i \in \Delta} f_i \cdot d_i \cdot c_i$	MWh / ano
SEV	Severidade: esse índice, associado a uma dada perturbação qualquer, exprime um tempo fictício de um distúrbio imaginário, que seria necessário para acumular uma energia não-suprida exatamente equivalente àquela associada à perturbação, se a carga afetada fosse idêntica à ponta de carga do próprio sistema. A severidade é expressa em sistema-minuto ou simplesmente minuto.	$SEV = \frac{EENS}{PS} \cdot 60$	sistema- minuto ou minuto

onde:

$p_i$  = probabilidade do evento;

$\Delta$  = conjunto de eventos que provocam corte da carga no sistema;

$f_i$  = frequência do evento [ \ ano];

$f_{int}$  = somatório das frequências internas a um conjunto de estados;

$c_i$  = corte de carga do evento [MW];

$d_i$  = duração média do evento [h]; e

PS = ponta de carga do sistema [MW].

Ainda, são válidas as seguintes relações:

$$f_i = p_i \cdot \lambda_i \quad [ \ \text{ano} ] \quad (7)$$

e

$$d_i = 8760 \cdot \frac{P_i}{f_i} = \frac{8760}{\lambda_i} \quad [\text{h}] \quad (8)$$

onde  $\lambda$  é a taxa de ocorrência do desligamento por ano.

A melhoria dos índices e, conseqüentemente, da confiabilidade de um sistema implica em maiores custos de investimento e menores custos de falhas. O grau de confiabilidade ótimo a ser perseguido é aquele que corresponde ao menor custo total do sistema [8], como procura ilustrar a Figura 8.

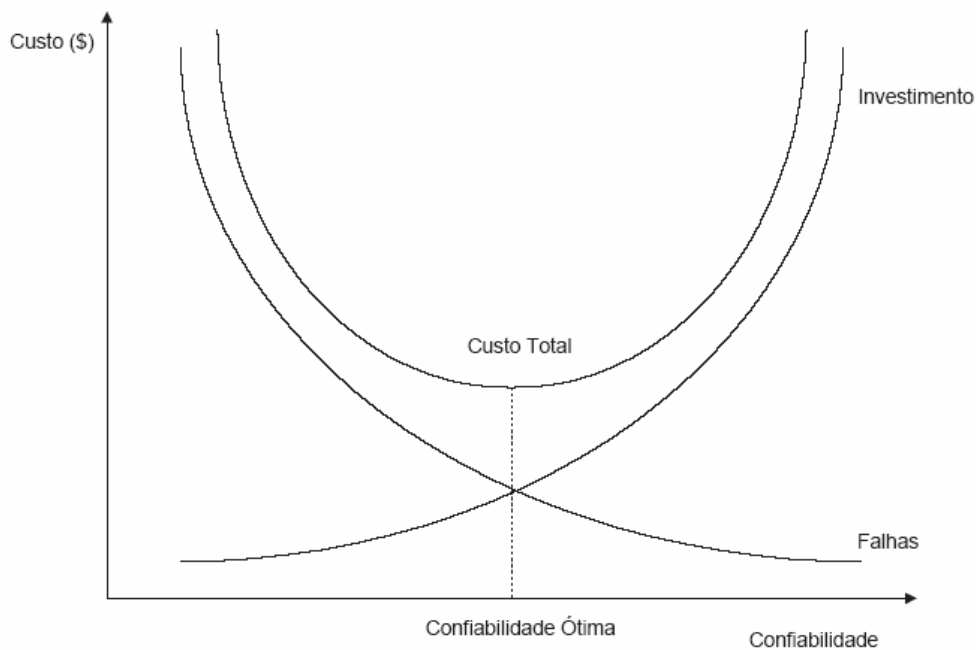


Figura 8: Curva de Custo de Confiabilidade [8]

#### 4.1 Classificações e Etapas

Encontram-se diversas classificações para os estudos de confiabilidade, algumas não excludentes entre si. A seguir são listadas algumas classificações usuais [8], [19], [30]:

- **Horizonte temporal**
  - os estudos podem ser classificados como *preditivos*, no caso de avaliação do histórico da operação, de dados relativos ao desempenho do sistema ou equipamentos, etc., ou *pretérito*, no

caso de previsões de desempenho do sistema, estudos de planejamento com horizonte de médio a longo prazo, etc.;

○ **Modos de falha**

- os estudos podem avaliar a *falha de continuidade* dos sistema, considerando cortes de carga, atendimento ou não à demanda, etc., *falha de adequação*, avaliando a qualidade ou conformidade do atendimento à demanda; ou *falha de segurança*, avaliando a capacidade do sistema atender à distúrbios dinâmicos ou transitórios, mensurando margens e folgas em relação à perda de estabilidade, margens de colapso de tensão, etc;
- a maioria das técnicas disponíveis atualmente para avaliação da confiabilidade estão no domínio da avaliação quanto a *continuidade* e *adequação*. A avaliação da *segurança* de um sistema é ainda muito limitada, em virtude, principalmente, à complexidade associada com a modelagem do comportamento dinâmico do sistema;

○ **Tratamento de Incertezas**

- os estudos podem ser classificados como *determinístico*, quando todos os parâmetros utilizados são conhecidos, não considerando riscos ou incertezas; como *probabilístico*, quando são utilizados dados de probabilidade de ocorrência de falha de componentes ou sistemas; ou *via séries temporais*, quando são utilizados dados históricos da operação do sistema;

○ **Perspectivas**

- os estudos podem ser realizados via perspectiva *sistêmica*, quando abrange todo ou parte do sistema ou por *componentes, equipamentos ou pontos de carga*, quando avalia apenas determinados elementos do sistema.
- no caso da perspectiva *sistêmica*, ainda pode ser realizado o tratamento *segmentado*, quando uma parte do sistema é avaliada separadamente, considerando as demais não sujeitas à falha, ou por *nível hierárquico*, onde procura-se incluir os efeitos de cada parte do sistema sobre os demais (geração, transmissão, distribuição, etc.).

Segundo [30], o ciclo completo de análise de confiabilidade compreende três etapas, sendo: (1) procedimentos de monitoração, (2) procedimentos de diagnose e (3) procedimentos de gestão. A seguir, são brevemente descritas cada uma dessas etapas:

- **Procedimentos de Monitoração**
  - consiste na definição dos índices de confiabilidade, levantamento de dados e cálculo quantitativo dos índices representativos de confiabilidade previamente definidos. Como resultado desta etapa deve ser gerada uma lista com valores numéricos de indicadores pré-definidos. Os procedimentos de monitoração compreendem aspectos como: (1) definição de premissas gerais do estudo; (2) procedimentos de modelagem; (3) procedimentos para tratamento de dados; (4) procedimentos para simulação computacional e (5) procedimentos para registro de dados.
- **Procedimentos de Diagnose**
  - consiste na interpretação quantitativa e / ou qualitativa dos resultados numéricos obtidos na etapa anterior. Idealmente, consiste na comparação dos indicadores calculados na etapa de monitoração com os padrões de desempenho previamente estabelecidos;
- **Procedimentos de Gestão**
  - consiste na definição e execução de ações visando o atendimento aos padrões de desempenho definidos a partir dos resultados da etapa de diagnose do estudo.

Na fase de interpretação dos resultados dos estudos de confiabilidade, devem ser estabelecidos critérios para a realização desta avaliação, sendo os mais comuns o determinístico, o probabilístico e o econômico. Segundo [8], o primeiro critério não considera riscos ou incertezas, sendo o mais usual a realização de estudos que simulam contingências simples (n-1), contingências duplas (n-2) ou contingências múltiplas (n-k). Estes estudos possuem como objetivo básico a definição de uma malha de transmissão capaz de suportar o número de contingências simulado (1, 2, etc.) em regime permanente, sem corte de carga ou violações operativas (limites de tensão,

sobrecarga, etc). O autor cita as principais vantagens e desvantagens deste tipo de estudo, sendo:

- **Vantagens:**
  - Simplicidade de uso;
  - Facilidade de interpretação dos resultados;
  - Associação direta com a prática operativa do sistema.
- **Desvantagens:**
  - Não considera as probabilidades de ocorrências das contingências;
  - Pode vir a ser demasiado conservativo e caro;
  - Dificuldade de comparar alternativas com custos próximos (necessário a análise de probabilidade de ocorrência das contingências);
  - Não valoriza as relações de benefícios e custos econômicos das alternativas;
  - Não captura a natureza aleatória de operação dos sistemas, das disponibilidades energéticas e das ocorrências de falhas de equipamentos.

Os critérios determinísticos são os mais utilizados no Brasil e em outros países para os estudos de planejamento do sistema de transmissão. Tal fato é justificado pois, em geral, em sistemas de potência de grande porte, os equipamentos possuem alta disponibilidade. Sendo assim o conjunto de contingências simples e duplas representa uma porção bastante significativa dos estados operativos do sistema [8].

Um outro critério bastante utilizado é o probabilístico, que considera aleatoriedade de eventos de falha, suas probabilidades de ocorrência e quantifica o risco associado às alternativas operacionais [8]. São citadas as vantagens e desvantagens da adoção deste critério [8]:

- **Vantagens:**
  - Índices e critérios ajustáveis às características do sistema;

- Permite avaliar o impacto de medidas não convencionais de planejamento (políticas de operação e reserva, tecnologias alternativas, etc);
  - Soluciona desvantagens dos critérios determinísticos;
  - Detecta a severidade, frequência e duração das contingências.
- **Desvantagens**
    - Elevado volume de dados necessários (dados estocásticos);
    - Dificuldade de interpretação e uso dos resultados;
    - Certo grau de arbitrariedade na fixação do nível de risco aceitável;
    - Não garante benefício maior que o custo do investimento: Enfoque Econômico.

