

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UNB  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UM ESTUDO DA METODOLOGIA DE DESCONTO DA RECEITA  
ANUAL PERMITIDA (RAP) EM FUNÇÃO DOS ATRASOS NA  
ENTRADA EM OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE  
TRANSMISSÃO**

**SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO**

**ORIENTADOR: PROF. DR. PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 407/2009**

**BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009**

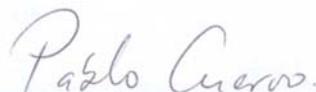
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UM ESTUDO DA METODOLOGIA DE DESCONTO DA RECEITA  
ANUAL PERMITIDA (RAP) EM FUNÇÃO DOS ATRASOS NA  
ENTRADA EM OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE  
TRANSMISSÃO.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DISSERTAÇÃO DE Mestrado Acadêmico submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre.

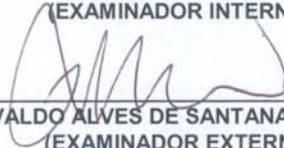
APROVADA POR:



\_\_\_\_\_  
PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)



\_\_\_\_\_  
IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UNB  
(EXAMINADOR INTERNO)



\_\_\_\_\_  
EDVALDO ALVES DE SANTANA, Dr., UFSC  
(EXAMINADOR EXTERNO)

BRASÍLIA, 18 DE DEZEMBRO DE 2009.

## FICHA CATALOGRÁFICA

NETO, SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA

Um Estudo da metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de empreendimentos de transmissão.

xvi, 96p., 210x297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2009)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.  
Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Regulação Técnica da Transmissão  
3. Parcela Variável por Indisponibilidade

2. ATC  
4. EBE

I ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

NETO, SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA (2009). Um Estudo da metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de Empreendimentos de Transmissão.

Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-407/2009, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 96p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Sandoval de Araújo Feitosa Neto

TÍTULO: Um Estudo da metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) em função dos Atrasos para entrada em operação de empreendimentos de transmissão.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópia desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente com propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização.

---

Sandoval de Araújo Feitosa Neto

SQN 203 BL – I Apartamento 110

70.833-090 – Brasília – DF

## **DEDICATÓRIA**

Dedico a minha filha Maria Rita pelos momentos que tive de ausentar-me para dedicar-me ao trabalho de pesquisa e que não pude usufruir da alegria de seus sorrisos.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu professor e orientador Pablo Cuervo, pelas oportunidades de aprendizado, confiança e incentivo creditados quando do início e desenvolvimento do trabalho.

À minha dedicada e atenciosa mãe, que na ausência de nosso pai (*in memoriam*) dedicou-se integralmente a difícil tarefa de educar os filhos, transmitindo-nos valores indelévels a nossa formação cidadã e profissional.

À minha amada esposa Cláudia pelo companheirismo e compreensão sem limites e a minha querida filha Maria Rita que enche de alegria o meu coração me dando forças para conquistar mais essa vitória.

À Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, pelo clima organizacional, pela motivação e ambiente desafiador que contribuíram sobremaneira para manter viva a necessidade de estudo e pesquisa frente aos inúmeros desafios apresentados na construção de um marco regulatório estável para o setor de energia propiciando as condições favoráveis para a melhoria dos serviços públicos de energia, crescimento e desenvolvimento do país através desse importante vetor de crescimento.

Aos amigos Tiago Leite, Geovane e Odilon pela amizade e incontáveis oportunidades de discussão e aprendizado durante o desenvolvimento desse trabalho de pesquisa.

## **RESUMO**

### **UM ESTUDO DA METODOLOGIA DE DESCONTO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) EM FUNÇÃO DOS ATRASOS PARA ENTRADA EM OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO.**

**Autor: Sandoval de Araújo Feitosa Neto**

**Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – Universidade de Brasília**

**Brasília, dezembro 2009**

Em sistemas de energia elétrica reestruturados, o serviço de transmissão desempenha papel central no estabelecimento da competição nos setores de geração e comercialização de energia, influenciando decisivamente nas relações comerciais, sendo neste contexto equiparado a um importante agente econômico.

Apesar da atual regulamentação de qualidade do serviço de transmissão incentivar a disponibilidade das instalações de transmissão, a metodologia atual não prevê a captura das contribuições das indisponibilidades do serviço para a operação do sistema elétrico.

O presente trabalho faz uma análise do setor elétrico brasileiro e neste contexto aprofunda o estudo do modelo atual da regulação técnica e econômica da transmissão no Brasil, propondo, no âmbito da atual metodologia de regulação da qualidade do serviço público de transmissão, métrica discriminatória a ser incorporada na atual metodologia de desconto da Receita Anual Permitida (RAP).

O Trabalho também avalia os impactos resultantes da redução da Capacidade de Transferências Disponíveis (*ATC – Available Transfer Capability*) do sistema e a elevação do Uso das instalações de transmissão baseado no princípio dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes (*EBE – Equivalent Bilateral Exchange*), ocasionados pelo atraso na entrada em operação comercial das obras do Programa Determinativo da Transmissão.

## **ABSTRACT**

### **A STUDY OF METODOLOGY OF THE ALLOWED ANNUAL REVENUE (AAR) DISCOUNT OF THE COMPANY'S ARISING OUT OF DELAYS FOR ENTRY INTO COMMERCIAL OPERATION OF THE TRANSMISSION CONSTRUCTION.**

**Autor: Sandoval de Araújo Feitosa Neto**

**Orientador: Pablo Eduardo Cuervo Franco**

**Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – Universidade de Brasília**

**Brasília, dezembro 2009**

In power systems restructured transmission service plays a central role in the establishment of competition in the sectors of generation and energy trading, influencing decisively in business. In this context the Transmission Service must be treated as an important economic agent.

In despite of the fact that the current quality regulatory of transmission service encourages the availability of transmission facilities, the methodology does not provide the capture of the contributions of the unavailability of the service for to operation of electric system.

This work analyzes the Brazilian electricity sector and in this context deepens the study of the current model of economic and technical regulation of transmission service, and proposes under the current methodology to regulate the quality of public service transmission, a discriminatory metric to be incorporated into the current methodology of the Allowed Annual Revenue (AAR) discount.

This work also examines the impacts resulting from the reduction of Available Transfer Capability (*ATC*) for the system and increase the use of transmission facilities based on the principle of Equivalent Bilateral Exchanges (EBE - Bilateral Equivalent Exchange), caused by the delayed entry into commercial operation of the construction of program determinative of transmission.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1. Contexto do trabalho.....	17
1.2. Motivação da Pesquisa.....	18
1.3. Objetivos.....	18
1.4. Justificativas.....	19
1.5. Contribuição.....	19
1.6. Organização dos Capítulos .....	20
<b>2. SERVIÇO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL .....</b>	<b>21</b>
2.1. Introdução .....	21
2.2. Características do Setor Elétrico Brasileiro .....	22
2.3. Outorga do Serviço Público de Transmissão.....	24
2.4. Nível Tarifário .....	25
2.4.1. Instalações Licitadas (ILs).....	27
2.4.2. Instalações Existentes .....	29
2.4.3. Instalações Autorizadas .....	30
2.5. Regulação da Qualidade dos Serviços de Transmissão.....	31
2.5.1. Indisponibilidades ocasionadas por desligamentos e restrições operativas temporárias.....	32
2.5.2. Formulação da Regulação Técnica.....	34
2.6. Indisponibilidades por atrasos de obras no Sistema de Transmissão .....	35
2.6.1. Incentivos Regulatórios .....	36
2.6.2. Análise dos prazos de implantação das obras de Transmissão.....	37
2.7. Conclusões .....	39
<b>3. MODELO PROPOSTO .....</b>	<b>40</b>
3.1. Introdução .....	40

3.2.	Capacidade de Transferências Disponíveis ( <i>Available Transfer Capability – ATC</i> ) .....	41
3.2.1.	Cálculo da <i>ATC</i> em Regime Permanente.....	43
3.2.2.	Cálculo da <i>ATC</i> considerando contingências.....	43
3.2.3.	Modelo desenvolvido.....	44
3.2.4.	Formulação Matemática da parcela de desconto da RAP considerando o <i>ATC</i> ...	45
3.3.	Intercâmbios Bilaterais Equivalente ( <i>Equivalente Bilateral Exchanges -EBE</i> ) ...	48
3.3.1.	Formulação Matemática da parcela de desconto da RAP considerando o Uso do Sistema de Transmissão .....	49
3.4.	Avaliação conjunta dos efeitos da redução da <i>ATC</i> e elevação do Uso das instalações de transmissão .....	51
3.5.	Processo de Apuração das Indisponibilidades dos Ativos de Transmissão para descontos na RAP .....	53
3.6.	Conclusões .....	54
<b>4.</b>	<b>APLICAÇÃO NUMÉRICA EM SISTEMAS EXEMPLO.....</b>	<b>56</b>
4.1.	Sistema de 5 barras .....	57
4.2.	Resultados das simulações do sistema de 5 barras .....	58
4.2.1.	Patamar de carga 1 .....	59
4.2.1.1.	Cálculo dos descontos da RAP .....	61
4.2.2.	Patamar de carga 2 .....	63
4.2.2.1.	Cálculo dos descontos da RAP .....	65
4.3.	Conclusões simulações sistema de 5 barras.....	67
4.4.	Sistema de 14 barras .....	70
4.5.	Resultados das simulações do sistema de 14 barras .....	72
4.5.1.	Patamar de carga 1 .....	72
4.5.1.1.	Cálculo dos descontos da RAP .....	75
4.5.2.	Patamar de carga 2 .....	77
4.5.2.1.	Cálculo dos descontos da RAP .....	80

4.6.	Conclusões simulações sistema de 14 barras.....	82
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>85</b>
5.1.	Aplicação da metodologia proposta a sistemas de grande porte.....	87
5.2.	Trabalhos Futuros .....	88
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>92</b>
<b>A.</b>	<b>EQUIVALENTE BILATERAL EXCHANGES -EBE [26] .....</b>	<b>93</b>
	i. Método de Cálculo do EBE .....	93
	ii. Cálculo do Uso das Linhas de Transmissão e Total do Sistema .....	95

## LISTA DAS TABELAS

Tabela 1 – Regime de Outorga das Instalações de Transmissão .....	25
Tabela 2 – Dados das Linhas de Transmissão .....	58
Tabela 3 – Dados das Gerações do Sistema de 5 barras .....	58
Tabela 4 – Dados das Cargas do Sistema de 5 barras.....	58
Tabela 5 – Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema base de 5 Barras .....	59
Tabela 6 – Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 5 barras .....	60
Tabela 7 - Resultados da <i>ATC</i> e Uso no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1 .....	61
Tabela 8 - Descontos na RAP no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1 .....	62
Tabela 9 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema .....	63
Tabela 10 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 5 barras.....	64
Tabela 11 - Resultados da <i>ATC</i> e Uso no sistema 5 Barras para o patamar de carga 2.....	65
Tabela 12 - Descontos na RAP do sistema de 5 Barras para o patamar de carga 2.....	66
Tabela 13 – Valores mensais dos descontos na RAP considerando as contingências mais críticas.....	68
Tabela 14 – Dados das Gerações do sistema de 14 barras.....	71
Tabela 15 – Dados das Linhas de Transmissão .....	71
Tabela 16 – dados das cargas do sistema de 14 barras .....	72
Tabela 17 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo .....	73
Tabela 18 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 14 barras.....	74
Tabela 19 - Resultados da <i>ATC</i> e Uso no sistema 14 Barras.....	75
Tabela 20 - Descontos na RAP do sistema de 14 Barras para o patamar de carga 1.....	76
Tabela 21 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo .....	78
Tabela 22 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 14 barras.....	79
Tabela 23 - Resultados da <i>ATC</i> e Uso no sistema de 14 Barras .....	80
Tabela 24 - Descontos na RAP do sistema de 14 Barras para o patamar de carga 2.....	81
Tabela 25- Valores mensais dos descontos na RAP considerando as contingências mais críticas.....	83

## LISTA DAS FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (Fonte: ANEEL 2008) .....	22
Figura 2 - Sistema de Transmissão 2007-2009 (Fonte: ONS).....	23
Figura 3 - Participação dos Ativos na Rap 2009/2010 (Fonte: ANEEL) .....	26
Figura 4 - Análise dos Leilões Públicos de Transmissão no Brasil (Fonte: ANEEL, 2008)...	27
Figura 5 - Crescimento do número de Concessões de Transmissão .....	28
Figura 6 – Distribuição dos Contratos de Concessão de Transmissão .....	29
Figura 7 - Entrada de Empreendimentos em Operação (Fonte: ANEEL, 2008) .....	31
Figura 8- Implantação das Obras no SIN (Fonte: ANEEL: Relatório de Acompanhamento das Obras de Transmissão).....	38
Figura 9 - Histórico de Implantação das Obras no SIN (Fonte: ANEEL: Relatório de.....	38
Figura 10 - Transferência de potência entre duas áreas .....	41
Figura 11 – Fluxograma Simplificado do Modelo de Desconto da RAP por atraso de obra considerando a variação da <i>ATC</i> e Uso do sistema.....	52
Figura 12 - Sistema exemplo 5 Barras .....	57
Figura 13 - Variação da <i>ATC</i> e Uso no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1 .....	61
Figura 14 – Comparação da Metodologia e regra atual de descontos .....	62
Figura 15 - Variação da <i>ATC</i> e Uso no sistema de 5 Barras para o .....	65
Figura 16 - Comparação da Metodologia e regra atual de descontos .....	66
Figura 17 – Variação dos valores da <i>ATC</i> e Uso para os diferentes .....	67
Figura 18 – Comparação dos descontos na RAP para o sistema de 5 barras.....	68
Figura 19 - Sistema exemplo 14 Barras IEEE .....	70
Figura 20 - Variação da <i>ATC</i> e Uso no sistema de 14 Barras para o .....	76
Figura 21- Comparação da Metodologia proposta e regra atual de descontos .....	77
Figura 22 - Variação da <i>ATC</i> e Uso no sistema de 14 Barras.....	81
Figura 23 - Comparação Metodologia proposta e regra atual de descontos da RAP .....	82
Figura 24 - Variação dos valores de <i>ATC</i> e Uso para diferentes patamares de carga.....	83
Figura 25 - Comparação dos descontos na RAP para o sistema de 14 barras .....	84

## **LISTA DE NOMENCLATURA E ABREVIACÕES**

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

*ATC* - *Available Transfer Capability*

CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco S.A

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais S.A

COPEL - Companhia Paranaense de Energia S.A

CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S.A

FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A

FT - Função Transmissão

IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IGPM - Índice Geral de Preços de Mercado

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PB - Pagamento Base [R\$]

PV - Parcela Variável

SEB - Sistema Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

RAP - Receita Anual Permitida

RB - Rede Básica

RB<sub>FR</sub> - Rede Básica de Fronteira

RBSE - Rede Básica do Sistema Existente

RBNI - Rede Básica Novas Instalações

TLV - Técnicas de Linha Viva

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUST<sub>RB</sub> - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUST<sub>FR</sub> - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## LISTA DE SÍMBOLOS

- PVI - Parcela Variável por Indisponibilidade [R\$]
- PVRO - Parcela Variável por Restrições Operativas [R\$]
- $K_P$  - Fator multiplicador para Desligamento Programado
- $K_O$  - Fator multiplicador para Outros Desligamentos
- D - Número de dias do mês da ocorrência (dias)
- $N_P$  - Número de Desligamento Programado da FT ocorrido ao longo do mês;
- $N_O$  - Número de Outros Desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês
- $D_{atr}$  - Desconto na RAP por atraso de obras [R\$]
- $C_i$  - Custo de geração da Usina i (R\$/MWh)
- $f_k^o$  - Fluxo nas linhas de transmissão, por patamar de carga, em condições normais de operação [MW]
- $f_k^i$  - Fluxo nas linhas de transmissão, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso [MW]
- $f_k^{ic}$  - Fluxo nas linhas de transmissão, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso considerando contingências [MW]
- $f_k^{\max}$  - Fluxo máximo nas linhas de transmissão [MW]
- $P_g^{\min}$  - Limite de geração inferior nas usinas [MW]
- $P_g^{\max}$  - Limite de geração superior nas usinas [MW]
- $ATC_L^o$  - Capacidade de Transmissão do sistema, por patamar de carga, em condições normais de operação [MW]
- $ATC_L^i$  - Capacidade de Transmissão do sistema, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso [MW]
- $ATC_{\min,L}^{ic}$  - Capacidade de Transmissão mínima do sistema, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso considerando contingências [MW]
- $f_L^{ATC}$  - Vetor de fatores de descontos, por patamar de carga, em função da redução da ATC

- $F_L^{ATC}$  - Máximo fator de desconto em função da redução da  $ATC$
- $Desc_i^{ATC}$  - Desconto da Receita Anual Permitida - RAP em função da redução da  $ATC$  [R\$]
- $USO_L^o$  - Uso do sistema de transmissão, por patamar de carga, em condições normais de operação [MW]
- $USO_L^i$  - Uso do sistema de transmissão, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso [MW]
- $USO_{\max,L}^{ic}$  - Uso do sistema de transmissão, por patamar de carga, com obra de expansão em atraso considerando contingências [MW]
- $f_L^{USO}$  - Vetor de fatores de descontos, por patamar de carga, em função da elevação do Uso
- $F_L^{USO}$  - Máximo fator de desconto em função da elevação do Uso
- $Desc_i^{USO}$  - Desconto da Receita Anual Permitida - RAP em função da elevação do Uso do sistema de transmissão [R\$]
- $Desc_i^{RAP}$  - Desconto da Receita Anual Permitida - RAP considerando os efeitos da redução da  $ATC$  e elevação do Uso do sistema de transmissão (R\$)
- GD - Intercâmbio Equivalente [MW]
- $P_g$  - Vetor de Geração [MW] com dimensão n
- $P_d$  - Vetor de Carga [MW] com dimensão n
- B - Matriz de Susceptância com dimensão n x n
- $\delta$  - Vetor de Ângulos das Tensões nas Barras com dimensão n
- $P_f$  - Vetor de fluxo de Potência ns linhas de transmissão [MW] com dimensão nl
- h - Matriz de Sensibilidade dos Fluxos com dimensão nl x n

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1.Contexto do trabalho

No mundo contemporâneo tem sido cada vez mais frequente a reestruturação dos setores de infra-estrutura, entre eles o de energia elétrica, buscando o aumento da eficiência da indústria da eletricidade.

O setor elétrico, antes organizado a partir de empresas verticalizadas, monopolistas e geograficamente estabelecidas, vem evoluído para estruturas de mercado, a exemplo do que tem ocorrido em outros segmentos da economia, como telecomunicações, aviação civil e indústria do petróleo, onde o preço do produto – energia elétrica passa a ser o instrumento de decisão dos participantes de mercado.

Nesse ambiente de reformas, houve a necessidade da desverticalização<sup>1</sup> da indústria de eletricidade, ou seja, a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e a criação do setor de comercialização. A separação foi e é essencial para que se estabeleça a competição, uma vez que dessa forma será possível a definição dos preços para energia e o serviço de transporte, separadamente, evitando-se os benefícios cruzados que distorcem as condições de competição.

Dentro do conceito de mercados de eletricidade, o setor de transmissão possui importância estratégica para o estabelecimento e principalmente a eficiência desses mercados. Sob esse ponto de vista, a discussão sobre metodologias de aprimoramento do processo de regulação técnica da transmissão são de extrema importância para assegurar que o segmento desempenhe suas funções adequadamente de forma a prover o máximo bem estar social obtido a partir do estabelecimento de estruturas eficientes de mercados de energia.

---

<sup>1</sup> O processo de desverticalização no Brasil não foi completo, uma vez que as atividades de Geração e Transmissão ainda podem ser exploradas por um mesmo agente econômico.