O critério econômico está associado à valorização monetária dos riscos do sistema. Segundo [30], podem ser contemplados e/ou combinados impactos econômicos das seguintes naturezas:

- **custos de não faturamento:** associado à perda de faturamento das empresas de energia devido a cortes de cargas;
- **custos de déficit:** relacionado a situações de racionamento. No Brasil, estava estiano em torno de 0,755 U\$/kWh, sendo esta valorização refletindo uma perspectiva de longo prazo;
- **custos de interrupção:** reflete o impacto de interrupções intempestivas de fornecimento de energia, causado nos consumidores. No Brasil, a estimativa do valor médio do custo de interrupção residencial situava-se em 1,11 U\$/kWh em 1998. A Tabela 12 mostra os valores de custo de interrupção comercial e industrial referidos a dezembro de 1990.



**Tabela 12: Custos da Interrupção de Energia no Brasil em dezembro de 1990 (U\$/kWh) [30]**

Início Evento	Duração da Interrupção Comercial (min)					
	0-3	3-15	15-30	30-60	60-120	>120
0-8 h	0,98	1,83	2,80	2,55	2,45	2,69
8-18 h	1,83	3,16	4,25	4,36	4,76	3,76
18-24 h	1,81	3,03	3,92	3,77	4,10	3,14
	Duração da Interrupção Industrial (min)					
0-8 h	2,87	1,23	1,07	0,90	0,81	0,78
8-18 h	2,73	1,26	1,20	0,95	0,86	0,78
18-24 h	2,80	1,14	1,06	0,83	0,75	0,78

- o **custos de perdas:** o cálculo de perdas é dependente do ponto de operação do sistema e da topologia vigente. Desta forma, pode-se calcular as perdas médias da malha de transmissão através do cálculo da confiabilidade. Utilizando-se desta informação e supondo um determinado período de tempo, pode-se estimar a energia média em MWh consumida pelo efeito Joule e, em seguida, atribuir um valor econômico à mesma.

Por fim, ainda podem ser mencionados os critérios estatísticos, que resultam da interpretação da série temporal disponível através de um processo estocástico, buscando sua caracterização através do cálculo de momento, medidas centrais, etc.; e os critérios estritamente qualitativos, quando os indicadores de confiabilidade são compatibilizados com faixas de valores pré-definidas, traduzindo de forma inequívoca o nível de desempenho do sistema [30].

Um exemplo interessante deste último critério, associado às restrições da transmissão, é o que estabelece categorias para a situação operacional do sistema. Segundo [30], são propostas 5 categorias, denominadas *gravidades*, representadas na Tabela 13, onde as categorias 1, 2 e 3 se referem à segurança da rede, enquanto as categorias 4 e 5 se referem à otimização energética. Deve ser ressaltado que, neste caso, quanto maior a categoria, maior é a confiabilidade do sistema. (associado às restrições da transmissão)

**Tabela 13: Classificação da Situação Operacional por Gravidade [30]**

Gravidade	Descrição	Estratégia
G1	Corte de carga em condição normal de operação	Segurança Elétrica Operacional
G2	Corte de carga em contingência simples	
G3	Degradação da confiabilidade	
G4	Necessidade de geração térmica por razões elétricas	Otimização Energética Custo de Operação
G5	Restrição de intercâmbio ou de despacho de usinas	
Condição de normalidade		

Utilizando alguns dos conceitos de confiabilidade apresentados, na próxima parte do trabalho, será avaliado o método de cálculo da PVI segundo um enfoque econômico, procurando (1) avaliar se os descontos aplicados por esta parcela são compatíveis com os potenciais prejuízos que uma indisponibilidade pode provocar e (2) se os desligamentos que provocam os maiores prejuízos à sociedade são os desligamentos que sofrem o maior desconto.

## Capítulo 5

### Estudo Realizado

Para a realização do estudo de caso foi utilizado o sistema “IEE-RTS’79” [18], ou Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE, para a aplicação do método de cálculo da PVI em suas linhas de transmissão. Este sistema possui 24 barras e 38 circuitos, sendo largamente citado na literatura e utilizado em pesquisas no meio acadêmico. Dependendo do estudo que será feito, algumas pequenas alterações podem ser feitas em seus dados de entrada, como, por exemplo, definição de região de monitoração de contingências, eliminação ou adição de circuitos, definição de transformadores a serem utilizados para controle de tensão, etc.

Este trabalho utilizou como base um caso descrito em CEPEL [12]. Foram realizadas pequenas alterações nos dados de entrada do caso escolhido, a fim de adequar este conjunto de dados ao estudo a ser realizado. A seguir são indicadas as alterações realizadas e seus respectivos motivadores:

- **Eliminação dos Dados de Usina (DUSI):** foram retirados pois que não seriam simuladas falhas na geração;
- **Eliminação dos Dados da Região de Monitoração e Índices (DRMI):** foram retirados pois iria ser monitorado e gerados índices de confiabilidade para todo o sistema;
- **Eliminação dos Dados da Região de Controle e Contingências (DRCC):** foram retirados pois iria ser controlada e existiria contingência em todo o sistema;
- **Eliminação do Conjunto de Transformadores OLTC’s Utilizados para Controle Local (DCLT):** este conjunto de dados é utilizado quando se pretende restringir o número de transformadores utilizados para controle de tensão. Uma vez que não iria ser considerada tal restrição, ou seja, todos os transformadores

do sistema poderiam ser utilizados para controle de tensão, estes dados foram retirados dos dados de entrada;

- **Eliminação dos Dados de Contingência Individual (DCTG):** este conjunto de dados é definido quando se pretende utilizar a função Análise de Contingência Individual, sendo obtida a solução de fluxo de potência considerando a contingência indicada. Uma vez que esta função não calcula índices de confiabilidade para o caso simulado, este conjunto de dados foi retirado dos dados de entrada;
- **Eliminação dos Dados de Lista de Contingências (DLCT):** foram retirados pois a geração da lista de contingências seria realizada automaticamente pelo NH2, considerando somente os circuitos com dados estocásticos definidos nos dados de entrada<sup>7</sup>;
- **Alteração dos Dados Estocásticos de Circuitos e Alterações Vinculadas (DCTS):** estes dados eram alterados à medida que variava o circuito a ser simulada a contingência. Inicialmente, foram retirados todos estes dados estocásticos. A cada simulação era escolhido aleatoriamente um circuito para ter seus dados estocásticos reconsiderados nos dados de entrada.

Apesar das diferenças entre os valores de tempo de reparo considerados no RTS e os do caso brasileiro, optou-se por não alterar os valores do RTS, uma vez que estes são amplamente utilizados em meio acadêmico para realização de diversos estudos. O conjunto inicial de dados de entradas utilizados para execução da simulação do caso 1 se encontra no ANEXO I. Para a execução dos demais casos, apenas foram alterados os Dados Estocásticos de Circuitos e Alterações Vinculadas – DCTS, conforme mencionado acima.

O estudo foi executado de forma a avaliar as seguintes questões:

1. Os valores descontados pela PVI podem ser comparáveis a possíveis prejuízos que os desligamentos possam vir a causar à sociedade?
2. Os desligamentos que provocam os maiores prejuízos à sociedade são os desligamentos que sofrem os maiores descontos pela PVI?

---

<sup>7</sup> O NH2 gera automaticamente uma lista de contingência considerando somente os circuitos que possuem dados estocásticos, quando não são fornecidos os DLCT.

Na tentativa de responder tais questões, foram simulados seis casos de contingências simples em linhas de transmissão no sistema IEE-RTS'79, para a condição de carga pesada. Os circuitos escolhidos e seus respectivos dados estocásticos são mostrados na Tabela 14.

**Tabela 14: Casos simulados e respectivos dados dos circuitos selecionados**

Caso	Dados dos Circuitos		Dados Estocásticos	
	(barra) X para (barra) Y	Números dos Circuitos	Taxa de falha (occ/ano)	Tempo de Reparo (h)
Caso 1	1 para 2	1	0,24	16
Caso 2	11 para 13	1	0,40	11
Caso 3	20 para 23	1	0,34	11
Caso 4	8 para 9	1	0,44	10
Caso 5	12 para 13	1	0,40	11
Caso 6	1 para 3	1	0,51	10

Utilizando o código Execução de Análise Enumeração de Estados – EXEN, do NH2, foram calculados índices de confiabilidade do sistema para cada um dos seis casos. Os resultados obtidos foram ajustados de forma a ficarem mais coerentes com o estudo proposto. Foram realizados 6 tipos de análises distintas para os casos simulados.

A primeira metade, descrita nos itens 5.1 a 5.3, realizou análises no curto prazo, considerando apenas o mês em que ocorreu os desligamentos. Já a segunda metade, descrita nos itens 5.4 a 5.6, realizou análises considerando a média anual dos desligamentos. A forma pela qual foram ajustados os resultados para cada análise será descrita ao longo de sua apresentação.

### **5.1 Análise 1: Comparação entre Custo da Interrupção (Curto Prazo) e Valor Descontado pela PVI**

Uma vez que todos os índices calculados são valores esperados de alguma grandeza, eles estão associados à probabilidade de ocorrência dos eventos. Desta forma, foram ajustados os índices de Expectativa de Energia Não Suprida (EENS) e Expectativa de Potência Não Suprida (EPNS), de forma a indicar, respectivamente, o Corte de Carga e a Energia Não Suprida provocada pela contingência. Assim, foi retirado o fator referente à probabilidade dos indicadores, uma vez que está sendo considerado que a ocorrência irá ocorrer de fato, ou seja, possui uma probabilidade igual a 1 (um). Deve

ser ressaltado que as considerações a serem apresentadas são válidas porque foi considerado somente 1 (um) desligamento por vez.

Para calcular o Corte de Carga provocado por cada contingência, utilizando as equações descritas na Tabela 11, chegou-se à equação 8:

$$\text{Corte de Carga} = \frac{EPNS}{PPC} \text{ (MW)} \quad (8)$$

Multiplicando o valor do Corte de Carga pelo tempo de ocorrência do desligamento, indicado pela LOLD, ou, neste caso, pelo tempo de reparo do circuito, chegou-se ao valor da Energia Não Suprida para o desligamento em questão, ou seja:

$$\text{Energia Não Suprida} = \text{Corte de Carga} \times \text{LOLD (MWh)} \quad (9)$$

Tais equações foram aplicadas para todos os casos e foram obtidos os seguintes resultados, mostrados na Tabela 15:

**Tabela 15: Resultados do cálculo do corte de carga e energia não suprida em cada caso simulado**

Caso	Índices de Confiabilidade do Sistema				
	EPNS (MW/ano)	PPC (%) ( $\times 10^{-2}$ )	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)
Caso 1	0,2401	4,3816	547,97	16	8.767,57
Caso 2	0,3310	5,0203	659,32	11	7.252,55
Caso 3	0,2379	4,2658	557,69	11	6.134,61
Caso 4	0,3483	5,0203	693,78	10	6.937,83
Caso 5	0,3800	5,0203	756,93	11	8.326,20
Caso 6	0,4764	5,8185	818,77	10	8.187,68

De posse dos resultados referentes ao Corte de Carga e Energia Não Suprida de cada desligamento, o passo seguinte foi a realização de estimativas para que fosse possível aplicar o método de cálculo da PVI integralmente, calculando inclusive o valor da parcela. Para isso, foram coletados exemplos de Pagamentos Base de linhas de transmissão de 230 kV para que fosse possível estimar um valor médio de PB por km de linha. Foram levantados e escolhidos os dados indicados na Figura 11:

FUNÇÃO TRANSMISSÃO: LINHAS DE TRANSMISSÃO			TENSÃO	PAGAMENTO BASE (R\$)			
SE/LT		DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS		(kV)	BAY DE	EQUIPAMENTO	BAY PARA
ORIGEM	DESTINO						
XAVANTES - GO	BANDEIRANTES - GO	LT - 20 km - C 2	230		25.410,64	17.345,04	42.755,68
BRASÍLIA SUL - DF	BARRO ALTO - GO	LT - 132 km - CS	230	17.345,04	302.259,92	17.345,04	336.950,00
BARRO ALTO - GO	NIQUELÂNDIA - GO	LT - 87 km - CS	230	17.345,04	99.608,38	17.345,04	134.298,46
BRASÍLIA GERAL - DF	BRASÍLIA SUL - DF	LT - 13 km - CS	230	16.730,34	17.297,24	17.345,04	51.372,63
BRASÍLIA GERAL - DF	XAVANTES - GO	LT - 160 km - CS	230	16.730,34	203.285,13		220.015,47
ITUMBIARA - MG	C. DOURADA - GO	LT - 44 km - CS	230	17.345,04	58.544,52		75.889,56
ITUMBIARA - MG	R. VERDE - GO - Trecho 1	LT - 34 km - C 1	230	17.345,04	45.238,95	17.345,04	290.750,65
	R. VERDE - GO - Trecho 2 e 3	LT - 174 km - C 1			210.821,62		
ITUMBIARA - MG	R. VERDE - GO	LT - 202 km - C 2	230	17.345,04	407.761,88	17.345,04	442.451,96
R. VERDE - GO	BARRA DO PEIXE - MT	LT - 240 km - CS	230	17.345,04	484.469,56		501.814,60
R. VERDE - GO	C. DOURADA - GO	LT - 175 km - C 1	230	17.345,04	212.033,24		229.378,28
R. VERDE - GO	RONDONÓPOLIS - MT	LT - 257 km - C 1	230	17.345,04	311.385,96		328.731,00
R. VERDE - GO	RONDONÓPOLIS - MT	LT - 240 km - C 2	230	17.345,04	290.788,44		308.133,49
SERRA DA MESA - GO	NIQUELÂNDIA - GO	LT - 105 km - CS	230	17.345,04	211.955,43	17.345,04	246.645,51

**Figura 9: Ilustração dados utilizados para cálculo do valor médio de PB por km de linha de transmissão [Adaptado de ONS, 30]**

Em seguida foi calculada a média simples destes valores, para utilização como referência, conforme pode ser visualizado na Tabela 16.

**Tabela 16: Médias simples dos valores de PB por km de linha de transmissão**

km da linha	Pagamento Base	PB / km
132	R\$ 336.950,00	R\$ 2.552,65
87	R\$ 134.298,46	R\$ 1.543,66
13	R\$ 51.372,63	R\$ 3.951,74
160	R\$ 220.015,47	R\$ 1.375,10
44	R\$ 75.889,56	R\$ 1.724,76
240	R\$ 501.814,60	R\$ 2.090,89
105	R\$ 246.645,51	R\$ 2.349,00
Média		R\$ 2.226,83

De posse do valor médio de PB por km, o passo seguinte consistiu em estimar o comprimento das linhas de transmissão que tiveram contingência simulada. Para isso foi utilizada a fórmula descrita em Schilling [30] para estimação do comprimento aproximado  $c$  das linhas de transmissão, sendo:

$$c = 7,8 * (X * B)^{1/2} \quad (\text{km}) \quad (10)$$

onde:

X = reatância da linha em %; e

B = susceptância da linha em Mvar

Segundo o autor, esta equação produz bons resultados, salvo no caso de cabos subterrâneos. Foram obtidos os valores de comprimento de linha e, em seguida, as respectivas estimativas de PB para cada circuito com contingência simulada, conforme indicado na Tabela 17.

**Tabela 17: Valores obtidos de comprimento e PB das linhas de transmissão dos casos simulados**

Caso	Barra X para Barra Y	Reatância Linha (%)	Susceptância Linha (Mvar)	c (km)	PB
Caso 1	1 para 2	1,390	46,11	62,45	R\$ 139.055,01
Caso 2	11 para 13	4,760	9,99	53,79	R\$ 119.775,47
Caso 3	20 para 23	2,160	4,55	24,45	R\$ 54.452,05
Caso 4	8 para 9	16,510	4,47	67,01	R\$ 149.213,79
Caso 5	12 para 23	9,660	20,30	109,23	R\$ 243.230,62
Caso 6	1 para 3	21,120	5,72	85,73	R\$ 190.909,10

De posse dos valores do PB, foram calculados os valores das Parcelas Variáveis por Indisponibilidade – PVI, que seriam descontados para cada um dos circuitos por causa de sua respectiva contingência. Utilizando a equação 1:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left( \sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left( \sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i \right) \quad (1)$$

e considerando:

- D = 30 dias,
- $\Sigma DVDP = 0$ ,
- $\Sigma DVOD =$  Tempo de reparo do circuito (indicado na Tabela 13) menos Padrão de Desligamento correspondente à linha de transmissão<sup>8</sup>,
- Ko = 150 (até do 300<sup>o</sup> minuto do desligamento) e Ko = 10 (a partir do 301<sup>o</sup> minuto),

foram encontrados os valores indicados na Tabela 18.

<sup>8</sup> É necessário o desconto do Padrão de Desligamento uma vez que está sendo considerado que os desligamentos ocorrem respeitando as taxas de falha indicadas nos dados estocásticos. Sendo assim, o somatório das durações verificadas de outros desligamentos no período de 11 meses anteriores à ocorrência da contingência é menor que o Padrão de Desligamento, impondo tal necessidade.



**Tabela 18: Valores obtidos da PVI para os desligamentos ocorridos nos casos simulados**

Caso	Pagamento Base (R\$)	Duração Desligamento (min)	$\Sigma$ DVOD	PVI (R\$)
Caso 1	R\$ 139.055,01	960	810	R\$ 161.265,18
Caso 2	R\$ 119.775,47	660	510	R\$ 130.588,53
Caso 3	R\$ 54.452,05	660	576	R\$ 60.199,77
Caso 4	R\$ 149.213,79	600	450	R\$ 160.612,07
Caso 5	R\$ 243.230,62	660	510	R\$ 265.188,94
Caso 6	R\$ 190.909,10	600	450	R\$ 205.492,44

Percebe-se que em todos os casos a PVI é superior ao limite mensal de 50% do PB. Desta forma, nestes casos, o desconto seria dividido em parcelas mensais, de forma a não ultrapassar tal limite. A partir da Tabela 19, pode-se verificar que em nenhum dos casos simulados foi atingido o limite de 25% do PB referente aos 12 meses anteriores, supondo que o mesmo tenha se mantido constante nestes meses<sup>9</sup>. Ainda, considerando que cada instalação é referente a uma concessão, também não é ultrapassado o limite de 12,5% do RAP total da concessão nos casos simulados. Caso existissem concessões com duas ou mais linhas de transmissão, situação não considerada neste estudo, tal limite poderia ser atingido e haveria redução no somatório da PVI calculadas.

**Tabela 19: Limites referentes a 25% do somatório do PB de 12 meses anteriores e a 12,5% do RAP da concessão**

Caso	Pagamento Base (R\$)	PVI (R\$)	Somatório do PB de 12 meses anteriores (ou RAP)	25% do PB 12 meses anteriores	12,5% do RAP
Caso 1	R\$ 139.055,01	R\$ 161.265,18	R\$ 1.668.660,07	R\$ 417.165,02	R\$ 208.582,51
Caso 2	R\$ 119.775,47	R\$ 130.588,53	R\$ 1.437.305,65	R\$ 359.326,41	R\$ 172.476,68
Caso 3	R\$ 54.452,05	R\$ 60.199,77	R\$ 653.424,61	R\$ 163.356,15	R\$ 78.410,95
Caso 4	R\$ 149.213,79	R\$ 160.612,07	R\$ 1.790.565,49	R\$ 447.641,37	R\$ 214.867,86
Caso 5	R\$ 243.230,62	R\$ 265.188,94	R\$ 2.918.767,45	R\$ 729.691,86	R\$ 350.252,09
Caso 6	R\$ 190.909,10	R\$ 205.492,44	R\$ 2.290.909,24	R\$ 572.727,31	R\$ 274.909,11

Em seguida foram calculados os custo de interrupção para cada caso simulado. Foram utilizados os valores apresentados na Tabela 12 para estimação do valor do custo de interrupção, sendo escolhidos os valores iguais a 0,78 e 3,14 U\$/kWh, para consumidor industrial e comercial, respectivamente, além de 1,11 U\$/kWh para consumidor residencial. Considerando o valor do dólar igual a R\$1,60, chegou-se a um custo de 1,776 R\$/kWh para consumidor residencial, 1,248 R\$/kWh para consumidor industrial e 5,024 R\$/kWh para consumidor comercial. Multiplicando o custo de interrupção pela

<sup>9</sup> Neste caso, está sendo considerado que o somatório do PB referente a 12 meses anteriores é constante e igual ao RAP, conforme indicado na tabela 18.