## 1.2. Motivação da Pesquisa

A remuneração do serviço público de transmissão, composto pela Rede Básica<sup>2</sup> é baseada na disponibilidade das instalações de transmissão e possui receita anual fixa definida pelo órgão regulador (Receita Anual Permitida – RAP). Nesse contexto, torna-se necessária a fixação de limites mínimos de disponibilidade das instalações de forma a não comprometer a operação do sistema e não onerar excessivamente os usuários, seja pela remuneração de um ativo que não esteja prestando serviço de forma regular e contínua, como também pela redução da eficiência sistema<sup>3</sup>.

A regulamentação de qualidade do serviço de transmissão prevê descontos na RAP das concessionárias de transmissão que não disponibilizarem as instalações para a operação do sistema, entretanto, como será visto adiante trata-se de metodologia que não avalia os impactos das indisponibilidades no sistema elétrico.

## 1.3. Objetivos

Estudar novas formas de cálculo dos descontos da Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras associados às indisponibilidades dos ativos de transmissão decorrentes dos atrasos na implantação das obras do Programa Determinativo da Transmissão incorporando riscos à confiabilidade e segurança associado à utilização das instalações de transmissão.

---

2 A Resolução Normativa ANEEL nº 067/2004 define em seu Art. 3º as instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN que compõe a Rede Básica como sendo as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e os 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, a partir de 1º de julho de 2004.

3 As indisponibilidades programadas ou não de ativos de transmissão podem limitar a operação de fontes de geração mais baratas, e causar a operação desotimizada do sistema, fortemente dependente da geração hidráulica, elevando os custos de operação do sistema.

## **1.4. Justificativas**

Apesar dos ganhos de eficiência observados na disponibilidade das instalações de transmissão, não há consenso na metodologia atualmente utilizada. As principais críticas referem-se ao tratamento não discriminatório no cálculo dos descontos na RAP por indisponibilidades que trata indistintivamente todos os ativos de transmissão indisponíveis, sem levar em conta os diferentes impactos que cada instalação, como por exemplo, na utilização efetiva dos ativos disponibilizados para operação, calculados a partir dos fluxos verificados nos equipamentos de transmissão, que já foi objeto de investigação em [2].

Dentro dessa perspectiva, também pode-se questionar o fato de que as indisponibilidades no serviço de transmissão de longa duração, causados principalmente por atrasos na implantação dos empreendimentos, reduzem a capacidade de transferências disponíveis de potência no sistema, além de acarretar a elevação dos custos de operação para aliviar congestionamentos ou para a manutenção da segurança do sistema elétrico, reduzindo a eficiência do sistema como um todo.

## **1.5. Contribuição**

A regulação do sistema elétrico brasileiro, mais especificamente do serviço de transmissão, é uma atividade recente e em constante aprimoramento. A formulação de regulamentos consistentes ocorrerá na medida em que a experiência de reguladores, concessionários e sociedade de uma forma geral se adaptem nesse novo ambiente.

O desenvolvimento de metodologia discriminatória que inclua no cálculo do desconto da RAP os impactos da redução da Capacidade de Transmissão do sistema associado à elevação do Uso das instalações em função dos atrasos na implantação dos empreendimentos de transmissão fornece uma contribuição para aprimoramento do processo de regulação técnica e econômica.

## 1.6. Organização dos Capítulos

O **Capítulo 2** apresenta as características do setor elétrico brasileiro e descreve o negócio da transmissão, abordando em detalhes, desde a constituição da Rede Básica, aspectos relacionados a estrutura tarifária e a descrição do processo de regulação técnica da qualidade.

O **Capítulo 3** descreve o modelo desenvolvido a partir de metodologia discriminatória que associa o desconto da Receita Anual Permitida – RAP à redução da Capacidade de Transferências Disponíveis (*ATC- Available Transfer Capability*) associado a elevação do Uso das Instalações baseado na teoria dos Intercâmbios Bilaterais Equivalentes (*EBE – Equivalent Bilateral Exchanges*).

O **Capítulo 4** apresenta aplicação numérica da proposta com o objetivo de comprovar sua viabilidade e os efeitos positivos de sua implementação por meio de simulações computacionais.

No **Capítulo 5** são apresentadas as conclusões do trabalho, juntamente com as propostas para trabalhos futuros.

## 2. SERVIÇO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

### 2.1. Introdução

No Brasil a implantação das mudanças não seguiram, na íntegra, os modelos desenvolvidos em outros países, basicamente em função de características próprias do Sistema Elétrico Brasileiro.

Nesse sentido, serão inicialmente abordadas as principais características do Setor Elétrico Brasileiro com o objetivo de abordar em detalhes a organização do setor de transmissão, destacando na análise os impactos da regulação técnica na remuneração do serviço de transmissão.

Num primeiro momento serão discutidos aspectos relacionados às formas de outorgas vigentes do serviço de transmissão e seus inter-relacionamentos, uma vez que no Brasil coexistem diferentes modelos de outorga para o serviço de transmissão e conseqüentemente regulação econômica e técnica também diferentes.

E finalmente serão apresentados os mecanismos de incentivo à qualidade, definidos por meio do desconto por indisponibilidade das instalações de transmissão instituído pela Parcela Variável - PV associados aos desligamentos programados ou não das funções de transmissão e especialmente os descontos associados aos atrasos para entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão definidos pelo Planejamento Determinativo<sup>4</sup> da Transmissão que são outorgados pela ANEEL para serem implantados pelos concessionários de transmissão e que consiste no foco do presente trabalho.

---

4 § 3, do Artigo I da Portaria 150/1999 que estabelece:

*“ O planejamento da expansão da Transmissão, elaborada pelo CCPE, terá caráter determinativo no que se refere às obras consideradas por este Comitê como inadiáveis, para garantia das condições de atendimento do mercado, constituindo estas obras o Programa Determinativo da Transmissão.”*

## 2.2. Características do Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro apresenta características únicas que o diferenciam de qualquer outro no contexto mundial. Esse aspecto contribui para a dificuldade na consolidação de um ambiente competitivo advindo de uma base de produção essencialmente hidráulica, sistema de transmissão ainda em franca expansão e de dimensões continentais, além da concentração excessiva de carga em algumas regiões do país em contraste com outras de desenvolvimento ainda incipiente.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia – MME, a geração hidráulica correspondeu em 2008 a cerca de 85,5% da produção de energia no Brasil, com a geração térmica, sob as diferentes formas (gás natural, óleo diesel, carvão, nuclear e biomassa) situando-se em valores da ordem de 14%. Na figura, a seguir, podemos observar a matriz elétrica brasileira, que apesar de possuir forte dependência da geração hidráulica têm-se diversificado ao longo dos anos.

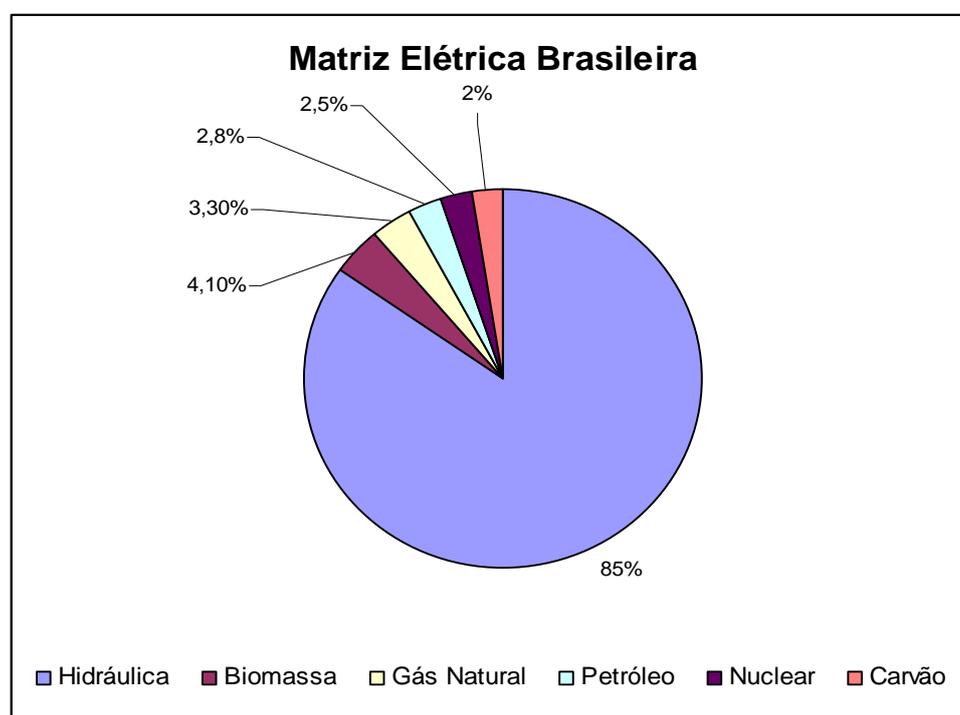


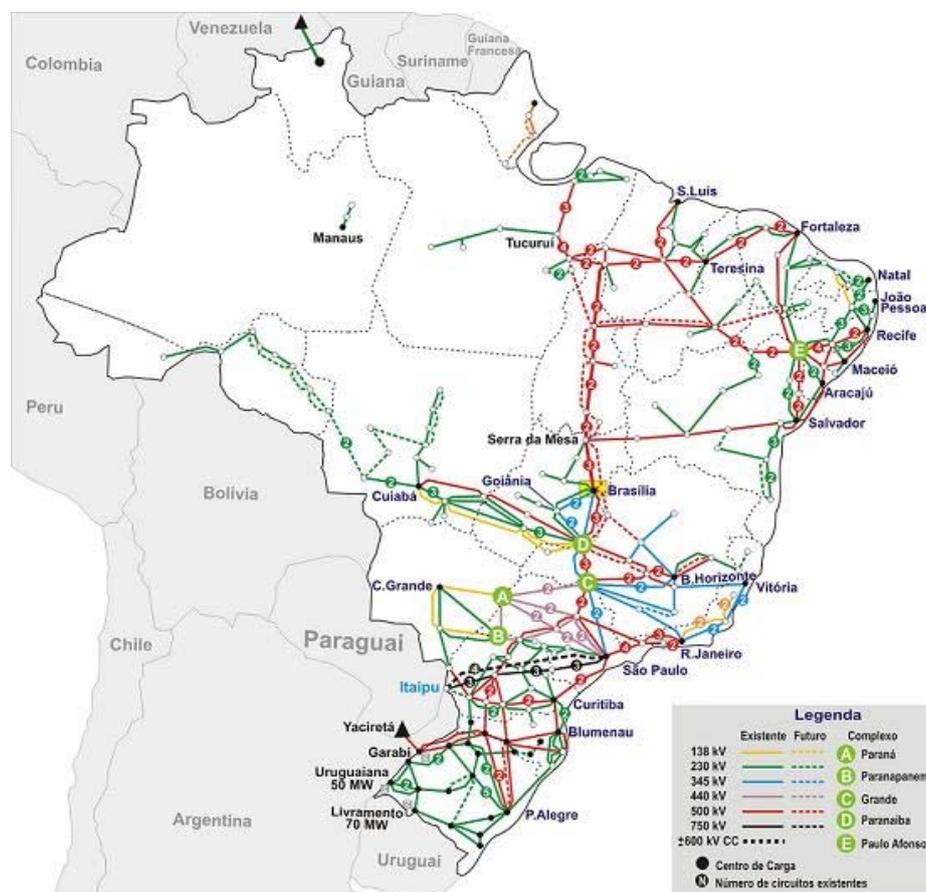
Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (Fonte: ANEEL 2008)

Em função das características do parque gerador brasileiro a operação otimizada do sistema exige que o despacho seja realizado de forma centralizada e coordenada - *Tight Pool* [3], pois

a grande maioria dos reservatórios de água das usinas hidráulicas é utilizada de forma planejada para que se possa obter o máximo proveito da diversidade pluviométrica e complementaridade das diferentes bacias hidrográficas existentes<sup>5</sup> o que somente poderá ocorrer suportado por um sistema de transmissão robusto e confiável.

Segundo dados consolidados da ANEEL [5], o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possuía em 2008 uma malha de transmissão de mais de 90.000 km de linhas de transmissão com tensão acima de 230 kV, atendendo um mercado de aproximadamente 61,5 milhões de unidades consumidoras, atingindo cerca de 99% da população brasileira, consolidando a energia elétrica como o segmento de infra-estrutura mais universalizado do país (ANEEL, 2008).

A Figura 2, a seguir, apresenta o sistema de transmissão considerando o horizonte 2007-2009.



**Figura 2 - Sistema de Transmissão 2007-2009 (Fonte: ONS)**

5 Em função da grande predominância de geração hidráulica e a existência de bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos diferentes, a transmissão no Brasil constitui-se de um elo entre as bacias permitindo o aproveitamento da energia hidroelétrica gerada nos diferentes subsistemas [4].

### 2.3. Outorga do Serviço Público de Transmissão

A outorga do serviço de transmissão de energia elétrica no Brasil, segundo o Artigo 21 da Constituição Federal<sup>6</sup>, somente poderá ser feita por meio de Concessão, Permissão ou Autorização do Poder Concedente, entretanto, como já foi afirmado na seção 2.1 coexistem os institutos da Concessão e da Autorização.

A Concessão foi outorgada às concessionárias de transmissão estatais existentes na época do processo de reforma do setor, entretanto, hoje em dia, somente podem ser outorgadas aos novos empreendimentos por meio de processos licitatórios. Nos casos onde já existam Concessões outorgadas, as alterações necessárias (Melhorias<sup>7</sup>, Reforços<sup>8</sup>) para que seja garantido o princípio da continuidade do serviço deverão ocorrer por meio de Autorizações, demonstrando que o Poder Público reconhece a necessidade daquelas obras e propiciará o adequado ajuste na receita da Concessão existente.

A Tabela 1 relaciona os procedimentos com respeito ao tipo de instalação de transmissão, tendo em vista a implantação da mesma.

---

6 Item b do Inciso XII do Artigo 21 que estabelece:

*“ XII – explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:*

*b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.”*

7 Melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações de transmissão, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e os Procedimentos de Rede;

8 Reforço: implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da Capacidade de Transmissão ou da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional - SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação;

**Tabela 1 – Regime de Outorga das Instalações de Transmissão**

<b>Instalação</b>	<b>Regime de Outorga</b>
Nova instalação de transmissão da Rede Básica <sup>9</sup>	Concessão mediante processo de Leilão.
Ampliação das instalações da Rede Básica <sup>10</sup>	Concessão mediante processo de Leilão.
Reforço e Melhorias das instalações da Rede Básica <sup>11</sup>	Autorização à concessionária que já explora o serviço de transmissão mediante concessão.

## **2.4. Nível Tarifário**

O processo de regulação econômica pode ser estratificado em duas grandes etapas: a definição do nível e da estrutura tarifária, sendo o primeiro abordado nesta seção, enquanto que a abordagem referente à estrutura tarifária não será objeto de análise, podendo ser encontrado em detalhes em [6-7].

O estabelecimento do nível tarifário das instalações de transmissão difere de acordo com a condição na qual se encontra o ativo de transmissão, que podem ser:

- Instalações Licitadas (IL): ativos licitados através de leilões baseados na menor receita requerida, e que constituem novas Concessões de Serviço Público de Transmissão;
- Rede Básica do Sistema Existente (RBSE): ativos com tensão de 230 kV e acima, além das de uso compartilhado por todos os agentes, definidos no anexo da Resolução N<sup>o</sup> 166/2000, e que compunham os Contratos de Concessão firmados em junho de 2001;

---

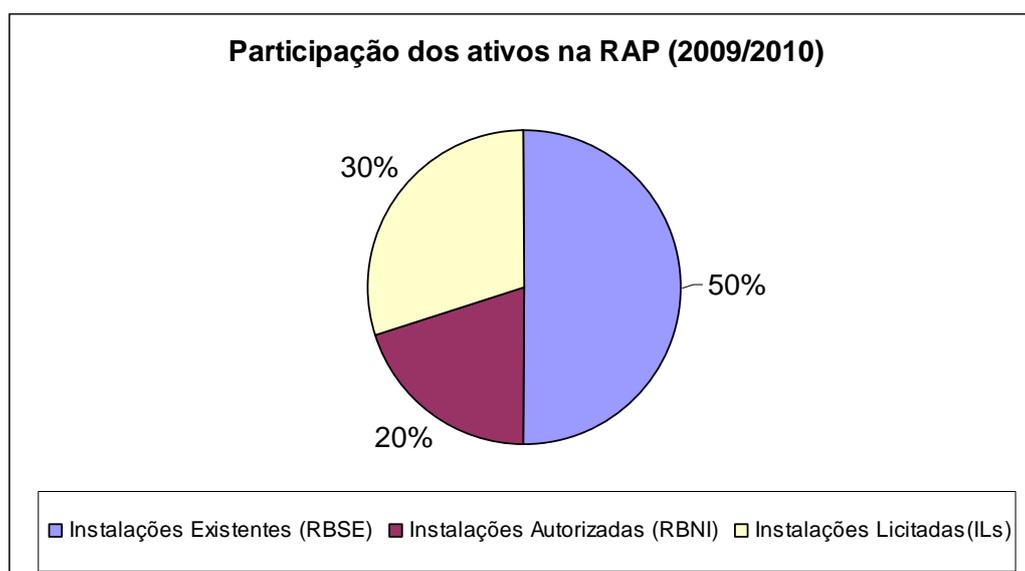
<sup>9</sup> Exemplo: Linha de Transmissão 230 kV São Luís II – São Luís III e SE São Luís III 230/69 kV

<sup>10</sup> Exemplo: Linha de Transmissão 500 kV Teresina II – Sobral III – Fortaleza II.

<sup>11</sup> Considerando o descrito na alínea (e) do art. 13 da Lei No 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo art. 6o do Decreto No 2.655 de 2 de julho de 1998, onde é definido que o reforço das instalações existentes são de responsabilidade da concessionária mediante autorização da ANEEL.

- Rede Básica de Novas Instalações (RBNI): ativos instalados através de reforços e ampliações de menor porte nas instalações da RBSE, autorizadas e com receitas estabelecidas por resoluções específicas.

A Figura 3 apresenta a participação de cada um dos três tipos de ativos na composição da RAP total do sistema de transmissão para o período **2009/2010**. Ressalta-se que não foram consideradas as receitas de empreendimentos com previsão de entrada em operação no período.



**Figura 3 - Participação dos Ativos na Rap 2009/2010 (Fonte: ANEEL)**

A RAP associada aos ativos da Rede Básica tem sua arrecadação garantida por meio das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, constituída por duas componentes: a TUST<sub>RB</sub>, aplicável a todos os usuários do SIN, e a TUST<sub>FR</sub>, aplicável apenas aos usuários das instalações de fronteira da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão compartilhadas.

De outro modo, as Demais Instalações de Transmissão (DITs) de uso exclusivo são remuneradas por meio dos encargos de conexão estabelecidos nos Contratos de Conexão à Transmissão – CCT, celebrados entre os acessantes e as concessionárias de transmissão.

Por meio dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, as instalações de transmissão integrantes da Rede Básica são disponibilizadas pelas concessionárias de

transmissão ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para que sejam coordenadas, segundo regras operativas aprovadas pela ANEEL e consolidadas nos Procedimentos de Rede.

### 2.4.1. Instalações Licitadas (ILs)

As instalações licitadas (ILs) são ofertadas através de leilões promovidos pela ANEEL, com base em determinação do Ministério de Minas e Energia – MME e mediante publicação de Decreto Presidencial inserindo as obras no Programa Nacional de Desestatização – PND.

A ANEEL também define a receita máxima anual a ser auferida pelo proponente que vencer o leilão, dessa forma vence o certame o proponente que oferta o menor valor de RAP (maior deságio sobre a receita máxima estabelecida) pela concessão de exploração do serviço público de transmissão por um período de 30 anos.

O modelo de expansão através de licitações tem apresentado excelentes resultados. Na Figura 4 pode-se observar que a extensão de linhas de transmissão licitadas foi bastante significativa, totalizando mais de 31.000 km (trinta e um mil quilômetros) outorgados nos últimos nove anos, com sucessivos aumentos dos deságios a cada leilão.