Energia Não Suprida calculada anteriormente, chegou-se ao custo de interrupção provocado por cada contingência. Foram calculados 3 (três) valores, considerando o custo da interrupção no sistema igual aos custos referentes a cargas residencial, industrial e comercial, conforme mostrado na Tabela 20.

**Tabela 20: Valores encontrados para os custos das interrupções referentes a cada caso simulado**

Caso	ENS (MWh)	Custo da Interrupção (R\$)		
		Residencial	Industrial	Comercial
Caso 1	8.767,57	R\$ 15.571.210,52	R\$ 10.941.931,71	R\$ 44.048.289,21
Caso 2	7.252,55	R\$ 12.880.537,02	R\$ 9.051.188,18	R\$ 36.436.834,45
Caso 3	6.134,61	R\$ 10.895.059,31	R\$ 7.655.987,62	R\$ 30.820.257,86
Caso 4	6.937,83	R\$ 12.321.590,34	R\$ 8.658.414,84	R\$ 34.855.669,98
Caso 5	8.326,20	R\$ 14.787.323,47	R\$ 10.391.092,17	R\$ 41.830.806,92
Caso 6	8.187,68	R\$ 14.541.314,77	R\$ 10.218.221,19	R\$ 41.134.890,44

De posse destes valores, puderam ser comparados os valores que seriam cobrados a cada concessionária através da PVI e o custo provocado por cada interrupção. A Tabela 21 indica a diferença entre o custo de interrupção e o valor descontado pela PVI.

**Tabela 21: Valores obtidos da diferença entre o custo da interrupção e o valor descontado pela PVI, para cada caso simulado**

Caso	PVI (R\$)	Diferença entre Custo da Interrupção e PVI (CI - PVI)		
		Residencial	Industrial	Comercial
Caso 1	R\$ 161.265,18	R\$ 15.409.945,34	R\$ 10.780.666,53	R\$ 43.887.024,03
Caso 2	R\$ 130.588,53	R\$ 12.749.948,49	R\$ 8.920.599,64	R\$ 36.306.245,92
Caso 3	R\$ 60.199,77	R\$ 10.834.859,54	R\$ 7.595.787,86	R\$ 30.760.058,10
Caso 4	R\$ 160.612,07	R\$ 12.160.978,28	R\$ 8.497.802,77	R\$ 34.695.057,91
Caso 5	R\$ 265.188,94	R\$ 14.522.134,53	R\$ 10.125.903,23	R\$ 41.565.617,98
Caso 6	R\$ 205.492,44	R\$ 14.335.822,33	R\$ 10.012.728,75	R\$ 40.929.398,00

A partir dos resultados da Tabela 21, percebe-se que, para os casos simulados, os valores cobrados às concessionárias pela Parcela Variável são significativamente inferiores aos possíveis prejuízos que possam ser causados por desligamentos que venham a ocorrer. Deve ser ressaltado que a simulação foi realizada com o sistema em carga pesada, em uma situação onde a demanda corresponde a 94% da capacidade de geração. Desta forma, nestas condições, uma falha no sistema de transmissão é bastante propensa a resultar em energia não suprida.

Sendo assim, no que tange os valores cobrados pela PVI, caso fosse adotado este critério na determinação dos parâmetros de cálculo da parcela, o desconto na remuneração mensal das concessionárias poderia ser maior que o atual. Vale destacar que a análise realizada não considerou outras variáveis importantes na determinação destes parâmetros, tais como, impacto na receita das concessionárias, impacto na viabilidade do negócio de transmissão, incentivos a investimento no setor, etc. Desta forma, a partir dos estudos realizados, não é possível afirmar se os valores cobrados atualmente são elevados ou não, mas, pode-se destacar que, caso fossem adotados critérios que buscassem relacionar os prejuízos causados à sociedade aos descontos na remuneração dos agentes, estes descontos poderiam ser mais elevados que os atuais.

## **5.2 Análise 2: Comparação entre Impacto do Desligamento no Sistema (Curto Prazo) e Impacto do Desconto na Receita Mensal das Concessionárias**

Uma segunda análise consistiu em avaliar o impacto dos desligamentos simulados no sistema. Para isto, foram calculados os seguintes valores:

$$\text{Percentual de Corte de Carga} = \frac{\text{Corte de Carga}}{\text{Carga do Sistema}} \times 100 \quad (\%) \quad (11)$$

$$\text{Percentual de Energia Não Suprida} = \frac{\text{Energia Não Suprida}}{\text{Energia Mensal do Sistema}} \times 100 \quad (\%) \quad (12)$$

$$\text{Percentual de Desconto da PVI sobre o PB} = \frac{PVI}{PB} \times 100 \quad (\%) \quad (13)$$

Sendo a Carga do Sistema igual a 4.275,10 MW e sua Energia Mensal igual 3.078.072,00 MWh (considerando um mês com 30 dias), foram obtidos os resultados apresentados nas Tabelas 22, 23 e 24.

**Tabela 22: Percentual de corte de carga por cada caso simulado**

Caso	Corte de Carga (MW)	Corte de Carga / Carga do Sistema
Caso 1	547,97	12,82%
Caso 2	659,32	15,42%
Caso 3	557,69	13,05%
Caso 4	693,78	16,23%
Caso 5	756,93	17,71%
Caso 6	818,77	19,15%

**Tabela 23: Percentual de Energia Não Suprida por cada caso simulado**

Caso	ENS (MWh)	ENS / Energia Mensal do Sistema
Caso 1	8.767,57	0,28%
Caso 2	7.252,55	0,24%
Caso 3	6.134,61	0,20%
Caso 4	6.937,83	0,23%
Caso 5	8.326,20	0,27%
Caso 6	8.187,68	0,27%

**Tabela 24: Percentual do desconto aplicado pela PVI sobre o PB para cada caso simulado**

Caso	Pagamento Base	PVI	Desconto PVI sobre PB
Caso 1	R\$ 139.055,01	R\$ 161.265,18	115,97%
Caso 2	R\$ 119.775,47	R\$ 130.588,53	109,03%
Caso 3	R\$ 54.452,05	R\$ 60.199,77	110,56%
Caso 4	R\$ 149.213,79	R\$ 160.612,07	107,64%
Caso 5	R\$ 243.230,62	R\$ 265.188,94	109,03%
Caso 6	R\$ 190.909,10	R\$ 205.492,44	107,64%

Em seguida estes resultados foram comparados entre si, de forma a indicar se os casos que sofreram o maior desconto percentual correspondem aos casos que provocaram os maiores prejuízos ao sistema. Os resultados são expostos nas Tabelas 25 e 26.

**Tabela 25: Comparação entre percentual de corte de carga e desconto percentual aplicado pela PVI**

Caso	Corte de Carga / Carga do Sistema	Desconto PVI sobre PB
Caso 6	19,15%	107,64%
Caso 5	17,71%	109,03%
Caso 4	16,23%	107,64%
Caso 2	15,42%	109,03%
Caso 3	13,05%	110,56%
Caso 1	12,82%	115,97%

**Tabela 26: Comparação entre percentual de energia não suprida e desconto percentual aplicado pela PVI**

Caso	ENS / Energia Mensal do Sistema	Desconto PVI sobre PB
Caso 1	0,28%	115,97%
Caso 5	0,27%	109,03%
Caso 6	0,27%	107,64%
Caso 2	0,24%	109,03%
Caso 4	0,23%	107,64%
Caso 3	0,20%	110,56%

Avaliando os resultados obtidos, procurando identificar se os desligamentos que causam os maiores prejuízos são aqueles que resultam nos maiores descontos, verificou-se que não se pode realizar tal afirmação. Em relação à comparação do percentual de corte de carga com o percentual de desconto da PVI sobre o PB, nota-se que não existe qualquer relação entre os dois valores. Nos casos avaliados, o caso que provoca o menor corte de carga é igual ao caso que resulta no maior desconto sobre o PB (caso 1), já o caso que provoca o maior corte de carga é um dos casos que resultam nos menores descontos (caso 6).

Ao comparar a energia não suprida com o desconto sobre o PB, percebe-se que nos casos em que o desligamento fica ativo por bastante tempo é provável que estes valores sejam compatíveis, como, por exemplo, no caso 1, que resulta nos maiores valores de energia não suprida e de desconto sobre PB. Entretanto, em casos onde os desligamentos durem períodos de tempo próximos ou iguais, nem sempre isto acontece, como, por exemplo, nos casos 5 e 3, que sofreram o mesmo desconto, apesar da situação 5 ter provocado um corte de energia 35% superior ao provocado na situação 3.

Tais situações podem justificadas pois estes dois valores, energia não suprida e desconto sobre PB, são fortemente dependentes do tempo de duração do desligamento.

### **5.3 Análise 3: Comparação entre Custo da Interrupção (Curto Prazo), Considerando Diferentes Custos por Barramento, e Valor Descontado pela PVI**

Uma terceira análise foi realizada utilizando os valores fornecidos pelo NH2 referentes a cada barra do sistema, a fim de refinar a apuração dos custos de interrupção. Nesta análise, ao invés de considerar um custo de interrupção único para todo o sistema, foram atribuídos custos distintos para os diversos barramentos que sofreram corte de carga. Os princípios utilizados anteriormente, de transformação do valor de EPNS em Corte de Carga e o de EENS em ENS, também foram utilizados neste estudo.