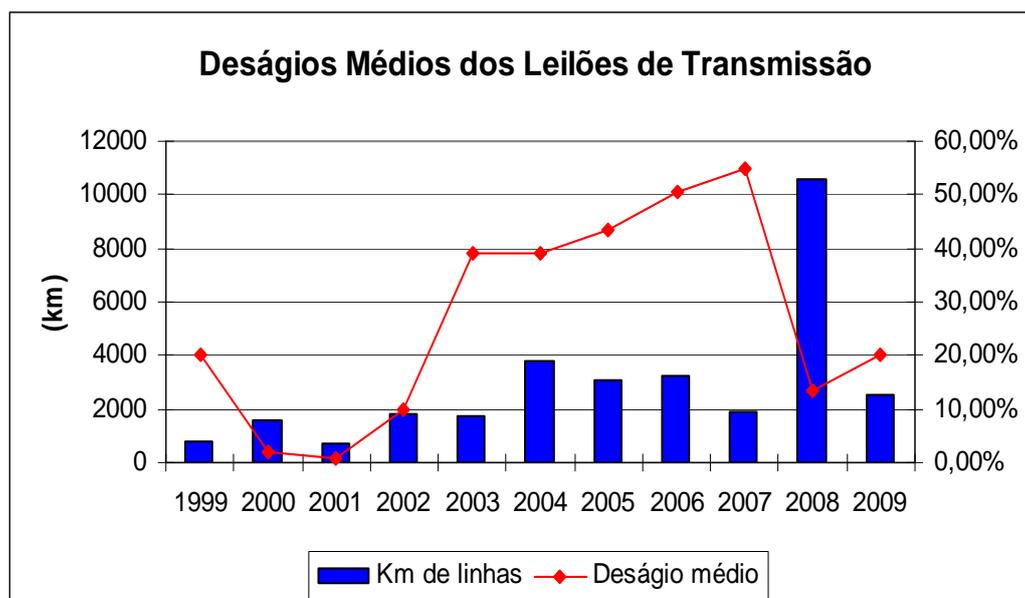
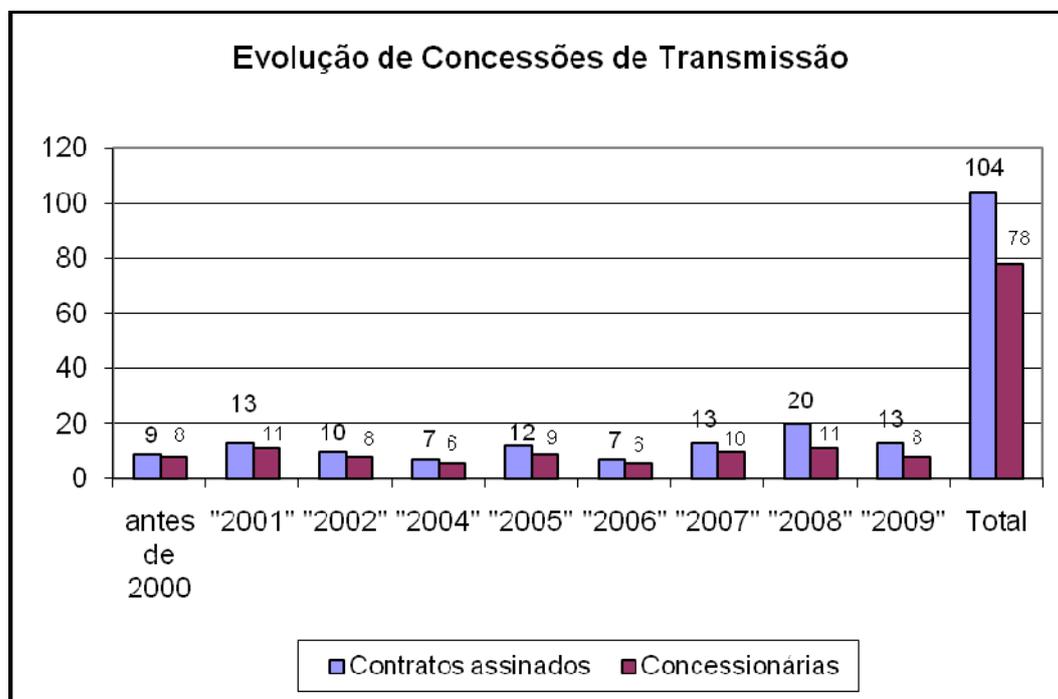


Figura 4 - Análise dos Leilões Públicos de Transmissão no Brasil (Fonte: ANEEL, 2008)

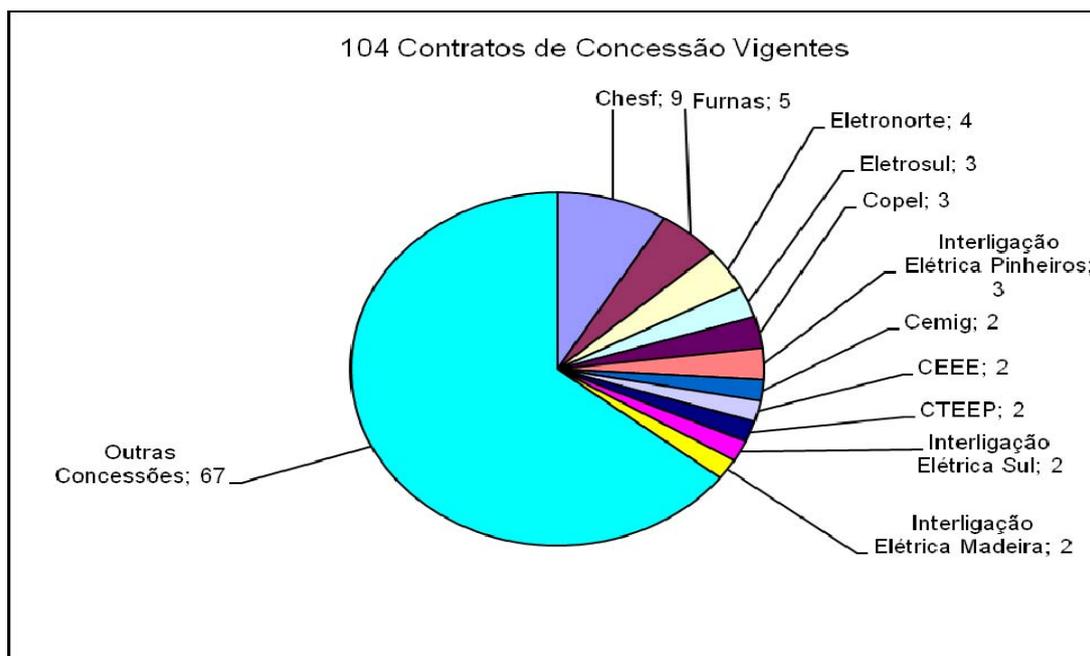
A grande expansão do sistema elétrico é acompanhado também pelo aumento do número de concessionários que exploram o serviço público de transmissão, uma vez que os lotes ofertados nos leilões públicos, na grande maioria das vezes, constituem novas concessionárias, como pode ser observado no gráfico da figura 5 que mostra o crescimento do número de concessões de transmissão.



**Figura 5 - Crescimento do número de Concessões de Transmissão**

Em alguns casos, também se observa a participação de concessionários que já exploram as atividades de transmissão, nestas situações são firmados novos contratos de concessão que se somam aos já existentes naquela concessão.

Na figura 6, logo a seguir, podemos verificar a atual distribuição dos contratos de concessão vigentes no Brasil.



**Figura 6 – Distribuição dos Contratos de Concessão de Transmissão**

### 2.4.2. Instalações Existentes

As Instalações Existentes (RBSE) eram compostas por instalações que formavam a malha de transmissão na época do processo de assinatura dos contratos de concessão das empresas estatais que operavam tais ativos. Sendo assim, por meio da Resolução N<sup>o</sup> 142/1999 a ANEEL estabeleceu os valores das receitas anuais permitidas das concessões vinculadas as instalações de transmissão citadas.

Esta resolução veio atender a necessidade de substituir os antigos contratos de suprimento de energia elétrica por contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de Uso dos sistemas de transmissão e os contratos de conexão. Os contratos de concessão de transmissão das transmissoras existentes à época<sup>12</sup> foram então assinados no ano de 2001.

<sup>12</sup> Tal grupo de transmissoras é formado hoje pelas seguintes empresas: FURNAS, CHESF, ELETRONORTE, CTEEP, ELETROSUL, CEMIG, CEEE, COPEL-T, CELG, Castelo, LIGHT, Afluente.

### 2.4.3. Instalações Autorizadas

Os reforços e melhorias nas instalações licitadas e, principalmente, na RBSE vêm sendo implementados pelas transmissoras por meio de autorizações específicas expedidas pela ANEEL. As RAPs associadas a esses empreendimentos ficam caracterizadas pela parcela denominada RBNI (Rede Básica Novas Instalações).

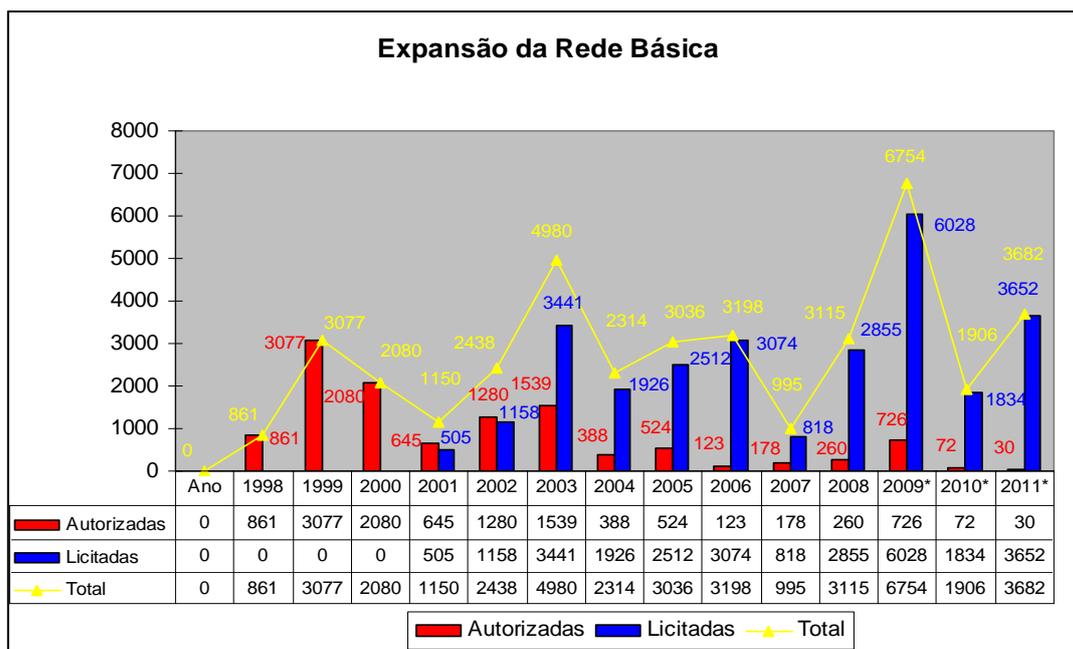
A receita de referência, calculada pela ANEEL, para os ativos a serem autorizados segue o mesmo rito daqueles que serão licitados. No entanto, como nesse caso não há o processo de leilão, o ativo é autorizado com base na receita de referência, sem sofrer qualquer deságio, o que configura uma ineficiência no processo e cria incentivos para que as empresas estatais atuem junto ao governo para que determinado empreendimento seja autorizado ao invés de ser leiloado<sup>13</sup>.

Mesmo havendo a ineficiência supracitada, tem-se observado uma tendência do governo em, salvo os casos que caracterizem reforços no sistema, licitar os novos empreendimentos de transmissão.

A Figura 7, que apresenta a entrada em operação dos empreendimentos licitados e autorizados, reflete a intensificação dessa tendência.

---

13 A Resolução nº. 03/2008 do Conselho Nacional de Desestatização retirou duas linhas do PND, as quais iriam ser licitadas, mas que acabaram sendo autorizadas à ELETROSUL.



**Figura 7 - Entrada de Empreendimentos em Operação (Fonte: ANEEL, 2008)**

## 2.5.Regulação da Qualidade dos Serviços de Transmissão

O Serviço Público de Transmissão opera em um ambiente de competição, a não ser no processo de concessão do serviço que é por meio de Leilão Público com remuneração fixa – Receita Anual Permitida (RAP) definida pelo regulador, independentemente dos fluxos de energia que passam efetivamente pelas instalações de transmissão, sendo, por isso necessária a definição de procedimentos regulatórios adequados de incentivo a disponibilidade máxima das instalações de transmissão.

A regulação técnica deve, portanto, ser orientada a estimular a disponibilidade dos ativos de transmissão por meio de sinalizações técnicas e econômicas na gestão dos negócios por parte das empresas. O processo de regulação deve considerar o interesse público sem, no entanto inviabilizar os objetivos do negócio do concessionário, entretanto, na grande maioria das vezes esses interesses são conflitantes.

O conflito citado pode ser evidenciado, por exemplo, na situação em que os concessionários de transmissão, com a intenção de aumentar as receitas de suas instalações, decidem pelo adiamento da realização de manutenções, postergando intervenções que venham a indispor os

equipamentos e conseqüentemente a redução de suas receitas.

De forma semelhante, um concessionário, em função de restrições orçamentárias ou outra estratégia empresarial, pode decidir não implantar determinado reforço autorizado ou até mesmo priorizar a implantação de reforços que possuam receitas maiores.

As condutas citadas acima são prejudiciais ao sistema, uma vez que diminuem a sua segurança, elevam os riscos de falhas e reduzem a confiabilidade e eficiência do mercado de eletricidade, sendo importante, que a regulação capture essas condutas, com sinais econômicos que desestimulem essas práticas. Caso o comportamento do concessionário seja recorrente, há ainda o recurso da fiscalização técnica, entretanto esse expediente deve ser o último a ser utilizado, face as implicações legais ao concessionário.

### **2.5.1. Indisponibilidades ocasionadas por desligamentos e restrições operativas temporárias.**

Por meio de estudos estatísticos [8-10], é possível identificar as principais causas das indisponibilidades dos diversos equipamentos que compõe o sistema de transmissão, identificando quais desligamentos podem ser evitados ou minimizados por meio de práticas modernas de intervenção em sistemas elétricos.

Em sistemas de transmissão típicos as principais causas de desligamentos podem ser agrupadas nos seguintes grupos:

- Programados para manutenção preventiva ou corretiva;
- Programados para execuções de melhorias e/ou ampliações do sistema;
- Programados para implantação de projetos de P&D;
- Forçados;
- Conveniência operativa, controle de tensão por exemplo.

Para cada grupo de desligamentos é possível definir um nível de controle adequado sobre a

freqüência e duração. A regulação técnica busca o incentivo à maximização da disponibilidade dos ativos de transmissão, por meio de sinais econômicos, considerando as restrições e limitações tecnológicas de cada grupo de equipamentos. É importante destacar que qualquer equipamento, inclusive os de transmissão tem sua confiabilidade e suportabilidade definidas inicialmente na fase de projeto, a ação da manutenção contribui apenas para a preservação destes níveis [3].

A máxima disponibilidade dos ativos de transmissão prevê mudanças nos procedimentos de operação e manutenção dos concessionários, dado que intervenções seguidas de desligamentos tendem a ser evitadas e/ou reduzidas suas durações, além de outras medidas como:

- Intensificação da manutenção preditiva<sup>14</sup>;
- Intervenções com Técnicas de Linha Viva - TLV<sup>15</sup>;
- Limpeza regular das faixas de servidão;
- Redução dos atos de vandalismos e práticas de queimadas em áreas próximas a faixa das linhas de transmissão através de campanhas de conscientização da população;
- Programação coordenada e otimizada das atividades de manutenção;
- Melhor distribuição das equipes de manutenção e investimentos na logística de materiais e sobressalentes;
- Investimento em capacitação das equipes de operação e manutenção;

Identificadas as causas dos desligamentos, limites dos equipamentos e ações de controle é necessário especificar os sinais regulatórios que induzirão os concessionários a melhoria na disponibilidade das instalações.

---

14 A manutenção preditiva (do inglês, *predictive maintenance*) é um tipo de manutenção que pode ser realizada a qualquer momento, normalmente em períodos regulares, independente do estado dos equipamentos, sem desligamentos e tem como objetivo a identificação de uma tendência de defeito ou falha, antecipando-se a estes fatos.

15 Trabalhos em Linha Viva - TLV, intervenção especial realizada no sistema elétrico com equipamentos energizados, que pode ser realizada ao potencial ou à distância.

## 2.5.2. Formulação da Regulação Técnica

A regulação técnica do serviço de transmissão atualmente, adotada pela ANEEL, considera o desconto da remuneração do ativo sempre que há indisponibilidade no serviço.

O conceito acima se encontra expresso nos Contratos de Prestação dos Serviços de Transmissão - CPSTs das Instalações Licitadas (ILs), através de cláusula específica que dispõe sobre descontos na remuneração dos ativos por indisponibilidade das instalações de transmissão.

De acordo com essa cláusula, a concessionário de transmissão poderá ter sua RAP reduzida de uma Parcela Variável (PV), descontada mensalmente do Pagamento Base (PB)<sup>16</sup> da Função de Transmissão (FT) indisponível de maneira a refletir a efetiva disponibilidade das instalações de transmissão, obedecendo a formulação a seguir:

$$PV = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \left( - \sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left( - \sum_{i=1}^{NO} Ko_i \times DOD_i \right) \quad (1)$$

Onde:

*DDP* : Duração, em minutos, de cada desligamento programado;

*DOD*: duração, em minutos, de cada um dos outros desligamentos;

*PB* : Pagamento Base;

*K<sub>p</sub>* : Fator para desligamentos programados (= *Ko*/15 );

*Ko* : Fator para outros desligamentos de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator é reduzido para *Ko*/15 após o 301º minuto)<sup>17</sup>;

---

<sup>16</sup> Parcela mensal da receita anual permitida referente à Rede Básica da Transmissora e concernente à prestação de serviços de transmissão.

<sup>17</sup> *Ko* representa uma sinalização econômica de descontos maiores para desligamentos não programados com o objetivo de incentivar a disponibilidades das instalações e foi definido inicialmente com o valor de 150, sendo previsto a reavaliação deste valor nos dois primeiros anos da entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL 270/2007.

*NP* : número de desligamentos programados ao longo do mês;

*NO*: número de outros desligamentos ao longo do mês; e

*D*: número de dias do mês.

Para as concessões não licitadas não havia cláusula expressa sobre os procedimentos associados aos descontos por indisponibilidades, entretanto os respectivos CPSTs estabeleciam alguns requisitos sobre a metodologia e remetiam o assunto para regulamentação específica a ser definida pela ANEEL.

Desta forma, por meio da Resolução Normativa ANEEL N<sup>o</sup> 270/2007 [11], em vigor desde junho de 2007, as indisponibilidades dos ativos de transmissão das concessões não licitadas passaram a sofrer descontos da RAP, ou seja, as instalações que forem consideradas indisponíveis quando estiverem fora de operação, em consequência de desligamentos programados e não programados, em níveis acima do estabelecido no regulamento.

Para medir a eficiência do serviço prestado foram definidas metas por tipo de instalação para os indicadores Padrão de Duração de Desligamento e Padrão de Frequência de Outros Desligamentos, além de outros requisitos de qualidade.

O descumprimento das metas estabelecidas resultará em redução do Pagamento Base, o qual será implementado por meio de descontos da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO), sendo utilizada a mesma formulação para o cálculo da PVI das licitadas apresentada em (1).

## **2.6. Indisponibilidades por atrasos de obras no Sistema de Transmissão**

Outro aspecto relacionado à disponibilização dos ativos de transmissão, e que também está relacionado à regulação técnica da qualidade, refere-se aos atrasos para a entrada em operação comercial das obras de transmissão, uma vez que o planejamento da expansão da transmissão possui caráter determinativo.