No momento de atribuir custos às barras do sistema, devido à baixa possibilidade de existirem cargas exclusivamente residenciais ou comerciais, foram criadas as seguintes classificações: (1) Residencial e Comercial; (2) Predominantemente Residencial; e (3) Predominantemente Comercial. Para tal, foram calculados valores médios ponderados a partir dos custos de interrupção referentes à carga residencial e comercial utilizados anteriormente (de 1,776 e 5,024 R\$/kWh, respectivamente). Foi utilizada a seguinte proporção:

$$\text{Residencial e Comercial} = \frac{1 \cdot 1,776 + 1 \cdot 5,024}{2} = 3,400 \text{ (R\$/kWh)}; \quad (14)$$

$$\text{Predominantemente Residencial} = \frac{2 \cdot 1,776 + 1 \cdot 5,024}{3} = 2,859 \text{ (R\$/kWh)}; \text{ e} \quad (15)$$

$$\text{Predominantemente Comercial} = \frac{1 \cdot 1,776 + 2 \cdot 5,024}{3} = 3,941 \text{ (R\$/kWh)}. \quad (16)$$

Desta forma, as barras que sofreram cortes de carga nas simulações realizadas foram classificadas de acordo com a escala indicada na Tabela 27.

**Tabela 27: Classificação das cargas das barras com corte de carga nos casos simulados e respectivos custos de interrupção**

Barra	Tipo de Consumidor	Custo da Interrupção (R\$/kWh)
1 BARRA---1	Industrial	1,248
2 BARRA---2	Predominantemente Comercial	3,941
3 BARRA---3	Predominantemente Residencial	2,859
4 BARRA---4	Predominantemente Residencial	2,859
6 BARRA---6	Industrial	1,248
7 BARRA---7	Residencial e Comercial	3,400
8 BARRA---8	Predominantemente Comercial	3,941

Sendo assim, foi realizada uma análise do custo de interrupção de cada barra do sistema, de acordo com cada caso simulado. A título de exemplo, a Tabela 28 mostra os resultados obtidos no Caso 1.

**Tabela 28: Custo de interrupção do Caso 1, por barra do sistema**

Caso 1							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS(MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	311,6714	0,04	81,20	16,0	1.299,21	R\$ 1.621.416,86
3 BARRA---3	269.3	1.033,7000	0,12	269,31	16,0	4.309,01	R\$ 12.318.042,24
4 BARRA---4	111.2	213,4104	0,02	55,60	16,0	889,61	R\$ 2.543.095,99
7 BARRA---7	188.1	360,9937	0,04	94,05	16,0	1.504,81	R\$ 5.116.366,99
8 BARRA---8	256.5	183,9090	0,02	47,91	16,0	766,63	R\$ 3.021.544,05

O resumo dos resultados obtidos para todos os casos simulados é mostrado na Tabela 29, onde são indicados os custos de interrupção de cada barramento para cada um dos casos simulados, além do custo total do sistema. No Anexo II são mostrados os custos referentes a cada barra, para cada um dos casos simulados, em maiores detalhes.

**Tabela 29: Custo de interrupção por barra para cada caso simulado**

Barra	Tipo de Consumidor	Custo da Interrupção					
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
1 BARRA--1	Industrial	R\$ 1.621.416,86	R\$ 1.114.715,59	R\$ 1.114.703,78	R\$ 228.615,78	R\$ 1.114.715,59	R\$ 1.013.381,17
2 BARRA--2	Predominantemente Comercial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 2.184.801,73	R\$ 2.865.361,32
3 BARRA--3	Predominantemente Residencial	R\$ 12.318.042,24	R\$ 8.468.074,34	R\$ 8.467.975,36	R\$ 7.698.249,40	R\$ 8.468.074,34	R\$ 7.698.265,30
4 BARRA--4	Predominantemente Residencial	R\$ 2.543.095,99	R\$ 1.748.365,98	R\$ 1.748.347,02	R\$ 1.589.423,62	R\$ 1.748.365,98	R\$ 1.589.428,74
6 BARRA--6	Industrial	R\$ 0,00	R\$ 424.473,37	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
7 BARRA--7	Residencial e Comercial	R\$ 5.116.366,99	R\$ 3.517.477,04	R\$ 3.517.439,20	R\$ 3.197.706,40	R\$ 3.329.519,58	R\$ 3.197.716,58
8 BARRA--8	Predominantemente Comercial	R\$ 3.021.544,05	R\$ 5.560.241,71	R\$ 2.492.505,51	R\$ 10.109.231,04	R\$ 9.169.057,05	R\$ 9.691.314,64
TOTAL		R\$ 24.620.466,13	R\$ 20.833.348,02	R\$ 17.340.970,87	R\$ 22.823.226,24	R\$ 26.014.534,26	R\$ 26.055.467,76



A Tabela 30 mostra que, ao fazer a diferenciação de cargas do sistema, pode ocorrer alteração nos casos que provocam maiores prejuízos à sociedade. Ao considerar um custo de interrupção único para todo o sistema e realizar a comparação entre casos, conforme realizado anteriormente, o caso que gerava o maior prejuízo à sociedade era o caso de maior energia não suprida calculada. Já ao fazer a diferenciação de cargas, o mesmo não ocorre, pois existem cargas com custos de interrupção maiores que outras do sistema elétrico. Sendo assim, ao variar o circuito que sofre desligamentos, ocorre a variação das barras que sofrem corte de carga, podendo resultar em casos em que a energia não suprida é mais baixa, porém o custo de interrupção é mais alto.

**Tabela 30: Casos simulados ordenados pelo custo de interrupção, considerando a avaliação por barramento do sistema**

Caso	ENS (MWh)	Somatório do Custo de Interrupção por Barramento	Desconto PVI sobre PB
Caso 6	8.187,68	R\$ 26.055.467,76	107,64%
Caso 5	8.326,20	R\$ 26.014.534,26	109,03%
Caso 1	8.767,57	R\$ 24.620.466,13	115,97%
Caso 4	6.937,83	R\$ 22.823.226,24	107,64%
Caso 2	7.252,55	R\$ 20.833.348,02	109,03%
Caso 3	6.134,61	R\$ 17.340.970,87	110,56%

Avaliando os resultados obtidos anteriormente, ao considerar um preço único de R\$/MWh para todo o sistema, concluiu-se que o caso 1 era o que causava maiores prejuízos à sociedade, pois este era o que resultava no maior valor de energia não suprida. Já considerando uma diferenciação das cargas do sistema, o resultado indicou que o caso 6 era o que gerava o maior prejuízo à sociedade, como pode ser observado na Tabela 30. Desta forma, nesta avaliação, o caso que provoca os maiores prejuízos à sociedade é o caso que resulta em um dos menores descontos sobre o PB.

#### **5.4 Análise 4: Comparação entre Custo da Interrupção (Média Anual) e Valor Descontado pela PVI**

Nos itens a serem apresentados, 5.4, 5.5 e 5.6, foram realizadas as mesmas análises executadas anteriormente considerando, desta vez, o fator retirado referente à probabilidade presente nos índices calculados pelo NH2. Assim, foram utilizados os

valores gerados pelo programa sem qualquer manipulação, no caso os índices EENS e EPNS. Primeiramente, utilizando os valores de custo de interrupção para cargas residencial, industrial e comercial mencionados anteriormente (de 1,776, 1,248 e 5,024 R\$/kWh, respectivamente) e multiplicando-os pelos valores de EENS obteve-se os valores dos custos de interrupção para cada caso simulado, conforme mostra a Tabela 31.

**Tabela 31: Custo da interrupção para cada caso simulado, utilizando o valor do índice EENS**

	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção		
		Residencial	Industrial	Comercial
Caso 1	2.103,64	R\$ 3.736.064,64	R\$ 2.625.342,72	R\$ 10.568.687,36
Caso 2	2.899,55	R\$ 5.149.600,80	R\$ 3.618.638,40	R\$ 14.567.339,20
Caso 3	2.083,80	R\$ 3.700.828,80	R\$ 2.600.582,40	R\$ 10.469.011,20
Caso 4	3.051,05	R\$ 5.418.664,80	R\$ 3.807.710,40	R\$ 15.328.475,20
Caso 5	3.329,16	R\$ 5.912.588,16	R\$ 4.154.791,68	R\$ 16.725.699,84
Caso 6	4.173,13	R\$ 7.411.478,88	R\$ 5.208.066,24	R\$ 20.965.805,12

Percebe-se que os valores obtidos são razoavelmente inferiores aos valores presentes na Tabela 20, onde foi retirada a probabilidade de ocorrência dos eventos. Em seguida, foi calculada a diferença entre o custo da interrupção e o valor descontado pela PVI, conforme realizado anteriormente. Vale destacar que os valores da PVI não sofreram qualquer alteração dos valores presentes na Tabela 21, uma vez que estes independem da probabilidade de ocorrência do desligamento. Os valores encontrados neste cálculo são mostrados na Tabela 32.

**Tabela 32: Diferença entre custo da interrupção e PVI, considerando probabilidade de ocorrência da interrupção**

Caso	PVI (R\$)	Diferença entre Custo da Interrupção e PVI (CI - PVI)		
		Residencial	Industrial	Comercial
Caso 1	R\$ 161.265,18	R\$ 3.574.799,46	R\$ 2.464.077,54	R\$ 10.407.422,18
Caso 2	R\$ 130.588,53	R\$ 5.019.012,27	R\$ 3.488.049,87	R\$ 14.436.750,67
Caso 3	R\$ 60.199,77	R\$ 3.640.629,03	R\$ 2.540.382,63	R\$ 10.408.811,43
Caso 4	R\$ 160.612,07	R\$ 5.258.052,73	R\$ 3.647.098,33	R\$ 15.167.863,13
Caso 5	R\$ 265.188,94	R\$ 5.647.399,22	R\$ 3.889.602,74	R\$ 16.460.510,90
Caso 6	R\$ 205.492,44	R\$ 7.205.986,44	R\$ 5.002.573,80	R\$ 20.760.312,68

Pode ser notado que, apesar de haver significativa redução nos custos de interrupção com a consideração da probabilidade de ocorrência do evento em seu cálculo, ainda assim o valor descontado pela PVI é razoavelmente inferior ao possível prejuízo

causado à sociedade por causa do desligamento. Acredita-se que tal fato ratifica a conclusão anterior, de que a fórmula de cálculo da PVI não é desfavorável às concessionárias, caso seja comparado ao possível prejuízo que um desligamento pode causar à sociedade.