Desta forma, torna-se necessário estender o conceito de disponibilização do serviço de às

indisponibilidades associadas aos atrasos para implantação das obras no sistema de transmissão inserindo sinais econômicos no processo de regulamentação com o objetivo de assegurar o cumprimento do planejamento setorial.

As obras de transmissão associadas à Rede Básica, sob a forma de ampliações (Licitações) ou reforços e melhorias (Autorizações), somente podem ser implementadas pelas concessionárias de transmissão por autorização expressa da ANEEL<sup>18</sup>, respectivamente na forma de Contratos de Concessão ou Resoluções Autorizativas.

### **2.6.1. Incentivos Regulatórios**

A Resolução ANEEL Nº 270/2007 estendeu o conceito de instalações indisponíveis também para os atrasos na entrada em operação comercial dos empreendimentos de transmissão. No caso de atrasos na entrada em operação do empreendimento, também está previsto o desconto no Pagamento Base de no máximo 1,5PB (1,5 vezes o Pagamento Base), aplicado para um atraso máximo de até 90 dias.

A inclusão de dispositivo regulamentar que propõe descontos associados aos atrasos na entrada em operação de uma nova FT pode não parecer diretamente associado à disponibilidade do ativo de transmissão, entretanto, como será demonstrado ao longo deste trabalho, a ampliação do conceito de indisponibilidades das instalações de transmissão e consequentemente a inclusão de sinal econômico para incentivar a disponibilidade das instalações de transmissão mostra-se aderente e adequada, uma vez que representa a obrigação expressa nos contratos de concessão a implantação de obras de transmissão nos prazos constantes nos atos de outorga.

A Resolução Normativa ANEEL Nº 270/07 prevê no seu art. 11º- a formulação para desconto da RAP em função do atraso de obras, apresentada a seguir:

---

18 O Poder Concedente delegou à ANEEL a competência para realização de leilões para exploração das atividades de Transmissão de Energia Elétrica e firmar Contratos de Concessão junto aos Concessionários.

(i) Nos primeiros 30 dias

$$D_{\text{atr}} = \sum_{i=1}^D \frac{PB}{D} \quad (2)$$

(ii) Do 31º ao 90º dia

$$D_{\text{atr}} \sum_{i=1}^D \frac{0,25xPB}{D} \quad (3)$$

Onde:

$D_{\text{atr}}$  = Desconto contabilizado do Pagamento Base a ser aplicado na remuneração da FT, que será liquidado após os quatro primeiros meses da entrada em operação da FT;

PB = Pagamento Base;

D = Quantidade de dias de atraso;

### **2.6.2. Análise dos prazos de implantação das obras de Transmissão.**

O acompanhamento da implantação das obras do Programa Determinativo da Transmissão é responsabilidade da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, área técnica da ANEEL responsável pela fiscalização dos serviços de comercialização, distribuição e transmissão.

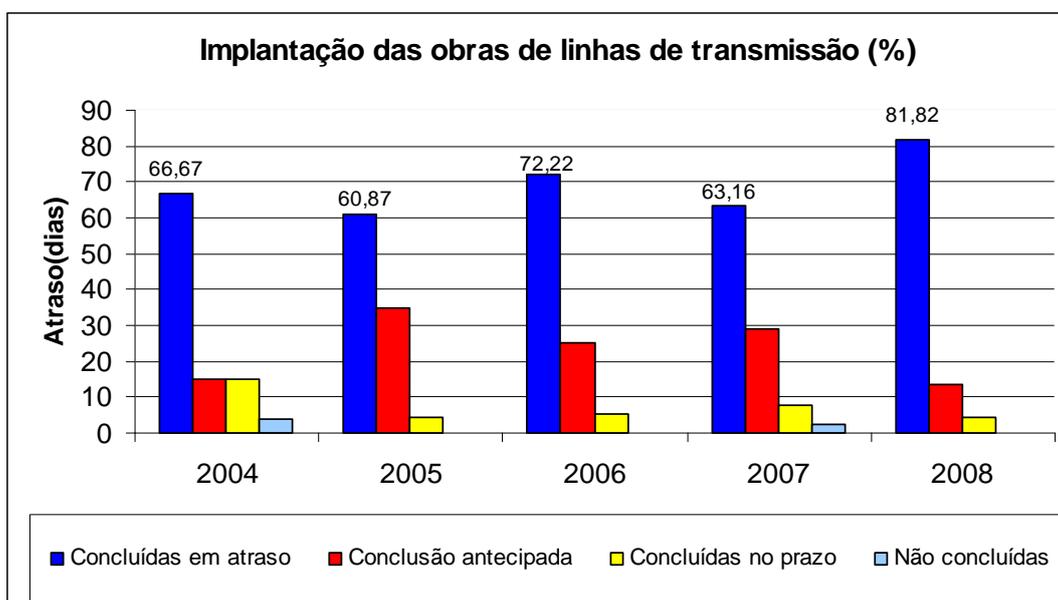
Todas as obras de transmissão outorgadas pela ANEEL são acompanhadas e fiscalizadas, quando necessário, pelas equipes técnicas da SFE, quanto ao cumprimento dos cronogramas, como também nos aspectos de conformidade técnica.

Apesar da atuação da SFE na aplicação de medidas administrativas<sup>19</sup> com o objetivo de evitar os atrasos, por meio da análise de relatórios gerenciais publicados é possível constatar uma

---

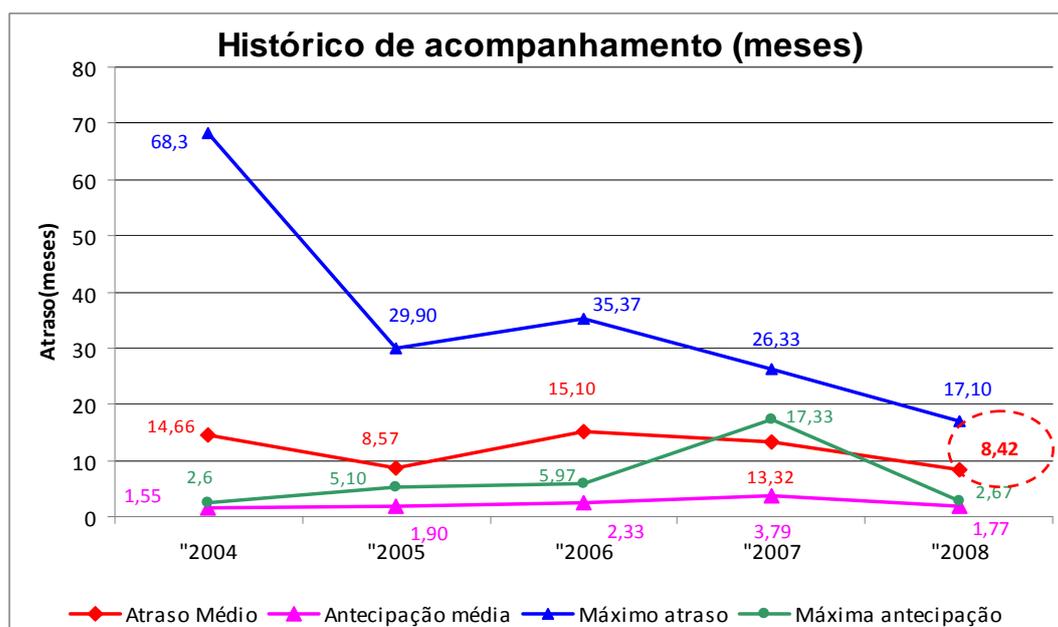
19 A Lei 9.427 de 26 de dezembro de 2006 estabelece no Inciso X do Art. 3º a competência a ANEEL para a fixação de multas administrativas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações elétricas quando do descumprimento de dispositivos legais ou regulamentares.

grande quantidade de atrasos na implantação dos empreendimentos, como pode ser visto na figura 8, a seguir:



**Figura 8- Implantação das Obras no SIN (Fonte: ANEEL: Relatório de Acompanhamento das Obras de Transmissão)**

Com base nos relatórios divulgados anualmente pela ANEEL é possível analisar o acompanhamento dos prazos de implantação das obras no sistema de transmissão, que se encontram apresentados no gráfico a seguir:



**Figura 9 - Histórico de Implantação das Obras no SIN (Fonte: ANEEL: Relatório de Acompanhamento das Obras de Transmissão)**

Como pode ser visto o atraso médio na implantação dos empreendimentos de transmissão situam-se em torno de 9 meses, basicamente 3 vezes o prazo limite de descontos definido na Resolução Normativa N° 270/07.

## **2.7. Conclusões**

Neste capítulo foram apresentadas as principais características do Sistema Elétrico Brasileiro, e mais detalhadamente a organização do negócio da transmissão, desde o processo de outorga, definição da composição da remuneração das instalações de transmissão e os aspectos relacionados à regulação técnica do serviço.

Apesar de não se ter buscado realizar uma crítica profunda dos processos, é possível chegar às seguintes conclusões:

- O modelo de definição de receitas (para fins de autorização ou licitação) e de reposicionamento do nível tarifário ao final de cada ciclo vem promovendo a atratividade de investimentos na expansão do sistema, como pode ser comprovado pela grande expansão verificada do sistema de transmissão.
- Outro ponto que vale destacar é a aplicação de mecanismos que incentivam a manutenção e operação adequada dos ativos e o cumprimento do Planejamento Determinativo da Transmissão.
- Tais incentivos estão associados às disponibilidades dos ativos de transmissão, por meio da aplicação de descontos na remuneração das concessionárias de transmissão caso a duração e a frequência dos desligamentos programados e não-programados ultrapassem índices definidos pelo órgão regulador, bem como as instalações de transmissão não sejam disponibilizadas nos prazos indicados nos atos de outorga, entretanto a aplicação dos descontos não considera a importância destas instalações das indisponibilidades para a operação do sistema.
- Uma outra conclusão importante é que apesar do pouco tempo de aplicação da regulamentação, não tem induzido a conclusão das obras nos prazos previstos.

### **3. MODELO PROPOSTO**

#### **3.1. Introdução**

Sistemas Elétricos de potência devem operar de forma otimizada com o menor custo possível, atendendo a critérios de segurança pré-estabelecidos. No Brasil, o agente responsável pela coordenação da operação do sistema elétrico - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza estudos do ponto de vista energético buscando otimizar a utilização dos recursos hídricos em conjunto com a geração térmica. Na realização destes estudos são avaliadas as séries hidrológicas históricas considerando cenários de afluências, com o objetivo de minimização dos custos operativos para atendimento as cargas [16].

Embora os estudos energéticos apontem para soluções eficientes, muitas vezes restrições elétricas impedem a realização dos despachos ótimos programados. Desta forma, o despacho definido pelo planejamento energético deverá sempre atender aos critérios definidos pelo planejamento elétrico, inclusive quando da indisponibilidade eventual de equipamentos da rede.

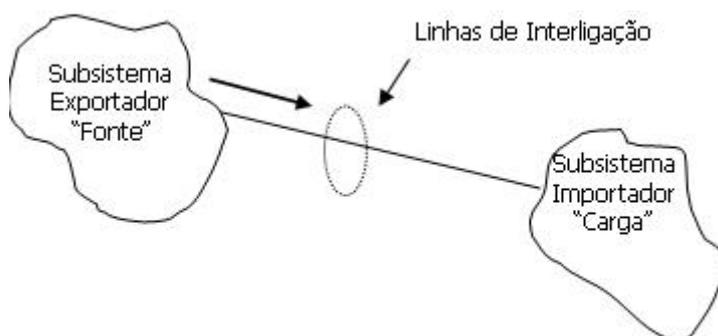
A atual regulação do negócio de transmissão de energia elétrica brasileiro prevê descontos na remuneração das transmissoras em função das indisponibilidades do serviço, não havendo qualquer sinalização dos impactos destas indisponibilidades no mercado de energia, seja na redução da Capacidade de Transmissão, elevação da utilização do sistema ou até mesmo no aumento dos custos de operação.

Neste capítulo é descrita a metodologia para o cálculo dos descontos na remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica em função das indisponibilidades dos ativos de transmissão ocasionados pelo atraso na implantação de obras do Programa Determinativo da Transmissão, considerando os impactos da redução da Capacidade de Transmissão do sistema e da elevação do Uso do sistema, respectivamente calculados por meio da *ATC (Available Transfer Capability)* e *EBE (Equivalent Bilateral Exchanges)*.

### 3.2. Capacidade de Transferências Disponíveis (*Available Transfer Capability – ATC*)

A Capacidade de Transmissão de um sistema elétrico pode ser definida como a máxima potência que pode ser transferida entre duas áreas previamente especificadas, sem comprometer a segurança do sistema elétrico. O termo “segurança” pode ser abordado sob diferentes critérios, por exemplo segurança estática ou dinâmica, mas de uma forma geral, significa afirmar que uma transferência de potência é segura quando atende a determinados critérios de avaliação.

A Figura a seguir, ilustra de forma simplificada o conceito da Capacidade de Transmissão entre duas áreas, onde um subsistema será exportador ou “fonte”, enquanto que a “carga” representa o subsistema importador.



**Figura 10 - Transferência de potência entre duas áreas**

O intercâmbio entre os dois subsistemas será calculado pelo somatório dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão que compõe a interligação, medidos nas barras de fronteiras entre as duas regiões consideradas, sendo a Capacidade de Transmissão dada pelo máximo intercâmbio seguro entre os dois subsistemas.

Informações referentes à máxima capacidade de transferência de potência são de importância fundamental para a operação de sistemas elétricos, desde as etapas de planejamento quando são identificados os reforços necessários, como na fase de operação, onde se faz necessário o conhecimento das máximas capacidades de transferências para operação do sistema dentro de limites seguros. Em um ambiente de mercado essas informações também são especialmente

relevantes, pois os limites podem ser interpretados como sinais econômicos aos agentes do setor, notadamente àqueles ligados à geração, comercialização e consumidores livres.

A quantidade de trabalhos dedicados a esta área de conhecimento vem crescendo de forma acelerada, principalmente após a publicação, em 1996, nos Estados Unidos, dos documentos [19] e [20]. Tais documentos, publicados pela Agência Federal Reguladora de Energia (*FERC – Federal Energy Regulatory Commission*), e ainda em vigor, estabelecem normas com o objetivo de aumentar a competição no mercado de energia elétrica, especialmente na referência [20], que define a necessidade do cálculo da Capacidade de Transmissão Disponível ou *ATC (Available Transfer Capability)* para cada área de controle, devendo estes valores serem publicados em um sistema de comunicação público o *OASIS (Open Access Same-Time Information System)*. Este sistema é acessível por todos os agentes do mercado de energia através de sistemas de mídia, como por exemplo, a Internet.

O objetivo da divulgação do valor da *ATC* em um ambiente de domínio público é fornecer sinais ao mercado sobre a capacidade de transferência de energia disponível entre os sistemas, estimulando a competição, principalmente onde a estrutura do mercado de energia é dominada por transações bilaterais<sup>20</sup>. Na prática a Capacidade de Transmissão disponível é calculada a partir da capacidade total de transmissão, conforme definido pelo *NERC<sup>21</sup> (North American Electric Reliability Council)* [21].

Para a realização dos cálculos de forma mais precisa deve-se considerar critérios de segurança estática e dinâmica do sistema. No caso da segurança estática, são avaliados apenas os níveis de tensão e os limites térmicos dos circuitos de transmissão através da solução do fluxo de potência da rede (regime permanente), enquanto que o termo “segurança dinâmica” é mais amplo e pode envolver diferentes formas de estabilidade, incluindo a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenas perturbações [16].

---

20 No Brasil existem dois ambientes de comercialização de Energia; o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres, este último assemelhando-se a um mercado de transações bilaterais.

21 Grupo Industrial Americano que trabalha no desenvolvimento de guias e padrões ligados ao planejamento e à operação de sistemas elétricos.

### **3.2.1. Cálculo da ATC em Regime Permanente**

Como já foi afirmado na seção 3.2, o cálculo da Capacidade de Transmissão deve levar em conta critérios de segurança estático e dinâmico. Entretanto, como será visto ao longo desse trabalho, não serão considerados critérios dinâmicos no cálculo da Capacidade de Transmissão total do sistema. Maiores informações, inclusive a formulação completa pode ser encontrada em [16].

A formulação estática ou de regime permanente é mais simples, uma vez que leva em conta apenas as variações de tensão e os limites térmicos das linhas de transmissão, avaliados por meio de ferramentas de análise de regime permanente, especialmente o fluxo de potência linearizado, o fluxo de potência convencional ou fluxo de potência ótimo [22-23]. Essa inclusive tem sido a abordagem historicamente praticada, principalmente pela rapidez e simplicidade, sendo utilizado com frequência na avaliação da segurança de tempo real para determinação da Capacidade de Transmissão [24-25].

### **3.2.2. Cálculo da ATC considerando contingências**

Sistemas de Transmissão não são infalíveis, portanto são sujeitos a falhas, que dependendo da importância dos circuitos em falha e o ponto de operação podem causar graves conseqüências ao sistema.

As falhas ocorridas nos sistemas de transmissão podem limitar a Capacidade de Transmissão e, portanto devem ser consideradas no seu cálculo. Desta forma, a rigor, no cálculo da Capacidade de Transmissão devem ser consideradas todas as contingências potenciais do sistema, tendo por base o critério “n-1”, que é normalmente utilizado para o planejamento e operação do sistema e define que o sistema deve ser capaz de suportar contingências simples na rede<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> No Brasil o agente operador tem considerado também o critério “n-2” para linhas de transmissão que compartilham a mesma estrutura (circuito duplo) ou que percorrem a mesma faixa de servidão.

Apesar de a idéia ser conceitualmente simples, o cálculo da Capacidade de Transmissão não consiste de uma tarefa trivial, principalmente para sistemas de grande porte, dada a necessidade de se considerar todas as prováveis contingências. Da mesma maneira, no ambiente de tempo real, a alta velocidade de processamento é fundamental, o que traz conflitos entre a exatidão e o desempenho computacional. Atualmente, a determinação de um procedimento para calcular a capacidade total de transmissão de forma confiável e rápida ainda constitui um grande desafio<sup>23</sup> para a operação de sistema em tempo real.

### **3.2.3. Modelo desenvolvido**

A proposta desenvolvida neste trabalho consiste de uma adaptação dos conceitos relacionados com o cálculo da Capacidade de Transmissão disponível em regime permanente para o desconto da RAP das transmissoras, tais descontos são ocasionados pela redução da Capacidade de Transmissão em função das indisponibilidades causadas por atrasos de obras.

No modelo desenvolvido para o cálculo da Capacidade de Transmissão foram considerados apenas os limites térmicos das Funções Linhas de Transmissão (FTs), apesar da metodologia poder ser aplicada indistintivamente para quaisquer outras Funções de Transmissão.

Para um sistema de transmissão típico será considerada uma obra de expansão e para essa topologia será calculada a Capacidade de Transmissão prevista para o sistema, considerando que esta obra iniciou operação comercial no prazo determinado.

Em seguida, serão avaliados os impactos na redução da Capacidade de Transmissão ocasionados pelo atraso da obra prevista, considerando, as contingências simples em todas as outras linhas de transmissão do sistema, respeitando-se o critério n-1.

Após a avaliação de todos os cenários possíveis, será identificada a contingência que possui maior impacto na redução da capacidade do sistema, ou seja, o menor valor da *ATC* que será

---

<sup>23</sup> Para melhorar o desempenho computacional, pode ser inserido no método de decomposição, um esquema paralelo de solução para as contingências.

utilizado na métrica para o cálculo do fator de desconto da RAP em função da redução da Capacidade de Transmissão do sistema.