### 5.5 Análise 5: Comparação entre Impacto do Desligamento no Sistema (Média Anual) e Impacto do Desconto na Receita Mensal das Concessionárias

Em seguida, a fim de avaliar o impacto dos desligamentos no sistema, considerando desta vez um impacto médio anual, foram calculados os seguintes valores:

$$\text{Percentual da EPNS em relação ao sistema} = \frac{EPNS}{Carga\ do\ Sistema} \times 100\ (\%) \quad (17)$$

e

$$\text{Percentual da EENS em relação à energia anual do sistema} = \frac{EENS}{Energia\ Anual\ do\ Sistema} \times 100\ (\%) \quad (18)$$

Considerando a mesma carga do sistema da Análise 2, igual a 4.275,10 MW, e sua energia anual igual a 898.797.024,00 MWh / ano (considerando um ano de 365 dias), foram obtidos os resultados apresentados nas Tabelas 33 e 34.

**Tabela 33: Percentual da EPNS em relação à carga do sistema, para cada caso simulado**

Caso	EPNS (MW/ano)	EPNS / Carga do Sistema
Caso 1	0,2401	0,01%
Caso 2	0,3310	0,01%
Caso 3	0,2379	0,01%
Caso 4	0,3483	0,01%
Caso 5	0,3800	0,01%
Caso 6	0,4764	0,01%

**Tabela 34: Percentual da EENS em relação à energia anual do sistema, para cada caso simulado**

Caso	EENS (MWh/ano)	EENS / Energia Anual do Sistema
Caso 1	2.103,64	0,00%
Caso 2	2.899,55	0,00%
Caso 3	2.083,80	0,00%
Caso 4	3.051,05	0,00%
Caso 5	3.329,16	0,00%
Caso 6	4.173,13	0,00%

A partir dos valores acima expostos, pode-se verificar que o impacto médio anual dos desligamentos no sistema podem ser considerados insignificantes. Acredita-se que este resultado é coerente com o esperado, pois a probabilidade de ocorrência dos casos é baixa e, caso ocorra, é bastante provável que ocorra uma única vez ao longo do ano. Sendo assim, ao considerar tal probabilidade e, ainda, considerando um horizonte de tempo maior, seu impacto se torna muito pequeno. Estes resultados evidenciam que os casos avaliados anteriormente, apesar de possíveis, possuem baixas possibilidades de ocorrência.

### **5.6 Análise 6: Comparação entre Custo da Interrupção (Média Anual), Considerando Diferentes Custos por Barramento, e Valor Descontado pela PVI**

Por fim, foi novamente realizada a diferenciação dos custos por barramento, igualmente ao realizado anteriormente, só que, desta vez, considerando as probabilidades de ocorrência dos eventos. Os resultados que indicam os custos de interrupção por barramento e o somatório destes custos são apresentados na Tabela 35. Os resultados detalhados de cada caso simulado estão presentes no ANEXO III.

**Tabela 35: Custo de interrupção por barra para cada caso simulado, considerando as probabilidades de ocorrência dos eventos**

Barra	Tipo de Consumidor	Custo da Interrupção					
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
1 BARRA---1	Industrial	R\$ 388.965,91	R\$ 445.661,55	R\$ 378.679,14	R\$ 100.540,25	R\$ 445.661,55	R\$ 516.520,99
2 BARRA---2	Predominantemente Comercial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 873.480,31	R\$ 1.460.476,39
3 BARRA---3	Predominantemente Residencial	R\$ 2.955.007,18	R\$ 3.385.522,88	R\$ 2.876.679,62	R\$ 3.385.522,88	R\$ 3.385.522,88	R\$ 3.923.810,44
4 BARRA---4	Predominantemente Residencial	R\$ 610.069,91	R\$ 698.993,98	R\$ 593.935,86	R\$ 698.993,98	R\$ 698.993,98	R\$ 810.132,78
6 BARRA---6	Industrial	R\$ 0,00	R\$ 169.703,79	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
7 BARRA---7	Residencial e Comercial	R\$ 1.227.378,58	R\$ 1.406.281,82	R\$ 1.194.919,12	R\$ 1.406.281,82	R\$ 1.331.136,72	R\$ 1.629.878,06
8 BARRA---8	Predominantemente Comercial	R\$ 724.846,06	R\$ 2.222.975,94	R\$ 846.736,02	R\$ 4.445.820,24	R\$ 3.665.774,67	R\$ 4.939.668,89
TOTAL		R\$ 5.906.267,63	R\$ 8.329.139,96	R\$ 5.890.949,77	R\$ 10.037.159,18	R\$ 10.400.570,12	R\$ 13.280.487,55

Ao ordenar os resultados apresentado acima por custo de interrupção e comparar com os valores de EENS e desconto da PVI sobre o PB, observa-se que, nesta situação, os custos de interrupção acompanharam os valores de EENS, apesar de não acompanharem dos valores de desconto, como pode ser visualizado na Tabela 36. Tal fato é justificado pela inclusão do fator referente à probabilidade de ocorrência do evento, que diminui a influência do tempo de duração do desligamento sobre os valores de EENS e sobre o custo de interrupção. Desta forma, ao avaliar um custo de interrupção médio anual, aparentemente, a diferenciação de custos por barramento não provoca alterações nos resultados obtidos com a utilização de um custo de interrupção único para todo o sistema.

**Tabela 36: Casos simulados ordenados pelo custo de interrupção, considerando a avaliação por barramento do sistema e probabilidades de ocorrência dos eventos**

Caso	EENS (MWh/ano)	Custo de Interrupção	Desconto PVI sobre PB
Caso 6	4.173,13	R\$ 13.280.487,55	111,11%
Caso 5	3.329,16	R\$ 10.400.570,12	112,50%
Caso 4	3.051,05	R\$ 10.037.159,18	111,11%
Caso 2	2.899,55	R\$ 8.329.139,96	112,50%
Caso 1	2.103,64	R\$ 5.906.267,63	167,22%
Caso 3	2.083,80	R\$ 5.890.949,77	112,50%

## Capítulo 6

### Conclusão

O trabalho avaliou a criação da Parcela Variável – PV para desconto na remuneração mensal das concessionárias de transmissão, de acordo com a indisponibilidade verificada em suas instalações. Para isto, de início, realizou-se uma contextualização do ambiente atual, com rápida descrição do modelo do setor elétrico brasileiro e do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Em seguida, descreveu-se a forma atual de remuneração pelos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias, com destaque especial para a PV criada recentemente com o objetivo de estabelecer um vínculo com a qualidade do serviço prestado. Foram explicados a forma de apuração desta PV, seus principais objetivos e sua origem e, no fim, introduziu-se algumas reclamações e insatisfações dos impactados por esta medida. Neste ponto, destacou-se a possibilidade de se utilizar estudos de confiabilidade para realizar uma análise desta iniciativa e tentar solucionar problemas e / ou justificar insatisfações resultantes desta medida,

Sendo assim, foi feita uma descrição do que seriam estudos de confiabilidade, usuais classificações para os possíveis estudos e as etapas de desenvolvimento de um estudo deste tipo. Ao final, analisou-se a iniciativa de criação da PV segundo uma perspectiva voltada para os estudos de confiabilidade. Na última parte do documento foram apresentados os resultados das simulações realizadas a fim de (1) avaliar se os valores cobrados podem ser comparáveis aos prejuízos que podem ser causados por um desligamento e (2) de os desligamentos que causam os maiores prejuízos são os que resultam no maior desconto na remuneração das concessionárias.

Como conclusão deste trabalho, pode-se dizer que o movimento de criação da PV foi positivo, no sentido em que consistiu no primeiro passo a fim de avaliar e incentivar a qualidade dos serviços de transmissão prestados. Em relação à principal insatisfação das

concessionárias, com relação aos valores descontados por desligamento, não se pode afirmar se estes são elevados ou não, uma vez que não foram consideradas outras variáveis envolvidas. Entretanto, pode-se afirmar que, caso fossem adotados critérios que avaliassem os impactos dos desligamentos na sociedade, tais valores poderiam ser mais elevados do que os atuais.

Por fim, acredita-se que a forma de avaliação desta qualidade possa ser aprimorada, no sentido de proporcionar uma avaliação sistêmica dos benefícios gerados ao sistema por cada FT, e / ou prejuízo que possa vir a causar à sociedade. Evidentemente, tal avaliação demandaria um esforço maior que a forma atual para o estabelecimento de padrões de desempenho, entretanto, este esforço pode compensar o esforço gasto na etapa de apuração da qualidade de cada FT presente no SIN.

Poderiam ser estabelecidas zonas com diferentes níveis de riscos, sendo monitoradas no detalhe somente as zonas de alto risco, resultando num menor esforço na apuração das demais, com outras formas de avaliação. Tal situação ainda induziria as concessionárias a voltarem seus investimentos para os pontos críticos do sistema de transmissão.

Para o estabelecimento destas zonas de risco poderiam ser utilizados estudos de confiabilidade já elaborados atualmente no país pelo ONS e EPE, para o planejamento da transmissão. Desta forma, haveria um ganho de escala, com aproveitamento de resultados já existentes, garantindo ainda uma coerência entre as medidas adotadas no setor elétrico.

## **6.1 Trabalhos Futuros**

Como desdobramentos do trabalho realizado pode ser destacado o aprimoramento do estudo realizado, passando a considerar variáveis não introduzidas na modelagem do sistema. Como exemplo, pode ser destacada a consideração de diferentes patamares de carga (leve e média), a possibilidade de ocorrência de falhas na geração, a restrição no uso de transformadores para controle de tensão, etc., de forma a tornar o modelo utilizado o mais próximo de um sistema real.

Ainda, poderia ser utilizado um subsistema real, pertencente ao SIN, inclusive com a utilização de dados estocásticos considerados na elaboração de estudos de confiabilidade para definição da expansão do sistema de transmissão. Desta forma, os



valores obtidos seriam próximos aos encontrados em situações reais e coerentes com as premissas utilizadas no planejamento da transmissão, apesar de tornar o estudo razoavelmente mais complexo.

## Referências Bibliográficas

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Nota Técnica nº 016/2005 – SRT/ANEEL*. Julho de 2005
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Qualidade do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica. Regulamentação da Parcela Variável – PV*. Audiência Pública – AP 043/2005. Brasília, março de 2006
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 de 26 de JULHO DE 2007*. Julho de 2007
- [4] Banco Central do Brasil - BC. *33 Medidas de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico*. Focus. Disponível em <http://www4.bcb.gov.br/gci/Focus/Index.asp> . Fevereiro de 2002
- [5] Bandeira, F.P.M. *Análise das Alterações Propostas para o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Estudo. Câmara dos Deputados, Brasília – DF. Agosto de 2003
- [6] Barreto, G., Cuervo, P., Mateus, J.C. *Estudo de Métodos de Alocação de Perdas de Transmissão Aplicados aos Sistema Interligado Nacional*. X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE. Florianópolis, SC – Brasil. Maio de 2006
- [7] Biskas, P. N., Ziogos, N.P., Bakirtzis, A.G. *Analysis of a Monthly Auction for Financial Transmission Rights and Flow-Gate Rights*. Electric Power Systems Research. Maio de 2006
- [8] Borges, C. L. T., *Confiabilidade de Sistemas de Potência – Parte 1*. EE – COPPE / UFRJ, Programa de Engenharia Elétrica. Setembro de 2005
- [9] California Independent System Operator Corporation - CAISO. *Congestion Revenue Rights Overview – Congestion Revenue Rights (CRR) 101*. Disponível em <http://www.caiso.com/1824/18249c7b59690.html> . Acessado em agosto de 2008

- [10] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. *Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro*. Disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). Acessado em agosto de 2008
- [11] Castro, N. J., Brandão, R. *Os leilões de linhas de transmissão e o Risco Brasil*. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico, UFRJ. Artigo publicado no IFE nº 1.951 de 18 de dezembro de 2006
- [12] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. *Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte – Programa NH2 – Versão 5.2 - Manual do Usuário*. Rio de Janeiro – RJ – Brasil. Outubro de 2000
- [13] Dart, F. C., Silva Filho, J. I., Azevedo, R.M., Carvalho, A.R., Regis Jr, Oswaldo, Esmeraldo, P.C.V. *Projetos de Linhas de Transmissão Não Convencionais – Uma Alternativa a ser Considerada no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro*. X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE. Florianópolis, SC – Brasil. Maio de 2006
- [14] Da Silva, E.L., Tondello, C.J. *Assessing the Transmission Service Risk*. *Electrical Power & Energy Systems* 28 (2006) 119-126
- [15] Domingues, L. A. M. C., Silva Filho, J. I., Moreira, F. S., Lisboa, R. L., Portela, C. *Desenvolvimento de uma Metodologia para Redução de Perdas no Sistema de Transmissão*. X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE. Florianópolis, SC – Brasil. Maio de 2006
- [16] Eletrobrás. *Investidores apostam na transmissão apesar dos altos deságios dos leilões*. Repórter Eletrobrás, disponível em [www.eletrobras.gov.br](http://www.eletrobras.gov.br) - acessado em julho de 2008
- [17] Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) – acessado em agosto de 2008
- [18] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, *IEEE Reliability Test System*, IEEE PAS, vol. 98, no. 6, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979

- [19] Lima, J. M. *Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que Atende o Estado do Paraná*. Curitiba, 2007
- [20] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Adequação do Quadro de Pessoal das Áreas de Pós-Operação do ONS para Atendimento à Resolução ANEEL no 270/2007*. Diretoria da Operação, Brasília – DF, Brasil. 2007
- [21] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Modelo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão*. Modelo de novembro de 2007
- [22] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 1.1 – O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: Visão Geral*. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) – acessado em julho de 2008
- [23] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 1.2 – Macrofunções finalísticas do Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) - acessado em julho de 2008
- [24] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 15.1 – Administração de Serviços e Encargos de Transmissão: Visão Geral*. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) – acessado em julho de 2008
- [25] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 10.1 – Manual de Procedimentos da Operação: conceituação geral*. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) – acessado em julho de 2008
- [26] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) – Acessado em julho de 2008
- [27] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Qualidade do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, Associada à Disponibilidade das Instalações Integrantes da Rede Básica*. Apresentação em powerpoint. 2008
- [28] Prado, C.A.S. *Análise dos Modelos de Coordenação da Operação Adotados a Partir da Reestruturação dos Sistemas Elétricos no Mundo: Uma Abordagem Segundo os Quadros Conceituais de Referência da Gestão de Cadeia de Suprimentos*. Tese D.Sc., COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006

[29] Puente, A. P. Ramos, F.S. *Determinação de Parâmetros na Relação entre o Regulador e as Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica: um Abordagem Principal-Agente*. XXXIII Encontro Nacional de Economia, dezembro de 2005. Disponível em [http://www.anpec.org.br/encontro\\_2005.htm](http://www.anpec.org.br/encontro_2005.htm)

[30] Schilling, M. Th., Souza, J.C.S., Filho, M. B.C. *Procedimentos e Critérios para Análise Computacional de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte*. Relatório Técnico. Niterói, junho de 2004

[31] Silva, C.C., Gouvêa, M.R., Robba, E.J., Casolari, R.P. *Impacto da Indisponibilidade de Linhas e Equipamentos na Receita dos Sistemas de Transmissão*. Pesquisa e Desenvolvimento – Ciclo 2001 – 2002, disponível em [http://www.cteep.com.br/setor\\_centro\\_estante\\_ciclo.shtml](http://www.cteep.com.br/setor_centro_estante_ciclo.shtml).

## ANEXO I – DADOS DE ENTRADA DA PRIMEIRA SIMULAÇÃO

Programa N H 2

SISTEMA TESTE IEEE-RTS'79 (Reliability Test System)

Dados para Fluxo de Potencia:

- TITU (Titulo do Caso)
- DBAR (Dados de Barras)
- DLIN (Dados de Circuitos)
- DARE (Dados de Areas)
- DGLT (Dados de Grupos Limites de Tensao)

Dados Adicionais para Analise de Confiabilidade:

- DCTS (Dados Estocasticos de Circuitos e Alteracoes Vinculadas simulacoes)
- DLCT (Dados de Lista de Contingencias) (sera introduzido nas simulacoes)
- FIM (Fim do Fornecimento dos Dados)

obs.: Consulte o Manual para maiores detalhes!

ULOG  
 CASO\_SAIDA.OUT  
 ULog  
 24  
 projeto.plt

TITU CASO EXEMPLO BASEADO NO IEEE - RELIABILITY TEST SYSTEM (IEEE-RTS)

DADOS DE BARRAS

(NNN O T	IIIIIIIIII	VVVVVVVVVV	PPPPPPPP	QQQQQQ	IIIIIIII	SSSSSS	KKKKKK	PPPPPP	QQQQQQ	SSSSSS	AA
1	1	01040	-36223.6	75.7	-75.0	0138.0		162.4	4	33.0	01
2	0	01040	-36223.6	66.5	-75.0	0120.0		145.4	29.5		01
3	0	01000	-33					269.3	54.7		01
4	0	0	976	-38				111.2	22.5		01
5	0	01003	-39					106.9	21.8		01
6	0	0	979	-42				205.2	41.7	-10001	01

7	1	0	990	-29400.0	49.4	0.0240.0	188.1	38.3	01
8	0	0	957	-37			256.5	52.0	40.001
9	0	0	1000	-33			260.8	53.0	01
10	0	0	01000	-10			290.7	59.1	01
11	0	0	0	977	-36		0.0	0.0	01
12	0	0	0	977	-24		0.0	0.0	01
13	0	0	0	977	-32		0.0	0.0	01
14	1	01037	-17686.8	309.3	0.0320.0		397.5	80.7	02
15	1	0	993	-20	0.0139.0	-50.0200.0	290.7	59.1	02
16	1	01006	-9240.9	154.8	-100196.0		474.4	96.3	02
17	0	01010	-10202.0	87.3	-100160.0		149.7	30.4	02
18	1	01025	-3				0.0	0.0	02
19	0	0	01025	-1582.8	88.7	-100400.0	500.3	101.5	02
20	0	0	01000	-11			273.6	55.5	02
21	0	0	01033	-10			192.4	39.0	02
22	1	01030	0648.2	62.8	-100400.0		0.0	0.0	02
23	1	01050	6358.3	20.2	-80.0128.0		0.0	0.0	02
24	0	0	01050	-8803.3	180.2	-200540.0	0.0	0.0	02
9999	0	0	0	955	-17		0.0	0.0	60.002

DADOS DE CIRCUITO CA

(DDD O	PPPPCC	P	RRRRRR	XXXXXXXXXXXXXXXX	TTTTTTTT	IIIIIIII	SSSSSS	AAAAAAA	KKKKKK	RRRRRR	EEEE
1	1	2	0	260	1	39046	110				175
2	1	3	5	46021	120	5	720				175
3	1	5	2	180	8	430	2	290			175
4	1	6	3	28012	670	3	430				175
5	1	6	4	97019	200	5	200				175
6	2	2	6	2							175
7	1	9	4	97019	200	5	200				175
8	3	2	3	08011	900	3	220				175
9	3	24	0	230	8	390					400
10	4	9	2	68010	370	2	810				175
11	5	10	2	280	8	830	2	390			175
12	6	10	1	390	6	050245	90				250
13	7	8	1	590	6	140	1	660			250
14	8	9	4	27016	510	4	470				250
15	8	10	4	27016	510	4	470				250
16	9	11	0	230	8	390					400
17	9	11	0	230	8	390					400
18	10	12	0	230	8	390					400
19	10	12	0	230	8	390					400
20	11	13	0	610	4	180	8	790			500
21	11	13	0	610	4	180	8	790			500
22	12	13	0	610	4	760	9	990			500
23	12	13	1	240	9	66020	300				500
24	13	23	1	110	8	65018	180				500
15	14	16	0	500	3	890	8	180			500
16	15	16	0	220	1	730	3	640			500
17	15	21	0	630	4	90010	300				500
18	15	21	0	630	4	90010	300				500
19	15	24	0	670	5	19010	910				500
20	16	17	0	330	2	590	5	450			500
21	16	19	0	300	2	310	4	850			500
22	17	18	0	180	1	440	3	030			500
23	17	22	1	35010	53022	120					500
24	18	21	0	330	2	590	5	450			500
19	19	20	0	510	3	960	8	330			500
20	19	20	0	510	3	960	8	330			500
21	20	23	0	280	2	160	4	550			500
22	20	23	0	280	2	160	4	550			500
23	23	23	0	280	2	160	4	550			500
24	21	22	0	870	6	78014	240				500