### **3.2.4. Formulação Matemática da parcela de desconto da RAP considerando o ATC**

A formulação matemática desenvolvida para o cálculo da ATC considera apenas as restrições de segurança associadas aos limites térmicos das linhas de transmissão avaliados por meio de um fluxo de potência linear ótimo para o cálculo dos fluxos das linhas de transmissão e as gerações nas barras, conforme modelagem a seguir:

#### **i) Formulação do Fluxo de Potência Linear Ótimo**

O objetivo do fluxo de potência ótimo é o atendimento das cargas do sistema com o mínimo custo de geração, respeitando-se os critérios de segurança do sistema. A função objetivo a ser minimizada é apresentada, na forma vetorial, a seguir:

$$\text{Min } e^T \cdot C \cdot (P_g) \quad (4)$$

Em que cada coeficiente do vetor “C”, representa o custo de geração de cada usina do sistema; “e” representa o vetor soma com coeficientes iguais a 1 e tamanho igual a n.

Em um sistema sem perdas a solução do fluxo de potência deve atender às leis de Kirchoff e, portanto a função objetivo (4) deve atender a seguinte relação:

$$P_g - P_d = B \cdot \delta \quad (5)$$

Onde B é a matriz de susceptância,  $\delta$  é o vetor de ângulos das tensões das barras,  $P_g$  é o vetor de geração e  $P_d$  o vetor de cargas nas barras do sistema.

O processo de otimização deverá atender também aos critérios de segurança referente aos limites dos fluxos nas linhas de transmissão ( $-f^{\max}, f^{\max}$ ) e potência gerada nas unidades de geração ( $P_g^{\min}, P_g^{\max}$ ) representadas por:

$$-f^{\max} \leq H.\delta \leq f^{\max} \quad (6)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (7)$$

## ii) Cálculo da ATC

A eq. (8), descrita abaixo, é utilizada para se obter a Capacidade de Transmissão do sistema em condições normais ( $ATC_L^o$ ), por patamar de carga  $L$ , ou seja, considerando a entrada em operação da obra de expansão prevista para o sistema a ser analisado.

$$ATC_L^o = \sum_k (f_k^{\max} - |f_k^o|) \quad (8)$$

Onde  $f_k^o$  representa os fluxos de potência nas  $k$  linhas de transmissão, para as condições normais de operação considerando a obra de expansão  $i$  integrada no sistema.

O impacto do atraso na entrada em operação da obra de expansão  $i$  na variação da Capacidade de Transmissão ( $ATC_L^i$ ), por patamar de carga, é obtido através da eq.(9):

$$ATC_L^i = \sum_k (f_k^{\max} - |f_k^i|) \quad (9)$$

Os fluxos calculados no sistema considerando o atraso da obra de expansão  $i$  serão representados por  $f_k^i$ .

A partir da eq.(10), a Capacidade de Transmissão será calculada considerando o atraso da obra de expansão “ $i$ ” associado as contingências em todas as linhas de transmissão do sistema, atendendo ao critério “ $n-1$ ”, também por patamar de carga, sendo identificada a Capacidade de Transmissão mínima ( $ATC_{\min,L}^{ic}$ ).

$$ATC_{\min,L}^{ic} = \text{Min}_{c=1\dots n} \{f_k^{\max} - |f_k^{ic}|\} \quad (10)$$

Onde  $f_k^{ic}$  representa os fluxos calculados considerando o atraso da obra de expansão “ $i$ ” e as contingências “ $c$ ” no sistema. Em todos os casos  $f_k^{\max}$  representa os valores dos limites máximos de fluxo devido a restrições térmicas e de estabilidade das linhas de transmissão.

### iii) Desconto da RAP considerando a redução da ATC

Os valores de  $ATC$  calculados em ii) serão utilizados para obtenção dos fatores de descontos, por patamar de carga, considerando o impacto do atraso na implantação da obra de expansão, como pode ser observado na eq.(11) :

$$f_L^{ATC} = \frac{(ATC_L^o) - \text{Min}\{(ATC_L^i), (ATC_{\min,L}^{ic})\}}{(ATC_L^o)} \quad (11)$$

O fator de desconto calculado na eq. (11), a ser considerado na formulação dos descontos em função da redução da Capacidade de Transmissão disponível deve levar em conta a condição mais insegura de operação do sistema, ou seja, será aplicado o maior fator de desconto, considerando os patamares de carga analisados para o cálculo do desconto na RAP, conforme equação 12, logo a seguir:

$$F_L^{ATC} = \text{Max}\{f_d^{ATC}\} \quad (12)$$

Onde  $F_L^{ATC}$  representa o impacto relativo mais severo na redução da Capacidade de Transmissão devido ao atraso na implantação da obra de expansão analisada.

Dessa forma, o desconto da receita da concessionária de transmissão será calculada levando-se em conta o máximo fator de desconto, por patamar de carga calculado na eq.(12) associado ao período do atraso em dias ( $T_{\text{dia}}$ ) e o Pagamento Base normalizado para a base diária ( $PB_{\text{dia}}$ ), conforme formulação descrita a seguir:

$$\text{Desc}_i^{ATC} = F_L^{ATC} * PB_{\text{dia}} * T_{\text{dia}} \quad (13)$$

### **3.3. Intercâmbios Bilaterais Equivalente (*Equivalente Bilateral Exchanges -EBE*)**

O sistema de transmissão é formado de dezenas, centenas de linhas de transmissão, cada uma tendo a sua parcela de importância para a operação do sistema. Dependendo da configuração do sistema e patamar de carga praticado as instalações de transmissão podem estar sendo utilizadas em níveis abaixo ou próximos dos seus limites operacionais, repercutindo em uma utilização total maior ou menor do sistema.

Por outro lado, a remuneração das instalações de transmissão não leva em conta a sua utilização efetiva, o que poderia parecer adequado, uma vez que a concessionária de transmissão não possui controle nos fluxos em seus circuitos que dependerão do despacho de carga realizado pelo operador do sistema elétrico. Entretanto, principalmente em condições de contingência, pela ausência de circuitos adjacentes, essas instalações terão possivelmente utilização acima do previsto.

Parece razoável deduzir que se o concessionário de transmissão contribuiu para uma operação degradada do sistema, por exemplo, não implantando uma expansão nos prazos definidos pelo planejamento setorial, essa situação deve ser quantificada e a remuneração do concessionário reduzida nesta mesma proporção.

Neste sentido, de forma a quantificar a utilização do sistema de transmissão será desenvolvida metodologia para desconto da RAP dos transmissores a partir da elevação do Uso do sistema com base no princípio do EBE – *Equivalent Bilateral Exchanges* ou Intercâmbios Bilaterais Equivalentes [26].

O EBE consiste de uma ferramenta inicialmente desenvolvida para alocação de custos de transmissão [26] baseada na quantificação do Uso das instalações de transmissão. Em outra aplicação recente [15] o princípio do EBE foi utilizado para o cálculo do rateio de pagamento dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS<sup>24</sup> pelos usuários do SIN, também com base no Uso do sistema de transmissão. Através dos princípios teóricos do EBE é possível definir a importância de instalações de transmissão de acordo com o seu Uso pelo sistema.

---

24 O ESS - Encargos de Serviços do Sistema é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica. Esse custo é apurado pela CCEE e é pago pelos agentes de consumo aos agentes de geração.

A partir do conhecimento dos fluxos e gerações despachadas em um sistema elétrico, obtidos através de um método de análise de redes - fluxo de carga que atenda todas as restrições de geração e de fluxo nas linhas de transmissão e as Leis de Kirchoff, é possível afirmar<sup>25</sup> que cada injeção de geração flui em direção a todas as barras de carga, enquanto que cada demanda, barra de carga, é atendida por todas as injeções de geração. Em resumo, cada demanda é suprida por uma fração de cada gerador, proporcionalmente dividida entre todos os geradores. Analogamente, cada gerador supre uma fração de cada demanda proporcionalmente dividida entre todas as demandas.

A Formulação completa do Método do EBE encontra-se descrita no Apêndice A deste trabalho.

### **3.3.1. Formulação Matemática da parcela de desconto da RAP considerando o Uso do Sistema de Transmissão**

A formulação matemática para o desconto da receita das transmissoras, considerado o Uso do sistema, é semelhante aquela desenvolvida para os a redução da Capacidade de Transmissão do sistema.

Dessa forma, considerando a formulação do fluxo de potência apresentada na seção 3.2.4, e a descrição do princípio do EBE, constante no Apêndice, o cálculo do Uso do sistema e a métrica para desconto da RAP será apresentada a seguir:

#### **i) Cálculo do Uso do sistema**

Na eq. 14, descrita a seguir, o Uso do sistema, por patamar de carga, considerando que a obra de expansão prevista entrou em operação é calculado por:

$$USO_L^o = \sum_k |UL_k^o| \quad (14)$$

---

<sup>25</sup> Os efeitos das perdas não estão sendo considerados na análise

Onde  $UL_k^o$  representa o Uso das  $k$  linhas do sistema de transmissão, em MW, obtido pelo procedimento descrito no Apêndice deste trabalho e  $USO_L^o$  o valor total de Uso do sistema, por patamar de carga, também em MW.

O impacto da variação do Uso do sistema, por patamar de carga, em função do atraso na entrada em operação da obra de expansão  $i$  é avaliada através da eq.15.

$$USO_L^i = \sum_k |UL_k^i| \quad (15)$$

Sendo  $UL_k^i$  o Uso das " $k$ " linhas do sistema de transmissão e  $USO_L^i$  o Uso total do sistema, por patamar de carga, considerando o atraso na entrada em operação da obra de expansão " $i$ " expressos em MW.

A eq. 16 calcula o Uso do sistema considerando o atraso da obra de expansão " $i$ " associado às contingências em todas as linhas de transmissão do sistema, por patamar de carga e em todos os casos atendendo ao critério "n-1", sendo identificado o máximo Uso do Sistema ( $USO_{\max,L}^{ic}$ ).

$$USO_{\max,L}^{ic} = \sum_k |UL_k^{ic}| \quad (16)$$

Onde  $UL_k^{ic}$  representa o Uso das linhas de transmissão do sistema e  $USO_{\max,L}^{ic}$  o máximo Uso do sistema, por patamar de carga, selecionado entre as " $c$ " contingências do sistema expressos em MW.

## ii) Desconto da RAP considerando a elevação do Uso do sistema

A formulação do cálculo do Uso do sistema apresentada em i) será utilizada para obtenção dos fatores de desconto, por patamar de carga, em função da elevação do Uso decorrentes do atraso na implantação da obra de expansão prevista, por meio da expressão proposta na eq.(17) :

$$f_L^{USO} = \left( \frac{\text{Max}\{(USO_L^i), (USO_{\text{max},L}^{ic})\} - (USO_L^o)}{(USO_L^o)} \right) \quad (17)$$

O fator de desconto calculado na equação acima deverá considerar a condição de máximo Uso das instalações de transmissão, ou seja será aplicado o maior fator de desconto, considerando os patamares de carga analisados, para o cálculo do desconto na RAP, conforme equação 18, logo a seguir:

$$F_L^{USO} = \text{Max}\{f_L^{USO}\} \quad (18)$$

Onde  $F_L^{USO}$  representa o impacto relativo mais severo de elevação do Uso do sistema devido atraso na implantação da obra de expansão avaliada.

O desconto na receita da concessionária de transmissão devido a elevação do Uso, será calculado levando-se em conta o máximo fator de desconto, por patamar de carga, calculado na eq.(18) associado ao período do atraso em dias ( $T_{\text{dia}}$ ) e o Pagamento Base normalizado para a base diária ( $PB_{\text{dia}}$ ), conforme eq. 19, descrita a seguir:

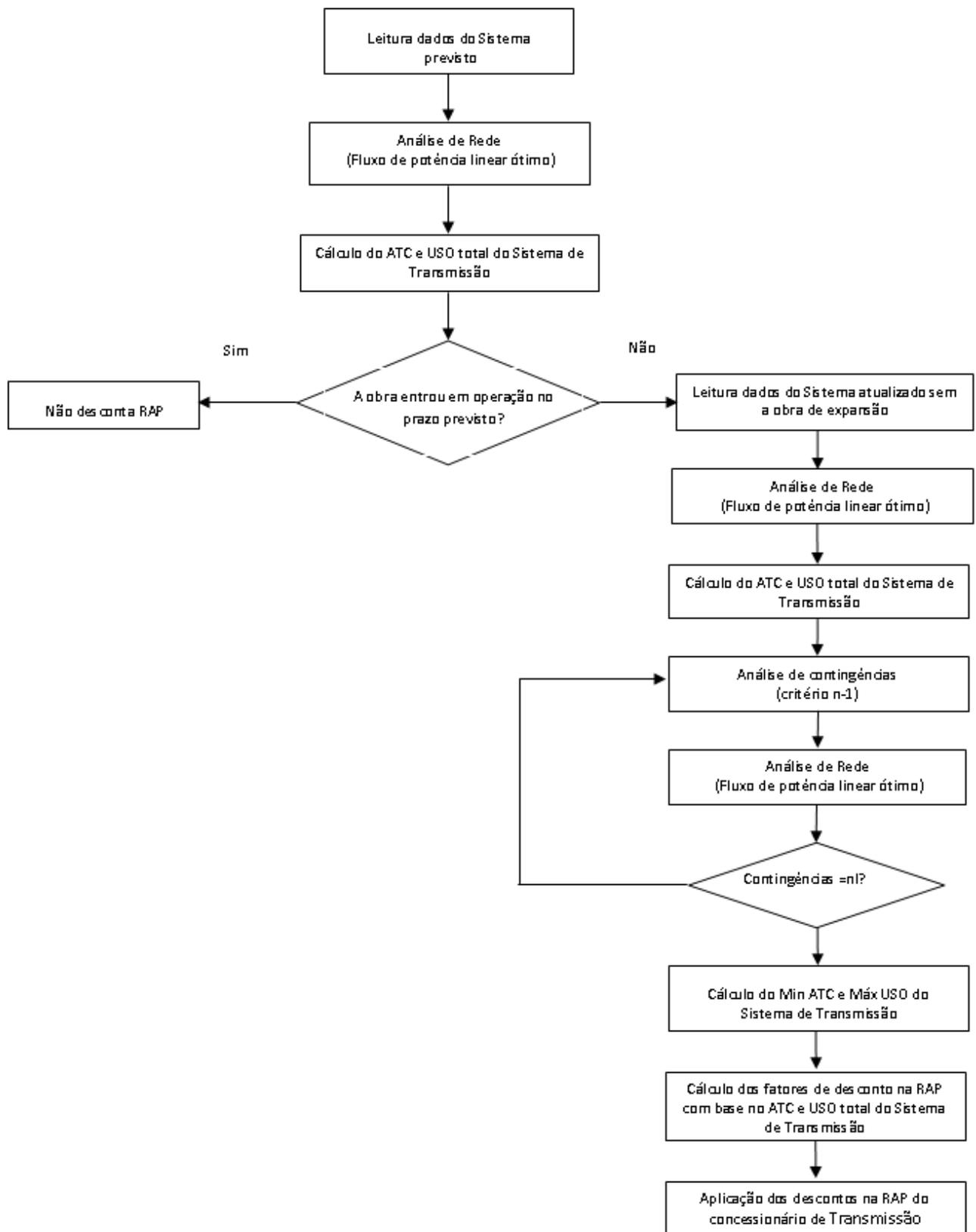
$$\text{Desc}_i^{USO} = F_L^{USO} * PB_{\text{dia}} * T_{\text{dia}} \quad (19)$$

### **3.4. Avaliação conjunta dos efeitos da redução da ATC e elevação do Uso das instalações de transmissão**

O desconto na RAP em função das indisponibilidades dos ativos de transmissão causadas por atrasos de obras será calculado com base na soma dos fatores de descontos considerando a redução da Capacidade de Transmissão e elevação do Uso do sistema de transmissão, conforme eq. 20, descrita a seguir:

$$\text{Desc}_i^{RAP} = \text{Desc}_i^{ATC} + \text{Desc}_i^{USO} \quad (20)$$

A Figura 11 apresenta o fluxograma simplificado do modelo de desconto da RAP, considerando as variações na ATC e Uso total do sistema.



**Figura 11 – Fluxograma Simplificado do Modelo de Desconto da RAP por atraso de obra considerando a variação da ATC e Uso do sistema**

Os critérios propostos acima para desconto da RAP da concessionária de transmissão levará em conta os impactos do atraso da obra de expansão para a redução da Capacidade de Transmissão e elevação do Uso previsto do sistema elétrico a ser estudado.

Neste sentido, para a configuração prevista no planejamento, serão calculados os fluxos de potência nas linhas de transmissão e os valores de geração nas usinas por meio de um fluxo de potência ótimo (FPO), atendendo todas as restrições de segurança, para avaliação da Capacidade de Transmissão e Uso previstos para o sistema de transmissão.

É importante destacar que o problema do planejamento da transmissão não está sendo abordado, uma vez que na solução do problema considerou-se como premissa que a indicação da obra de expansão da transmissão atendeu todos critérios técnicos e econômicos dos estudos de planejamento.

A aplicação dos descontos na RAP somente ocorrerá se for verificado o atraso e portanto o descumprimento das obrigações contratuais da concessionária de transmissão na implantação de obras do Planejamento Determinativo da Transmissão.

Sendo configurado o atraso na entrada em operação da obra de expansão indicada, serão avaliados os impactos na redução da Capacidade de Transmissão e Uso do sistema considerando a ausência desta obra associada a todas as contingências do sistema atendendo ao critério n-1.

O desconto na receita da concessionária de transmissão será calculado com base na(s) contingência(s) responsáveis pela maior redução da Capacidade de Transmissão e elevação do Uso do sistema, ou seja os descontos serão aplicados com base em critério discriminatório que levará em conta o impacto da indisponibilidade da linha de transmissão em função do atraso.

### **3.5. Processo de Apuração das Indisponibilidades dos Ativos de Transmissão para descontos na RAP**

A administração do sistema de transmissão é responsabilidade do Operador Nacional do

Sistema Elétrico - ONS nos seus aspectos técnicos e também financeiros.

Nos aspectos técnicos o ONS realiza a operação do sistema elétrico, atuando diretamente na supervisão e controle da operação do sistema, além de atuar decisivamente no planejamento de curto prazo na indicação de reforços e melhorias, além de colaborar na elaboração do planejamento de longo prazo junto a Empresa de Pesquisa Energética -EPE.

Nos aspectos administrativos e financeiros o ONS realiza a administração dos vários contratos e os respectivos fluxos financeiros originados nas relações entre os agentes conectados a Rede Básica, que vão desde os contratos de compartilhamento de instalações, conexão e encargos de Uso do sistema, além das apurações de indisponibilidades das instalações de transmissão.

O atraso na entrada em operação das obras de transmissão consiste da indisponibilidade do serviço de transmissão e portanto passivo de descontos na remuneração das concessionárias de transmissão, sendo esses descontos liquidados após os 4 primeiros meses de entrada em operação da obra, vencido os 6 (seis) meses de carência definidos na regulamentação.

A implementação da métrica proposta poderia facilmente ser incorporada às rotinas da apuração de indisponibilidades e aplicação dos descontos, uma vez que a formulação é bastante simples, de fácil implementação e todas as informações necessárias para o cálculo dos descontos já são gerados normalmente pelo ONS e são de domínio público, pois consistem basicamente dos fluxos nas linhas de transmissão e o despacho das usinas.

### **3.6. Conclusões**

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias que serão utilizadas conjuntamente na para desconto da RAP por indisponibilidades em função dos atrasos na implantação de obras do Programa Determinativo da Transmissão.

Ambas as abordagens tem como foco principal a inclusão de métrica discriminatória para desconto da RAP em função da contribuição do atraso para a implantação de obra de expansão na redução da confiabilidade do sistema, através da diminuição da Capacidade de

Transmissão do sistema e a elevação do Uso das instalações disponíveis.

A principal característica da proposta reside na inclusão de métrica discriminatória nas regras de descontos do pagamento fixo da concessionária de transmissão considerando a importância das indisponibilidades decorrentes do atraso de obras, ou seja, indisponibilidades que impactam de forma decisiva no sistema, seja nas questões de segurança representadas pela redução da Capacidade de Transmissão ou Uso do sistema de transmissão.

Um outro aspecto importante é que a rotina de apuração dos descontos por indisponibilidade não seria modificada em seus aspectos conceituais, ou seja continuaria sendo realizada normalmente pelo ONS, mas levaria em conta a métrica discriminatória proposta.

#### 4. APLICAÇÃO NUMÉRICA EM SISTEMAS EXEMPLO

A metodologia proposta foi implementada computacionalmente em ambiente MATLAB®, versão 7.0.1. Para a obtenção dos dados de entrada, um programa de Fluxo de Carga Ótimo (FPO) foi implementado no mesmo ambiente para obtenção dos níveis ótimos de geração e fluxos nas linhas de transmissão considerando dois patamares de carga.

Serão realizados dois estudos de caso utilizando os dois sistemas de potência: um sistema de 5 (cinco) barras, extraído da literatura [15], e o sistema IEEE de 14 barras (IEEE-14). Para estes sistemas, são realizadas comparações entre a metodologia proposta e a regulamentação em vigor.

Para cada sistema serão previstas obras de expansão e realizados estudos para a identificação das condições ideais, ou seja, qual a Capacidade de Transmissão e o Uso esperado com a obra integrada aos sistemas em estudo.

É importante ressaltar que as obras indicadas para expansão não foram suportadas por estudos prévios de planejamento, ou seja, o critério de indicação das obras não obedeceu ao rigor necessário dos estudos de planejamento.

Em seguida, considerando-se a ausência da obra prevista, isoladamente e associado a todas as contingências possíveis, respeitando-se o critério n-1, serão realizados novos despachos econômicos para cada topologia do sistema, calculando para cada caso os valores das Capacidades de Transmissão e Uso do sistema com o objetivo de identificar e quantificar os cenários mais severos para serem utilizados nas formulações de cálculo dos descontos da RAP das concessionárias de transmissão associado ao atraso para entrada em operação das obras previstas.

Por simplicidade em todas as simulações no sistema de 5 barras será considerada uma remuneração típica de uma linha de transmissão a ser construída e posta em operação de R\$ 3.600.000,00 (Três milhões e seiscentos mil reais) e para o sistema de 14 barras será considerado o dobro da receita R\$ 7.200.000,00 (Sete milhões e duzentos mil reais)

Considerando a grande quantidade de simulações necessárias, mesmo para sistemas de pequeno porte, como o de 5 (cinco) barras, não serão apresentados os resultados de todas as

simulações. Entretanto, para os sistemas elétricos analisados, serão apresentados os resultados referentes aos sistemas base, considerando a obra de expansão integrada ao sistema e o caso dos atrasos na implantação das obras, sendo omitidos todos os resultados relacionados às análises de contingências. Entretanto, no final de cada seção será apresentada tabela resumo contendo os resultados das simulações realizadas.

#### 4.1. Sistema de 5 barras

O sistema exemplo consiste [15] de 5 (cinco) barras contendo geração nas barras 1, 3 e 4 e carga em todas as barras que são interligadas por 6 linhas de transmissão, sendo prevista a construção de um circuito adicional de transmissão interligando as barras 2 e 5, como pode ser observado na Figura 12.

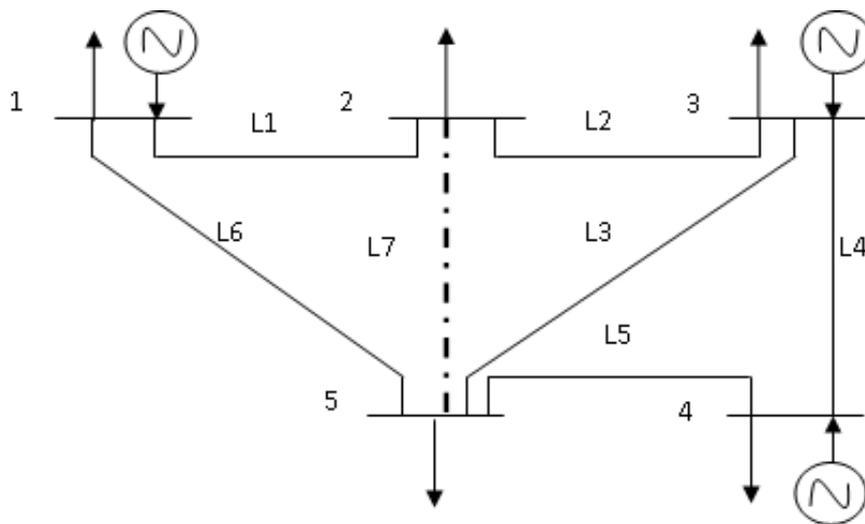


Figura 12 - Sistema exemplo 5 Barras

Na tabela 2 encontram-se os dados da rede, representados pela localização das linhas de transmissão na coluna 1, dados de reatância expressos em PU (Por Unidade) na coluna 2 e os limites de fluxo devidos as restrições térmicas e de estabilidade na coluna 3.

**Tabela 2 – Dados das Linhas de Transmissão**

Linhas	Reatância (P.U)	Fluxo_max (MW)
1-2	0.168	250
2-3	0.126	250
3-5	0.210	250
3-4	0.336	250
4-5	0.252	250
5-1	0.126	250
2-5	0.126	250

Na tabela 3, são identificadas as unidades geradoras na coluna 1, com os limites de geração de potência ativa indicadas nas colunas 2 e 3 e os coeficientes de custos de geração  $c$ ,  $b$  e  $a$  modelados a partir da função custo:  $C_i(P_{gi}) = c_0 + a_i.P_{gi} + \frac{1}{2} b_i.P_{gi}^2$

**Tabela 3 – Dados das Gerações do Sistema de 5 barras**

Barras	Geração		$c_0$ (R\$/h)	a (R\$/MWh)	b (R\$/MWh <sup>2</sup> )
	Mín.	Máx.			
1	0	500	0	20	0.040
3	0	500	0	25	0.045
4	0	500	0	56	0.040

As cargas do sistema estão identificadas na tabela 4, descrita logo a seguir.

**Tabela 4 – Dados das Cargas do Sistema de 5 barras**

Barras	Carga(MW)
1	45
2	162,5
3	74,95
4	136,31
5	90
Total	508,76

## 4.2. Resultados das simulações do sistema de 5 barras

Serão apresentados, na sequência, os resultados das simulações do sistema de 5 barras considerando as cargas apresentadas na tabela 4, aqui identificado como patamar de carga 1.

### 4.2.1. Patamar de carga 1

Para o sistema de 5 barras são realizadas simulações envolvendo diversas topologias com o objetivo de investigar as variações da Capacidade de Transmissão (*ATC*) e Uso do sistema

As variações na topologia consistem da simulação do sistema incluindo a obra de construção da linha de transmissão 7 (L7) entre as barras 2 e 5, identificado como sistema base e em seguida são realizadas simulações contemplando a ausência da linha de transmissão 7 (L7), associada às contingências nos demais circuitos de transmissão do sistema, respeitando-se o critério n-1.

Em função da grande quantidade de simulações necessárias para análise de contingências, os resultados não serão apresentados individualmente, entretanto constarão em tabela resumo que será apresentada na seção seguinte.

#### Sistema Base

**Tabela 5 – Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema base de 5 Barras para o patamar de carga 1**

GERAÇÃO ÓTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1)	298.76		45.00		
( 2)	0.00		162.50		
( 3)	210.00		74.95		
( 4)	-0.00		136.31		
( 5)	-0.00		90.00		
TOTAL	508.76 MW		508.76 MW		
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1)	1	>	2	145.12	181.15
( 2)	2	>	3	-41.18	148.96
( 3)	3	>	5	38.98	80.77
( 4)	3	>	4	54.89	73.53
( 5)	4	>	5	-81.42	120.33
( 6)	5	>	1	-108.64	134.54
( 7)	5	>	2	-23.79	103.81
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
USO_TOTAL		843.08 MW			
ATC		1255.98 MW			
CUSTO_OPER		16780.00 R\$/h			

Para o atendimento da carga do sistema foram despachados os geradores mais econômicos, respectivamente os geradores G1 e G3, ficando o custo total de operação associado apenas a estas usinas.

Os fluxos nas linhas de transmissão ficaram abaixo das capacidades máximas de transporte.

### **Sistema com obra de expansão atrasada**

Na tabela 6, são apresentados os resultados das simulações considerando o atraso da obra de expansão, ou seja na ausência da linha de transmissão 7 (L7).

**Tabela 6 – Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 5 barras considerando atraso na obra de expansão**

GERAÇÃO OTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1)	298.76		45.00		
( 2)	-0.00		162.50		
( 3)	210.00		74.95		
( 4)	0.00		136.31		
( 5)	-0.00		90.00		
TOTAL	508.76 MW		508.76 MW		
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1)	1	> 2	135.80	189.78	
( 2)	2	> 3	-26.70	183.39	
( 3)	3	> 5	48.93	106.63	
( 4)	3	> 4	59.42	85.65	
( 5)	4	> 5	-76.89	119.91	
( 6)	5	> 1	-117.96	158.26	
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
USO_TOTAL		843.62 MW			
ATC		1034.30 MW			
CUSTO_OPER		16780.00 R\$/h			

Apesar da mudança na topologia do sistema, em função da ausência da linha de transmissão 7 (L7), não houve alteração do despacho realizado em relação ao caso base com a rede completa e, conseqüentemente, o custo total de geração também não foi alterado.

A Capacidade de Transmissão foi reduzida, enquanto que o Uso total do sistema ficou praticamente inalterado.

### 4.2.1.1. Cálculo dos descontos da RAP

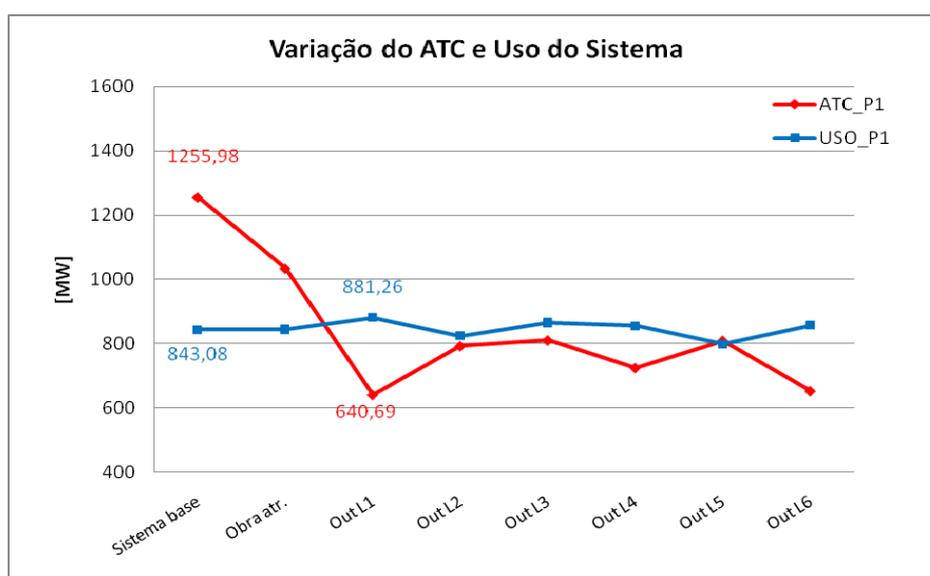
Nas simulações realizadas as indisponibilidades associadas à maior redução no *ATC* e o maior Uso do sistema foram identificadas para serem utilizados na métrica para o cálculo dos descontos na RAP. Na tabela 7 encontram-se os resultados da variação da *ATC* e Uso do sistema.

**Tabela 7 - Resultados da ATC e Uso no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1**

VETOR DE ATCs, E USO DO SISTEMA		
LINHA_OUT	ATC (MW)	USO (MW)
(base)	1255.98	843.08
(obra atr.)	1034.30	843.62
(1)	640.69	881.26
(2)	792.64	823.45
(3)	810.80	865.25
(4)	724.88	855.56
(5)	809.35	797.70
(6)	652.48	857.07

Os resultados acima mostram que o atraso na implantação da obra de expansão da linha de transmissão 7 (L7), associada a indisponibilidade da linha 1 (L1) foi responsável pela maior redução no *ATC* e elevação do Uso do sistema. De forma a destacar os efeitos analisados, na tabela 7, o menor valor da *ATC* foi grifado em vermelho e a maior elevação do Uso em azul.

Os resultados apresentados podem ser melhor observados a partir do gráfico a seguir:



**Figura 13 - Variação da ATC e Uso no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1**

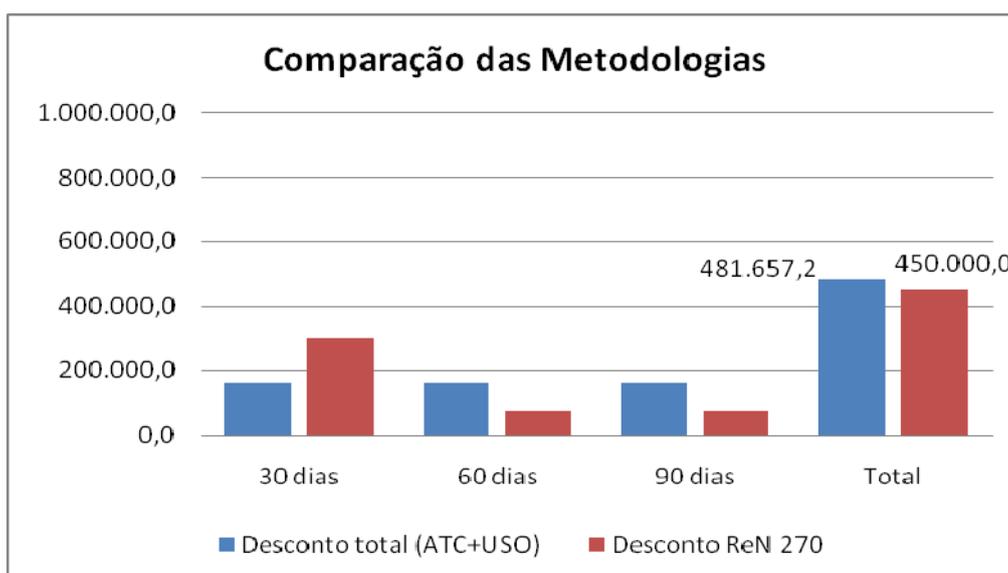
Na tabela 8, os valores de descontos calculados com a metodologia proposta foram comparados com os descontos previstos na regulamentação. Para facilitar a análise, foram mantidos os períodos de 30, 60 e 90 dias para desconto da RAP da concessionária de transmissão, previstos na Resolução Normativa ANEEL N° 270/2007.

**Tabela 8 - Descontos na RAP no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1**

DESCONTOS NA RECEITA ANUAL PERMITIDA				
ATRASO (Dias)	DESC_ATC (R\$)	DESC_USO (R\$)	TOTAL (R\$)	DESC_270 (R\$)
(30)	146966.51	13585.90	160552.41	300000.00
(60)	146966.51	13585.90	160552.41	75000.00
(90)	146966.51	13585.90	160552.41	75000.00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>440899.54</b>	<b>40757.70</b>	<b>481657.23</b>	<b>450000.00</b>

Observou-se que a parcela dos descontos relacionada à redução da *ATC* correspondeu à maior contribuição (em torno de 91%) enquanto que a parcela do Uso situou em torno de 9%. Esses resultados eram esperados, uma vez que a variação da *ATC* na condição de menor segurança e confiabilidade do sistema foi significativamente maior que a variação do Uso, acarretando na redução de 48% do *ATC* e elevação de apenas 5% do Uso do sistema, quando comparado ao caso base.

Os valores propostos ficaram acima dos previstos na regra atual, entretanto, não houve uma grande dispersão dos valores, que foram apenas 7% superiores, como pode ser visto a seguir:



**Figura 14 – Comparação da Metodologia e regra atual de descontos da RAP no Sistema de 5 Barras para o patamar de carga 1.**

## 4.2.2. Patamar de carga 2

O sistema de 5 barras da figura 12 será novamente avaliado, porém para um patamar de carga 45% superior ao inicial considerando os mesmos cenários avaliados para o patamar de carga 1, inclusive as análises de contingências, que serão apresentadas em tabela resumo no final desta seção.

### Sistema base

**Tabela 9 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema base de 5 Barras para o patamar de carga 2**

GERAÇÃO OTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1)	419.96		65.25		
( 2)	0.00		235.63		
( 3)	317.74		108.68		
( 4)	-0.00		197.65		
( 5)	0.00		130.50		
TOTAL	737.70 MW		737.70 MW		
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1)	1	>	2	202.62	257.15
( 2)	2	>	3	-67.01	218.51
( 3)	3	>	5	60.61	119.35
( 4)	3	>	4	81.45	107.65
( 5)	4	>	5	-116.20	174.51
( 6)	5	>	1	-152.09	191.27
( 7)	5	>	2	-34.00	150.43
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
				USO_TOTAL	1218.87 MW
				ATC	1036.02 MW
				CUSTO_OPER	27940.61 R\$/h

A elevação da carga do sistema forçou o aumento nos despachos das usinas G1 e G3, sem no entanto haver a necessidade do acionamento da usina G4, que é a mais cara. Em decorrência da elevação do nível de geração houve o aumento do custo de operação em 60%, quando comparado ao caso base no patamar de carga 1

Em função da elevação dos fluxos de potência para o atendimento das cargas houve aumento do Uso do sistema e redução do valor da ATC quando comparado com a mesma simulação

para o patamar de carga 1, embora os fluxos verificados nas linhas tenham ficado abaixo dos seus limites.

### **Sistema com obra de expansão atrasada**

Na tabela 10, são mostrados os resultados do despacho considerando o atraso da obra de expansão prevista, ou seja, na ausência da linha de transmissão 7 (L7) para o patamar de carga 2.

**Tabela 10 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 5 barras considerando atraso na obra de expansão**

GERAÇÃO OTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1 )	419.96		65.25		
( 2 )	-0.00		235.63		
( 3 )	317.74		108.68		
( 4 )	0.00		197.65		
( 5 )	-0.00		130.50		
TOTAL	737.70 MW		737.70 MW		
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1 )	1	>	2	189.31	270.98
( 2 )	2	>	3	-46.32	266.57
( 3 )	3	>	5	74.83	155.94
( 4 )	3	>	4	87.92	124.79
( 5 )	4	>	5	-109.73	173.52
( 6 )	5	>	1	-165.40	226.38
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
				USO_TOTAL	1218.19 MW
				ATC	826.49 MW
				CUSTO_OPER	27940.61 R\$/h

Não houve elevação no despacho de geração e custo de operação do sistema quando comparado com o caso base para o patamar de carga 2, contudo, como era esperado, houve redução no valor da ATC, além de uma pequena elevação do Uso.

### 4.2.2.1. Cálculo dos descontos da RAP

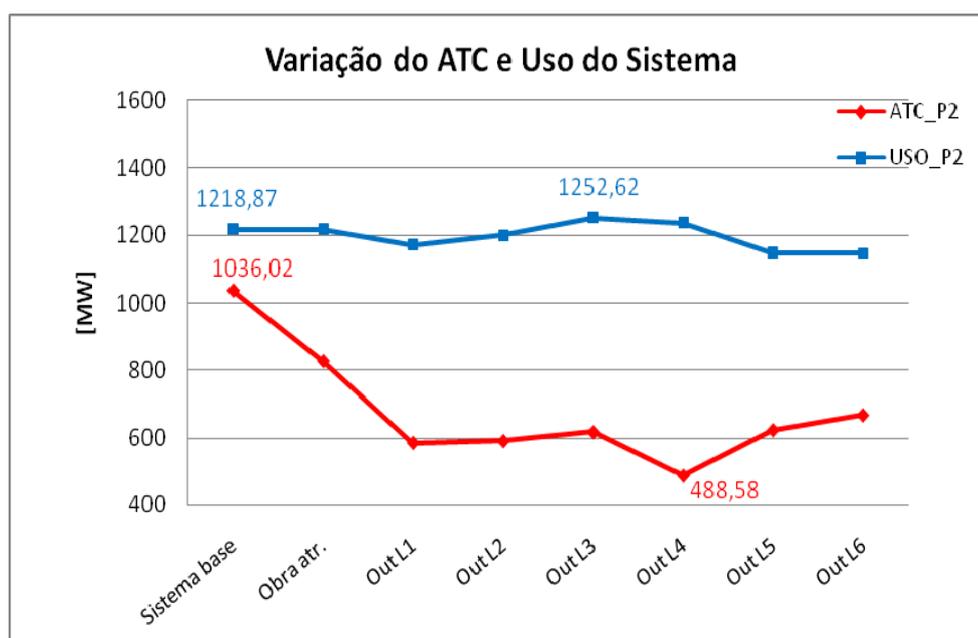
A maior redução da *ATC* foi verificada para a contingência na linha de transmissão 4 (L4) e a elevação do Uso para a contingência na linha de transmissão 3 (L3), ambas considerando também o atraso na implantação da obra de expansão.