DADOS DE AREAS

(NN O	EXCHNG	AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA	EXCMTN	EXCMAX
9999				

DARE 0.0 \*\*\*\*\* RTS - 138 KV \*\*\*\*\* 0.0 0.0  
1 0.0 \*\*\*\*\* RTS - 230 KV \*\*\*\*\* 0.0 0.0  
2 99 0.0 \*\*\*\*\* RTS - 230 KV \*\*\*\*\* 0.0 0.0

( DADOS DOS GRUPOS DE LIMITE DE TENSÃO

(G VMINN VMAXN VMINE VMAXE  
DGLT 0 .950 1.050  
9999

( DADOS ESTOCÁSTICOS DE CIRCUITOS

(DDP 0 PPPP (FALHA/ANO)  
(TEMPO DE REPARO)  
DCTS IMPR FFFFFFFTTTTTRIRIRIR2R2R2

(	1	1	2	.24	16.	10.
(	1	1	3	.51	10.	10.
(	1	1	5	.33	10.	10.
(	1	2	4	.39	10.	10.
(	1	2	6	.48	10.	10.
(	(AV 2	2	6 2			
(	3	9		.38	10.	10.
(	3	24		.02	768.	768.
(	4	9		.36	10.	10.
(	5	10		.34	10.	10.
(	6	10		.33	35.	100.
(	(AV 1	18		.21 2		
(	7	8		.3	10.	10.
(	8	9		.44	10.	10.
(	8	10		.44	10.	10.
(	9	11		.02	768.	768.
(	9	11		.02	768.	768.
(	10	12		.02	768.	768.
(	10	12		.02	768.	768.
(	11	13		.4	11.	11.
(	11	14		.39	11.	11.
(	12	13		.4	11.	11.
(	12	13		.4	11.	11.
(	12	23		.52	11.	11.
(	13	23		.49	11.	11.
(	14	16		.38	11.	11.
(	14	16		.33	11.	11.
(	15	21		.41	11.	11.
(	15	21		.41	11.	11.
(	15	24		.41	11.	11.
(	15	24		.41	11.	11.
(	16	17		.35	11.	11.
(	16	19		.34	11.	11.
(	17	18		.32	11.	11.
(	17	22		.54	11.	11.
(	18	21		.35	11.	11.
(	18	21		.35	11.	11.
(	18	21		.35	11.	11.
(	19	20		.38	11.	11.
(	19	20		.38	11.	11.
(	20	23		.34	11.	11.
(	20	23		.34	11.	11.
(	21	22		.45	11.	11.
(	21	22		.45	11.	11.
(	9999					

(Dados de Lista de Contingências

( T IIII I2I2I3 C  
(DLCT DD PPMC D  
( 2  
( FIM



## ANEXO II – CUSTOS REFERENTES A CADA BARRAMENTO, PARA OS CASOS SIMULADOS

<b>Caso 1</b>							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS(MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	311,6714	0,04	81,20	16,0	1.299,21	R\$ 1.621.416,86
3 BARRA---3	269.3	1.033,7000	0,12	269,31	16,0	4.309,01	R\$ 12.318.042,24
4 BARRA---4	111.2	213,4104	0,02	55,60	16,0	889,61	R\$ 2.543.095,99
7 BARRA---7	188.1	360,9937	0,04	94,05	16,0	1.504,81	R\$ 5.116.366,99
8 BARRA---8	256.5	183,9090	0,02	47,91	16,0	766,63	R\$ 3.021.544,05

<b>Caso 2</b>							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	357,1006	0,04	81,20	11,0	893,20	R\$ 1.114.715,59
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	0,14	269,29	11,0	2.962,24	R\$ 8.468.074,34
4 BARRA---4	111.2	244,5172	0,03	55,60	11,0	611,60	R\$ 1.748.365,98
6 BARRA---6	205.2	135,9806	0,02	30,92	11,0	340,12	R\$ 424.473,37
7 BARRA---7	188.1	413,6123	0,05	94,05	11,0	1.034,55	R\$ 3.517.477,04
8 BARRA---8	256.5	564,0167	0,06	128,25	11,0	1.410,75	R\$ 5.560.241,71

<b>Caso 3</b>							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	303,4288	0,03	81,20	11,0	893,19	R\$ 1.114.703,78
3 BARRA---3	269.3	1.006,3000	0,11	269,29	11,0	2.962,21	R\$ 8.467.975,36
4 BARRA---4	111.2	207,7665	0,02	55,60	11,0	611,59	R\$ 1.748.347,02
7 BARRA---7	188.1	351,4468	0,04	94,05	11,0	1.034,54	R\$ 3.517.439,20
8 BARRA---8	256.5	214,8351	0,02	57,49	11,0	632,40	R\$ 2.492.505,51

<b>Caso 4</b>							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	80,5611	0,01	18,32	10,0	183,19	R\$ 228.615,78
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	0,14	269,29	10,0	2.692,95	R\$ 7.698.249,40
4 BARRA---4	111.2	244,5172	0,03	55,60	10,0	556,00	R\$ 1.589.423,62
7 BARRA---7	188.1	413,6123	0,05	94,05	10,0	940,50	R\$ 3.197.706,40
8 BARRA---8	256.5	1.128,0000	0,13	256,49	10,0	2.564,93	R\$ 10.109.231,04

Caso 5							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW/ano)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	357,1006	0,04	81,20	11,0	893,20	R\$ 1.114.715,59
2 BARRA---2	145.4	221,6207	0,03	50,39	11,0	554,33	R\$ 2.184.801,73
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	0,14	269,29	11,0	2.962,24	R\$ 8.468.074,34
4 BARRA---4	111.2	244,5172	0,03	55,60	11,0	611,60	R\$ 1.748.365,98
7 BARRA---7	188.1	391,5108	0,04	89,02	11,0	979,27	R\$ 3.329.519,58
8 BARRA---8	256.5	930,0857	0,11	211,49	11,0	2.326,39	R\$ 9.169.057,05

Caso 6							
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	EPNS (MW)	Corte de Carga (MW)	LOLD (h)	ENS (MWh)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	413,8790	0,05	81,20	10,0	812,00	R\$ 1.013.381,17
2 BARRA---2	145.4	370,5542	0,04	72,70	10,0	727,00	R\$ 2.865.361,32
3 BARRA---3	269.3	1.372,6000	0,16	269,30	10,0	2.692,95	R\$ 7.698.265,30
4 BARRA---4	111.2	283,3950	0,03	55,60	10,0	556,00	R\$ 1.589.428,74
7 BARRA---7	188.1	479,3759	0,05	94,05	10,0	940,50	R\$ 3.197.716,58
8 BARRA---8	256.5	1.253,3000	0,14	245,89	10,0	2.458,89	R\$ 9.691.314,64

ANEXO III – CUSTOS REFERENTES A CADA BARRAMENTO,  
PARA OS CASOS SIMULADOS, COM A DIFERENCIAÇÃO DE  
CUSTOS DE INTERRUÇÃO POR BARRAMENTO

<b>Caso 1</b>			
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	311,6714	R\$ 388.965,91
3 BARRA---3	269.3	1.033,7000	R\$ 2.955.007,18
4 BARRA---4	111.2	213,4104	R\$ 610.069,91
7 BARRA---7	188.1	360,9937	R\$ 1.227.378,58
8 BARRA---8	256.5	183,9090	R\$ 724.846,06

<b>Caso 2</b>			
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	357,1006	R\$ 445.661,55
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	R\$ 3.385.522,88
4 BARRA---4	111.2	244,5172	R\$ 698.993,98
6 BARRA---6	205.2	135,9806	R\$ 169.703,79
7 BARRA---7	188.1	413,6123	R\$ 1.406.281,82
8 BARRA---8	256.5	564,0167	R\$ 2.222.975,94

<b>Caso 3</b>			
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	303,4288	R\$ 378.679,14
3 BARRA---3	269.3	1.006,3000	R\$ 2.876.679,62
4 BARRA---4	111.2	207,7665	R\$ 593.935,86
7 BARRA---7	188.1	351,4468	R\$ 1.194.919,12
8 BARRA---8	256.5	214,8351	R\$ 846.736,02

<b>Caso 4</b>			
NUM. NOME	(MW)	(MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	80,5611	R\$ 100.540,25
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	R\$ 3.385.522,88
4 BARRA---4	111.2	244,5172	R\$ 698.993,98
7 BARRA---7	188.1	413,6123	R\$ 1.406.281,82
8 BARRA---8	256.5	1.128,0000	R\$ 4.445.820,24

<b>Caso 5</b>			
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	357,1006	R\$ 445.661,55
2 BARRA---2	145.4	221,6207	R\$ 873.480,31
3 BARRA---3	269.3	1.184,3000	R\$ 3.385.522,88
4 BARRA---4	111.2	244,5172	R\$ 698.993,98
7 BARRA---7	188.1	391,5108	R\$ 1.331.136,72
8 BARRA---8	256.5	930,0857	R\$ 3.665.774,67

<b>Caso 6</b>			
....BARRA..... NUM. NOME	CARGA (MW)	EENS (MWh/ano)	Custo da Interrupção
1 BARRA---1	162.4	413,8790	R\$ 516.520,99
2 BARRA---2	145.4	370,5542	R\$ 1.460.476,39
3 BARRA---3	269.3	1.372,6000	R\$ 3.923.810,44
4 BARRA---4	111.2	283,3950	R\$ 810.132,78
7 BARRA---7	188.1	479,3759	R\$ 1.629.878,06
8 BARRA---8	256.5	1.253,3000	R\$ 4.939.668,89