Para as contingências destacadas o *ATC* reduziu em 53%, enquanto que a elevação do Uso do sistema foi de apenas 3%, conforme pode ser observado na tabela a seguir, com destaque para a indicação dos valores da *ATC* em vermelho e a maior elevação do Uso em azul.

**Tabela 11 - Resultados da *ATC* e Uso no sistema 5 Barras para o patamar de carga 2**

VETOR DE ATCs E USO		
LINHA_OUT	ATC (MW)	USO (MW)
(base)	1036.02	1218.87
(obra atr.)	826.49	1218.19
(1)	585.80	1172.03
(2)	590.97	1200.27
(3)	617.03	1252.62
(4)	488.58	1237.88
(5)	623.41	1148.08
(6)	667.28	1146.66

No gráfico da figura 15 as informações contidas na tabela 11 podem ser melhor observadas.



**Figura 15 - Variação da *ATC* e Uso no sistema de 5 Barras para o patamar de carga 2**

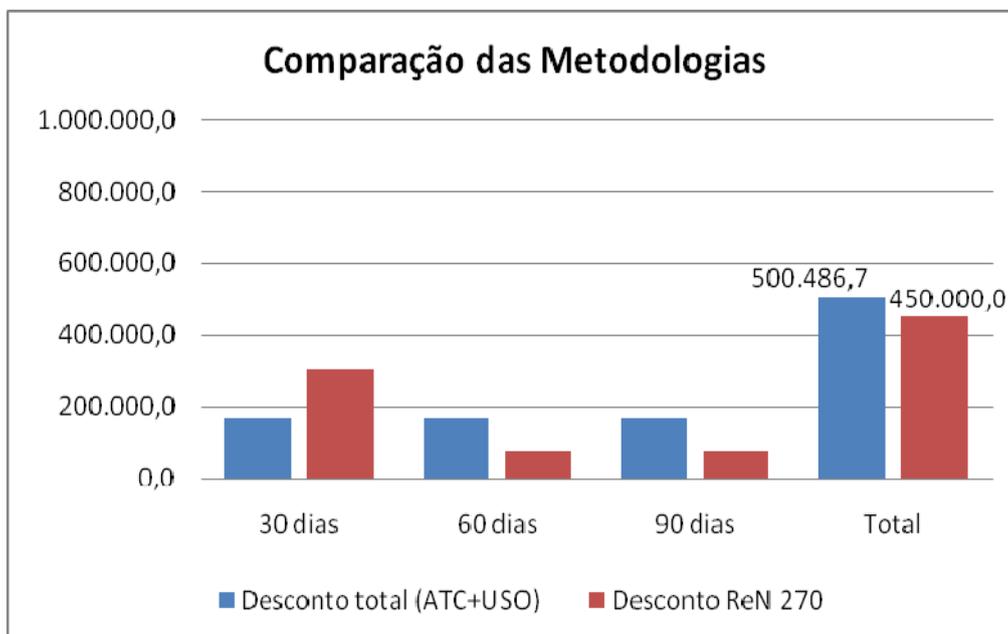
Na tabela 12, os valores de descontos calculados com a metodologia proposta foram comparados com os descontos previstos na regulamentação. Para facilitar a análise, foram mantidos os períodos de 30, 60 e 90 dias para desconto da RAP da concessionária de transmissão, previstos na Resolução Normativa ANEEL N° 270/2007.

**Tabela 12 - Descontos na RAP do sistema de 5 Barras para o patamar de carga 2**

DESCONTOS NA RECEITA ANUAL PERMITIDA				
ATRASO (Dias)	DESC_ATC (R\$)	DESC_USO (R\$)	TOTAL (R\$)	DESC_270 (R\$)
(30)	158522.04	8306.87	166828.91	300000.00
(60)	158522.04	8306.87	166828.91	75000.00
(90)	158522.04	8306.87	166828.91	75000.00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>475566.11</b>	<b>24920.62</b>	<b>500486.73</b>	<b>450000.00</b>

É possível perceber que a parcela dos descontos relacionada à redução da *ATC* continua representando a maior contribuição para o desconto (em torno de 95%), entretanto, quando comparado com o caso do patamar de carga 1 os descontos associados a elevação do Uso foram menores.

Na figura 16 são comparados os resultados dos descontos na RAP obtidos com a metodologia proposta e os estabelecidos na regra atual.



**Figura 16 - Comparação da Metodologia e regra atual de descontos da RAP no sistema de 5 Barras para o patamar de carga 2.**

Os descontos calculados da RAP foram superiores aos previstos na regulamentação atual em 10%. É importante destacar que apesar do valor final ser superior a regra atual, esta possui uma sinalização mais forte para os primeiros 30 dias de atraso, entretanto, como já foi apresentado no capítulo 2, os atrasos médios verificados na implantação de obras de transmissão são da ordem de 9 meses.

### 4.3. Conclusões simulações sistema de 5 barras

Os descontos propostos para o patamar de carga 1 foram menores que os apurados no patamar de carga 2, graças a maior contribuição na redução da *ATC* neste patamar de carga.

Na figura 17 são apresentadas as variações dos valores da *ATC* e *Uso* para os dois patamares de carga de analisados:

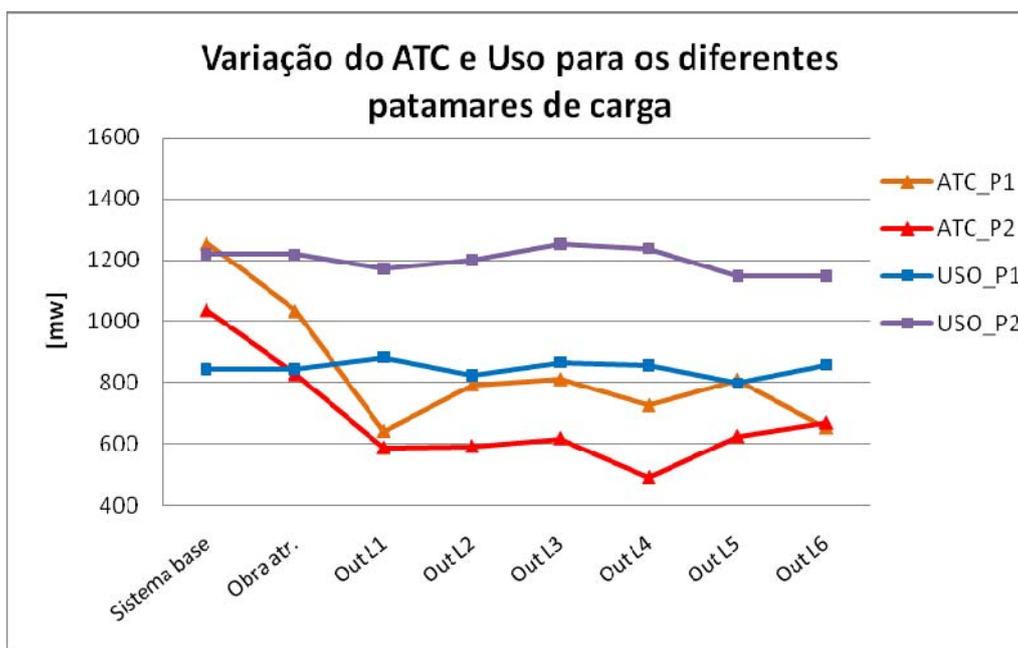


Figura 17 – Variação dos valores da *ATC* e *Uso* para os diferentes patamares de carga

A análise do gráfico acima mostra claramente que os valores calculados para o *ATC* e *Uso* apresentaram comportamentos semelhantes. Este efeito ocorreu em função do sistema

analisado ser de pequeno porte e com poucos recursos de transmissão e geração, mas principalmente pelas características de linearidade do sistema.

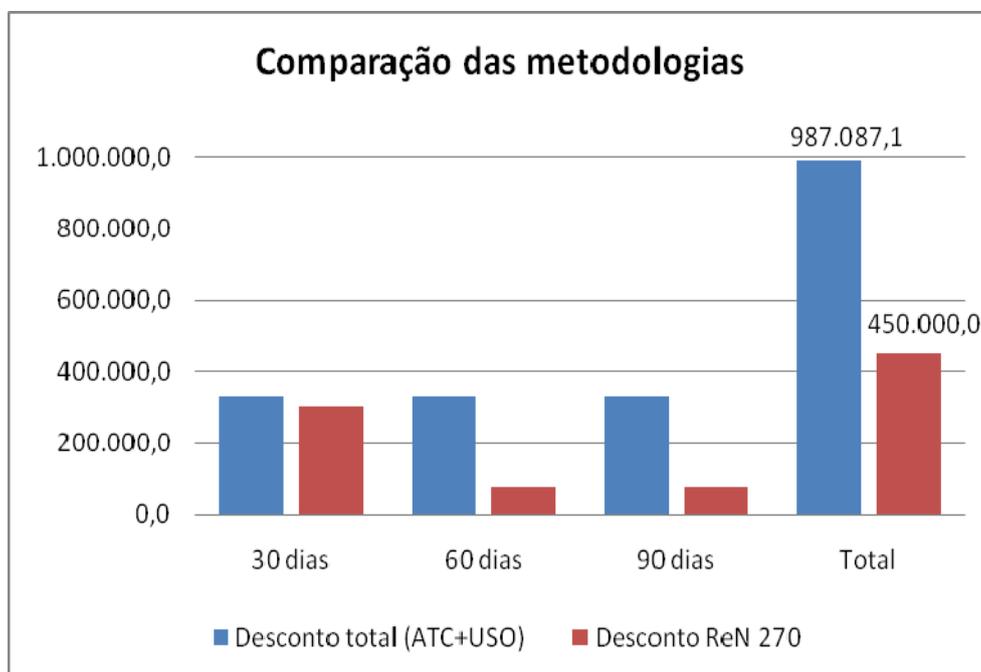
A metodologia proposta prevê que o cálculo dos descontos deve levar em conta a condição mais severa para a operação do sistema considerando os critérios de maior redução da *ATC* e elevação do Uso do sistema, em todos os patamares de carga analisados.

Dessa forma, de acordo com as eqs. (12) e (18) foram selecionadas as contingências mais críticas nos patamares de carga analisados para o cálculo dos descontos e que se encontram listados na tabela a seguir:

**Tabela 13 – Valores mensais dos descontos na RAP considerando as contingências mais críticas**

Critério	Solução base (MW)	Valores críticos (MW)	Descontos mensais apurados (R\$)		
			30	60	90
<i>ATC</i>	1255,98	488,58	183.299,10	183.299,10	183.299,10
Uso	843,08	1252,62	145.729,94	145.729,94	145.729,94
Totais			329.029,04	329.029,04	329.029,04

Os resultados apresentados são melhor visualizados no gráfico da figura 18:



**Figura 18 – Comparação dos descontos na RAP para o sistema de 5 barras considerando a Metodologia proposta e a Regra atual**

O desconto apurado, considerando a formulação proposta, foi superior em aproximadamente 119% dos estabelecidos na regra atual. A contribuição para os descontos na RAP da concessionária de transmissão decorrente do atraso na implantação da obra de expansão associado à pior contingência no sistema foram de 55% e 45%, respectivamente, para a redução da *ATC* e elevação do Uso.

Outra conclusão que pode ser observada é que o desconto nos 30 primeiros dias ficou aproximadamente igual ao definido na regulamentação atual, o que pode ser considerado como uma boa sinalização para estimular o cumprimento dos prazos, uma vez que em todas as análises individualizadas, por patamar de carga, os valores calculados eram sempre menores que os valores constantes na regra atual.

É importante destacar que o valor apurado para desconto na RAP da concessionária de transmissão considera a ocorrência de situação extrema e que somente ocorrerá se a empresa não cumprir suas obrigações contratuais na implantação de reforços e ampliações indicadas e sempre associada a uma condição insegura para operação do sistema.

Na próxima seção serão realizadas simulações em um sistema teste de maior porte e com maior robustez, onde será possível perceber uma diversidade maior nos resultados, embora as características de linearidade do modelo ainda serem bastante evidentes.



**Tabela 14 – Dados das Gerações do sistema de 14 barras**

Barras	Geração		c <sub>0</sub> (R\$/h)	a (R\$/MWh)	b (R\$/MWh <sup>2</sup> )
	Mín.	Máx.			
1	0	215	0	20	0.040
2	0	165	0	21	0.030
3	0	165	0	20	0.045
6	0	185	0	20	0.040
8	0	195	0	57	0.040

Os dados da rede representados pela localização das linhas na coluna 1, dados de reatância expressos em PU (Por Unidade) e os limites térmicos de fluxo devidos as restrições térmicas e de estabilidade, respectivamente nas colunas 2 e 3, encontram-se na tabela 15 a seguir:

**Tabela 15 – Dados das Linhas de Transmissão**

Linhas	Reatância (P.U)	Fluxo_max (MW)
1-2 *	0,0591	80
1-5	0,223	80
2-3 *	0,0989	120
2-4	0,1763	80
2-5	0,1738	60
3-4 *	0,086	40
4-5	0,0421	46
4-7	0,2091	40
4-9	0,5561	40
5-6	0,2520	60
6-11	0,1989	60
6-12	0,2558	40
6-13	0,1302	60
7-8	0,1761	40
7-9	0,11	80
9-10	0,0845	80
9-14	0,2703	70
10-11	0,192	50
12-13	0,1998	50
13-14	0,348	40

\* O valor representa a reatância equivalente dos circuitos

As cargas do sistema e suas localizações estão descritas na tabela 16 descrita a seguir:

**Tabela 16 – dados das cargas do sistema de 14 barras**

Barras	Carga(MW)
2	21,9
3	94,2
4	47,8
5	7,6
6	11,2
9	29,5
10	9
11	3,5
12	6,1
13	13,5
14	14,9
Total	259,0

#### **4.5.Resultados das simulações do sistema de 14 barras**

Nas tabelas a seguir são apresentados os resultados das simulações no sistema de 14 barras considerando as mesmas condições das simulações realizadas para o sistema de 5 barras.

##### **4.5.1. Patamar de carga 1**

O sistema de 14 barras da figura 19 é simulado em condições normais de operação considerando a obra de expansão integrada ao sistema e em seguida na ausência desta obra associada a todas as contingências nos demais circuitos, respeitando-se o critério n-1.

## Sistema Base

Na tabela a seguir encontra-se os resultados da simulação considerando o sistema a entrada em operação da obra de expansão prevista.

**Tabela 17 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo  
sistema base de 14 Barras para o patamar de carga 1**

GERAÇÃO ÓTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1 )	65.34		0.00		
( 2 )	70.45		21.90		
( 3 )	58.08		94.20		
( 4 )	0.00		47.80		
( 5 )	-0.00		7.60		
( 6 )	65.34		11.20		
( 7 )	-0.00		0.00		
( 8 )	-0.00		0.00		
( 9 )	-0.00		29.50		
(10)	0.00		9.00		
(11)	-0.00		3.50		
(12)	0.00		6.10		
(13)	-0.00		13.50		
(14)	-0.00		14.90		
<b>TOTAL</b>	<b>259.20 MW</b>		<b>259.20 MW</b>		
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1 )	1	>	2	65.34	65.34
( 2 )	2	>	5	17.08	28.65
( 3 )	2	>	3	45.16	76.73
( 4 )	2	>	4	29.73	38.23
( 5 )	2	>	5	21.91	36.76
( 6 )	3	>	4	9.04	78.40
( 7 )	4	>	5	-34.04	52.82
( 8 )	4	>	7	15.89	37.15
( 9 )	4	>	9	9.12	21.32
(10)	5	>	6	-2.64	62.49
(11)	6	>	11	18.72	27.36
(12)	6	>	12	9.37	9.96
(13)	6	>	13	23.41	25.50
(14)	7	>	8	0.00	0.00
(15)	7	>	9	15.89	37.15
(16)	9	>	10	-6.22	29.81
(17)	9	>	14	1.72	25.69
(18)	10	>	11	-15.22	26.79
(19)	12	>	13	3.27	9.64
(20)	13	>	14	13.18	23.54
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
				USO_TOTAL	713.32 MW
				ATC	859.07 MW
				CUSTO_OPER	5896.64 R\$/h

A carga do sistema foi atendida prioritariamente pelas usinas mais baratas (G1, G2, G3 e G6). A usina 8 (G8) que é a mais cara do sistema, não foi despachada.

Os limites nas linhas de transmissão ficaram abaixo de suas capacidades máximas. Destaque para o Uso e fluxo na linha de transmissão 14 (L14) que foram nulos, em razão deste componente está ligando de forma radial a usina G8, que não foi despachada.

## Sistema com obra de expansão atrasada

Na tabela 18, encontram-se os resultados das simulações considerando o atraso da obra de expansão prevista, ou seja, na ausência dos circuitos C2-L3 e o C2-L6.

**Tabela 18 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 14 barras considerando atraso na obra de expansão**

GERAÇÃO ÓTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)	(PD MW)			
( 1 )	65.34	0.00			
( 2 )	70.45	21.90			
( 3 )	58.08	94.20			
( 4 )	0.00	47.80			
( 5 )	-0.00	7.60			
( 6 )	65.34	11.20			
( 7 )	-0.00	0.00			
( 8 )	0.00	0.00			
( 9 )	0.00	29.50			
(10)	0.00	9.00			
(11)	-0.00	3.50			
(12)	0.00	6.10			
(13)	-0.00	13.50			
(14)	-0.00	14.90			
<b>TOTAL</b>	<b>259.20 MW</b>	<b>259.20 MW</b>			
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1 )	1	>	2	65.34	65.34
( 2 )	2	>	5	19.97	32.13
( 3 )	2	>	3	33.41	66.10
( 4 )	2	>	4	34.88	44.85
( 5 )	2	>	5	25.62	41.23
( 6 )	3	>	4	-2.71	70.40
( 7 )	4	>	5	-40.28	56.40
( 8 )	4	>	7	15.66	37.15
( 9 )	4	>	9	8.99	21.32
(10)	5	>	6	-2.29	62.89
(11)	6	>	11	18.93	27.51
(12)	6	>	12	9.40	9.99
(13)	6	>	13	23.52	25.60
(14)	7	>	8	0.00	0.00
(15)	7	>	9	15.66	37.15
(16)	9	>	10	-6.43	29.93
(17)	9	>	14	1.58	25.75
(18)	10	>	11	-15.43	26.92
(19)	12	>	13	3.30	9.66
(20)	13	>	14	13.32	23.63
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
			USO_TOTAL	713.94 MW	
			ATC	759.28 MW	
			CUSTO_OPER	5896.64 R\$/h	

Apesar da mudança na topologia do sistema com a indisponibilidade dos circuitos C2-L3 e o C2-L6 não houve alteração do despacho realizado em relação ao caso base e consequentemente o custo total de geração também não foi alterado, entretanto, a ATC foi reduzida, ficando o Uso total praticamente inalterado.

#### 4.5.1.1. Cálculo dos descontos da RAP

As indisponibilidades associadas à maior redução no *ATC* e o maior Uso do sistema foram identificadas para serem utilizados na métrica para cálculo dos descontos na RAP. Na tabela a seguir encontram-se os resultados da variação da *ATC* e Uso..

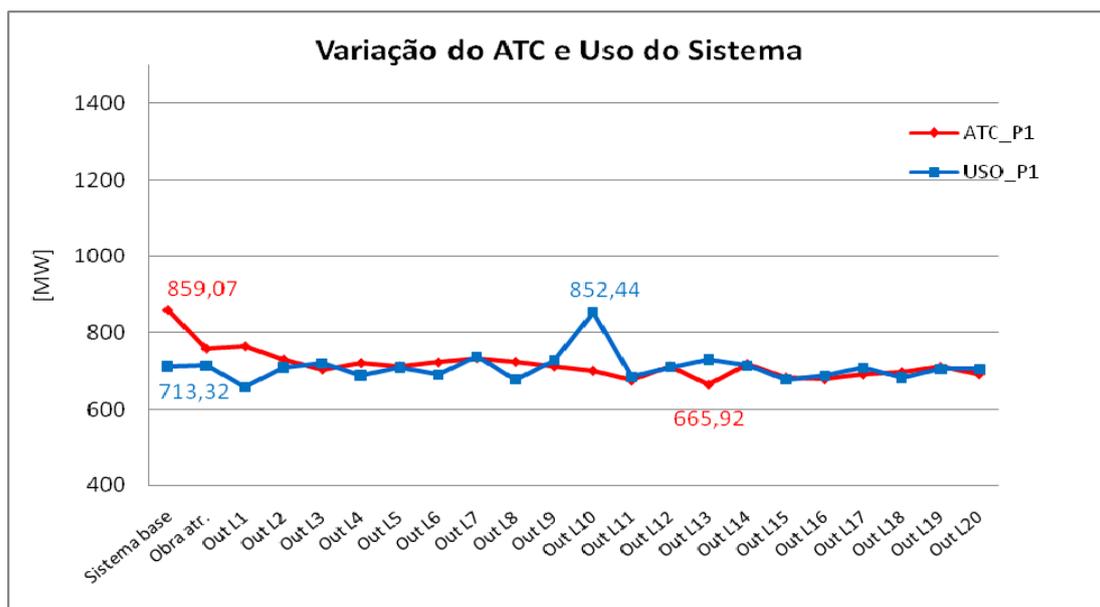
**Tabela 19 - Resultados da *ATC* e Uso no sistema 14 Barras para o patamar de carga 1**

VEI TOR DE ATCs E USO		
LINHA_OUT	ATC (MW)	USO (MW)
(base)	859.07	713.32
(obra atr.)	759.28	713.94
(1)	765.47	659.94
(2)	731.00	710.34
(3)	705.12	720.19
(4)	721.89	690.01
(5)	713.74	709.56
(6)	723.40	692.03
(7)	734.26	737.43
(8)	724.92	678.82
(9)	713.24	727.87
(10)	701.86	852.44
(11)	677.10	685.97
(12)	713.75	710.78
(13)	665.92	730.30
(14)	719.28	713.94
(15)	684.92	678.82
(16)	680.25	688.96
(17)	692.42	708.96
(18)	698.34	684.07
(19)	711.62	705.38
(20)	692.84	705.17

Os resultados acima confirmam a conclusão já observada para o sistema de 5 barras referente a redução da *ATC* com a indisponibilidade da obra de expansão e das contingências no sistema.

Apesar de não ter apresentado uma tendência bem definida para elevação do Uso, para algumas contingências foi possível constatar sua ocorrência, como pode ser observado nos resultados acima, com destaque para a indicação dos valores da *ATC* em vermelho e a maior elevação do Uso em azul.

Os resultados apresentados na tabela 19 podem ser melhor observados no gráfico da figura 20:



**Figura 20 - Variação da ATC e Uso no sistema de 14 Barras para o patamar de carga 1**

Na tabela 20, os valores de descontos calculados com a metodologia proposta foram comparados com os descontos previstos na regulamentação. Para facilitar a análise, foram mantidos os períodos de 30, 60 e 90 dias para desconto da RAP da concessionária de transmissão, previstos na Resolução Normativa ANEEL N° 270/2007.

**Tabela 20 - Descontos na RAP do sistema de 14 Barras para o patamar de carga 1**

ATRASSO	DESC_ATC (R\$)	DESC_USO (R\$)	TOTAL (R\$)	DESC_270
(30)	134901.70	117019.01	251920.71	600000.00
(60)	134901.70	117019.01	251920.71	150000.00
(90)	134901.70	117019.01	251920.71	150000.00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>404705.09</b>	<b>351057.03</b>	<b>755762.12</b>	<b>900000.00</b>

A parcela dos descontos relacionada à redução da *ATC* ainda corresponde a maior contribuição para o desconto (em torno de 53%), entretanto reduziu sensivelmente quando comparada às simulações no sistema de 5 barras que situou-se na faixa de 92%.

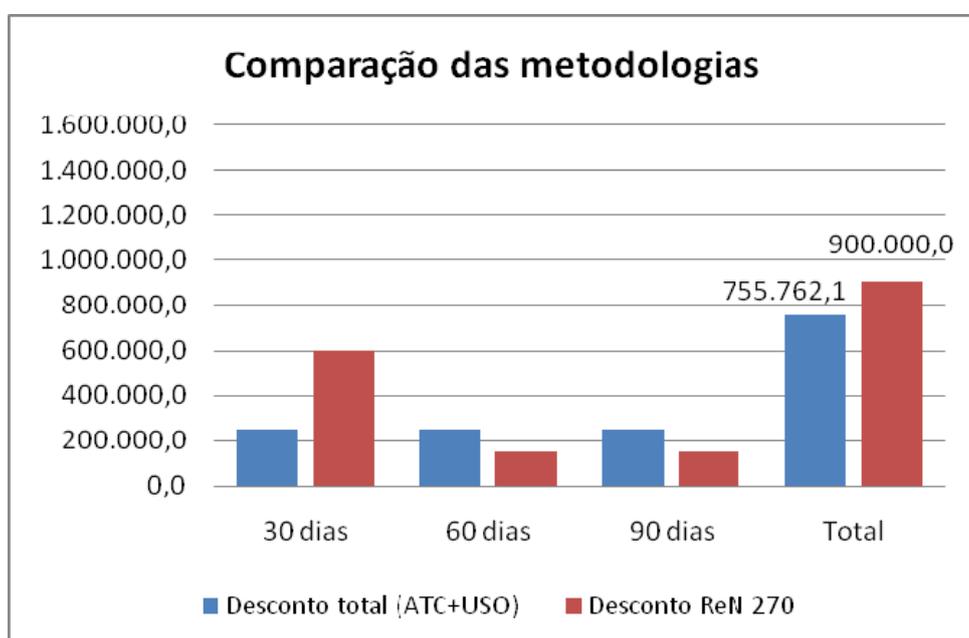
O sistema de 14 barras é de maior porte e portanto possui maiores recursos de transmissão, além de possuir geração mais robusta e distribuída ao longo do sistema, razão pela qual o *ATC* não foi sensivelmente reduzido como no caso das simulações para o sistema de 5 barras.

A parcela de desconto relacionada à elevação do Uso sofreu considerável aumento, uma vez

que no caso de 5 barras foi da ordem de 8%, para o sistema de 14 barras foi responsável por 47% do desconto na RAP.

Este resultado também era esperado, pois o despacho otimizado leva em conta o critério econômico para atendimento das cargas sendo as gerações mais baratas prioritariamente acionadas, respeitando-se as restrições das linhas e dos limites de geração, haverá, portanto um Uso mais intenso do sistema de transmissão.

Os descontos propostos na metodologia foram 84% menores que os estabelecidos na regra atual, como pode ser observado na figura a seguir.



**Figura 21- Comparação da Metodologia proposta e regra atual de descontos da RAP no sistema 14 Barras para o patamar de carga 1**

#### **4.5.2. Patamar de carga 2**

O sistema de 14 barras da figura 19 será novamente avaliado, porém para um patamar de carga 45% superior ao inicial, considerando os mesmos cenários simulados para o patamar de carga 1.

## Sistema base

**Tabela 21 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema base de 14 Barras para o patamar de carga 2**

GERAÇÃO OTIMA		E CARGA			
BARRA	(PG MW)	(PD MW)			
( 1)	80.00	0.00			
( 2)	111.71	31.75			
( 3)	96.16	136.59			
( 4)	-0.00	69.31			
( 5)	0.00	11.02			
( 6)	87.97	16.24			
( 7)	0.00	0.00			
( 8)	0.00	0.00			
( 9)	-0.00	42.77			
(10)	-0.00	13.05			
(11)	-0.00	5.08			
(12)	-0.00	8.84			
(13)	0.00	19.57			
(14)	0.00	21.61			
TOTAL	375.84 MW	375.84 MW			
RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1)	1	>	2	80.00	80.00
( 2)	2	>	5	25.17	41.03
( 3)	2	>	3	59.67	111.09
( 4)	2	>	4	42.82	54.76
( 5)	2	>	5	32.29	52.65
( 6)	3	>	4	19.24	115.07
( 7)	4	>	5	-46.00	75.06
( 8)	4	>	7	24.62	53.38
( 9)	4	>	9	14.13	30.63
(10)	5	>	6	0.44	88.22
(11)	6	>	11	25.64	38.51
(12)	6	>	12	13.36	14.25
(13)	6	>	13	33.18	36.29
(14)	7	>	8	0.00	0.00
(15)	7	>	9	24.62	53.38
(16)	9	>	10	-7.51	42.21
(17)	9	>	14	3.49	36.63
(18)	10	>	11	-20.56	37.71
(19)	12	>	13	4.52	13.79
(20)	13	>	14	18.12	33.39
USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO					
USO_TOTAL		1008.06 MW			
ATC		720.62 MW			
CUSTO_CMO		8984.54 R\$/h			

Com o aumento da carga houve a necessidade de elevação do nível de geração, entretanto, foi possível atender a demanda por meio das gerações mais baratas (G1, G2, G3 e G6), não sendo necessário o despacho da usina 8 (G8). Em razão do despacho maior de geração o custo de operação aumentou em 35%, quando comparado com a situação simulada para o patamar de carga 1.

Os limites nas linhas de transmissão ficaram abaixo de suas capacidades máximas, com destaque para os fluxos nas linhas de transmissão 1 (L1) e 7 (L7) onde foram verificados congestionamentos.

Foi observada redução da *ATC* de 16%, enquanto que o Uso sofreu uma elevação maior, em torno de 30%, quando comparado ao caso base do patamar de carga 1.

## Sistema com obra de expansão atrasada

**Tabela 22 - Resultado Fluxo de Carga Ótimo sistema de 14 barras considerando atraso na obra de expansão**

GERAÇÃO ÓTIMA E CARGA					
BARRA	(PG MW)		(PD MW)		
( 1 )	80.00			0.00	
( 2 )	101.04			31.75	
( 3 )	126.84			136.59	
( 4 )	-0.00			69.31	
( 5 )	-0.00			11.02	
( 6 )	67.96			16.24	
( 7 )	-0.00			0.00	
( 8 )	0.00			0.00	
( 9 )	-0.00			42.77	
(10)	-0.00			13.05	
(11)	0.00			5.08	
(12)	0.00			8.84	
(13)	0.00			19.57	
(14)	-0.00			21.61	
TOTAL	375.84 MW			375.84 MW	

RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA ÓTIMO					
LINHA	ORIGEM	DESTINO	(Pik-MW)	(ULk-MW)	
( 1 )	1	>	2	80.00	80.00
( 2 )	2	>	5	30.95	44.83
( 3 )	2	>	3	28.48	98.03
( 4 )	2	>	4	50.14	62.68
( 5 )	2	>	5	39.71	57.52
( 6 )	3	>	4	18.73	107.60
( 7 )	4	>	5	-46.00	75.82
( 8 )	4	>	7	28.95	51.95
( 9 )	4	>	9	16.61	29.81
(10)	5	>	6	13.65	81.78
(11)	6	>	11	21.54	35.29
(12)	6	>	12	12.76	13.71
(13)	6	>	13	31.07	34.41
(14)	7	>	8	0.00	0.00
(15)	7	>	9	28.95	51.95
(16)	9	>	10	-3.41	39.37
(17)	9	>	14	6.19	34.91
(18)	10	>	11	-16.46	34.60
(19)	12	>	13	3.91	13.28
(20)	13	>	14	15.41	31.38

USO TOTAL, ATC E CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO		
USO_TOTAL	978.94 MW	
ATC	623.07 MW	
CUSTO_CMO	9088.82 R\$/MW	

Apesar da indisponibilidade da obra de expansão ter alterado os níveis de geração do sistema o critério econômico do despacho foi mantido, pois o gerador 8 (G8) não foi acionado, entretanto houve uma pequena elevação do custo de operação (em torno de 2%) em relação ao caso base para o patamar de carga 2.

Os limites da maioria das linhas de transmissão ficaram abaixo de suas capacidades, com exceção das linhas de transmissão 1 (L1) e 7 (L7) que alcançaram seus limites máximos.

Foi observada redução da Capacidade de Transmissão em 13%, enquanto que o Uso sofreu redução da ordem de 3%, quando comparado ao caso base do patamar de carga 2.

#### 4.5.2.1. Cálculo dos descontos da RAP

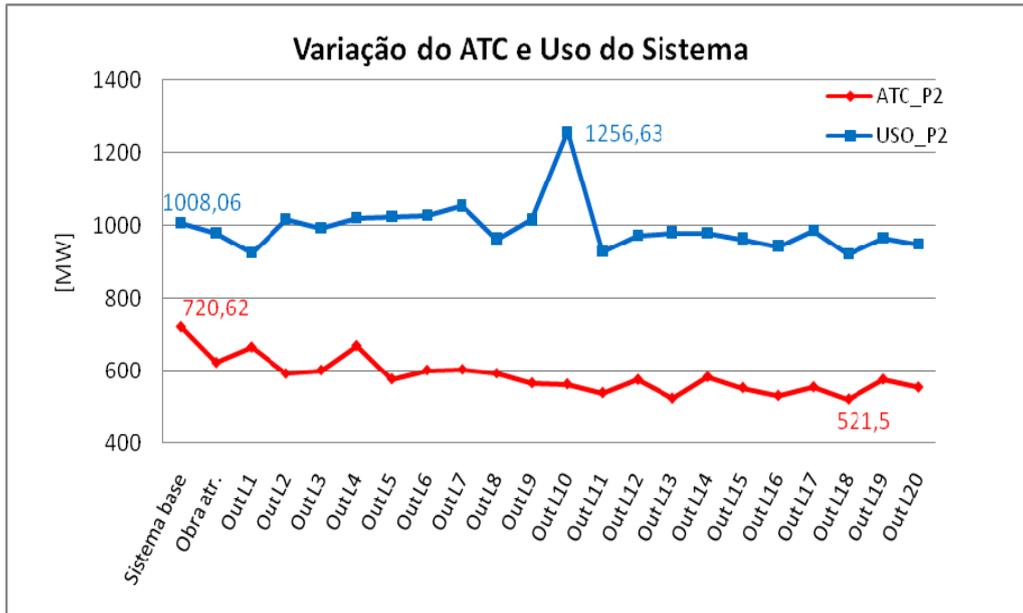
Nas simulações realizadas acima as indisponibilidades associadas à maior redução no *ATC* e maior Uso do sistema foram identificadas e quantificadas para serem utilizados na métrica para cálculo dos descontos na RAP. Na tabela a seguir encontram-se os resultados da variação da *ATC* e Uso.

**Tabela 23 - Resultados da *ATC* e Uso no sistema de 14 Barras para o patamar de carga 2**

VETOR DE ATCs E USO		
LINHA_OUT	ATC (MW)	USO (MW)
(base)	720.62	1008.06
(obra atr.)	623.07	978.94
(1)	665.25	923.47
(2)	592.20	1016.73
(3)	601.55	992.99
(4)	669.47	1020.90
(5)	576.63	1024.11
(6)	601.71	1028.74
(7)	603.51	1054.45
(8)	592.80	963.76
(9)	565.85	1016.04
(10)	562.99	1256.63
(11)	538.96	927.04
(12)	575.12	972.15
(13)	523.92	980.91
(14)	583.07	978.94
(15)	552.80	963.76
(16)	531.08	943.02
(17)	554.90	985.27
(18)	521.50	921.07
(19)	575.88	966.62
(20)	554.20	947.14

Os resultados acima confirmam a conclusão observada nas últimas simulações referentes aos diferentes impactos das contingências na redução da *ATC* e Uso do sistema, conforme pode ser observado com as indicações dos valores de maiores redução da *ATC* e elevação do Uso, indicados, respectivamente em vermelho e azul na Tabela 29.

Através do gráfico da figura 23 os resultados da tabela 23 podem ser melhor visualizados.



**Figura 22 - Variação da ATC e Uso no sistema de 14 Barras para o patamar de carga 2**

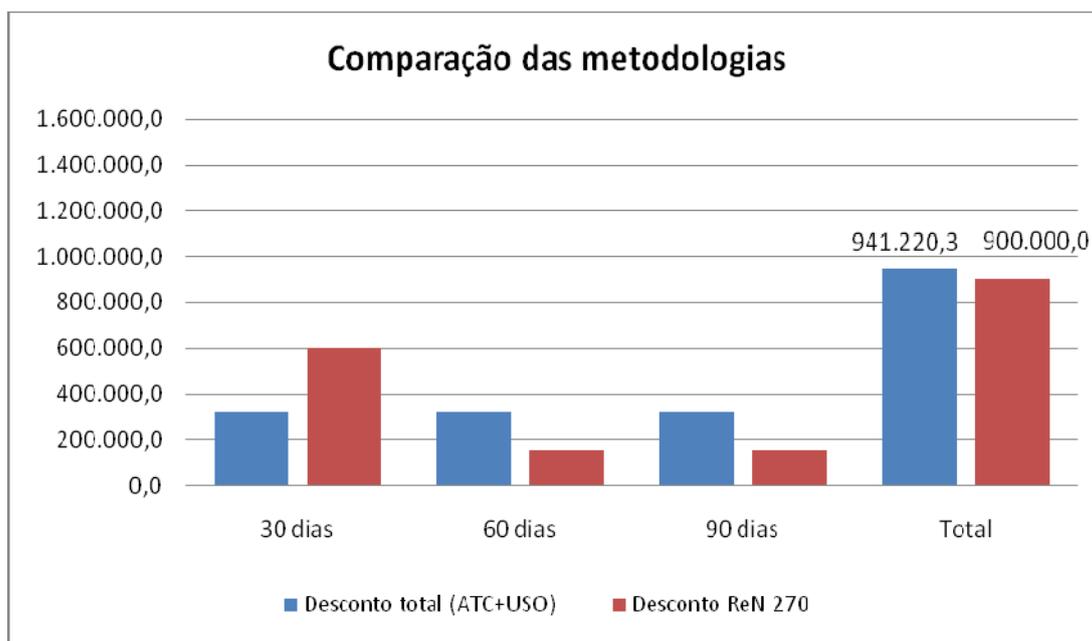
Na tabela 24, os valores de descontos calculados com a metodologia proposta foram comparados com os descontos previstos na regulamentação. Para facilitar a análise, foram mantidos os períodos de 30, 60 e 90 dias para desconto da RAP da concessionária de transmissão, previstos na Resolução Normativa ANEEL N° 270/2007.

**Tabela 24 - Descontos na RAP do sistema de 14 Barras para o patamar de carga 2**

ATRASO	DESC_ATC (R\$)	DESC_USO (R\$)	TOTAL (R\$)	DESC_270
(30)	165790.57	147949.53	313740.10	600000.00
(60)	165790.57	147949.53	313740.10	150000.00
(90)	165790.57	147949.53	313740.10	150000.00
<b>TOTAL (R\$)</b>	<b>497371.71</b>	<b>443848.58</b>	<b>941220.29</b>	<b>900000.00</b>

Não houve alteração na contribuição das parcelas de desconto da redução da ATC e elevação do Uso quando comparado com o patamar de carga 1.

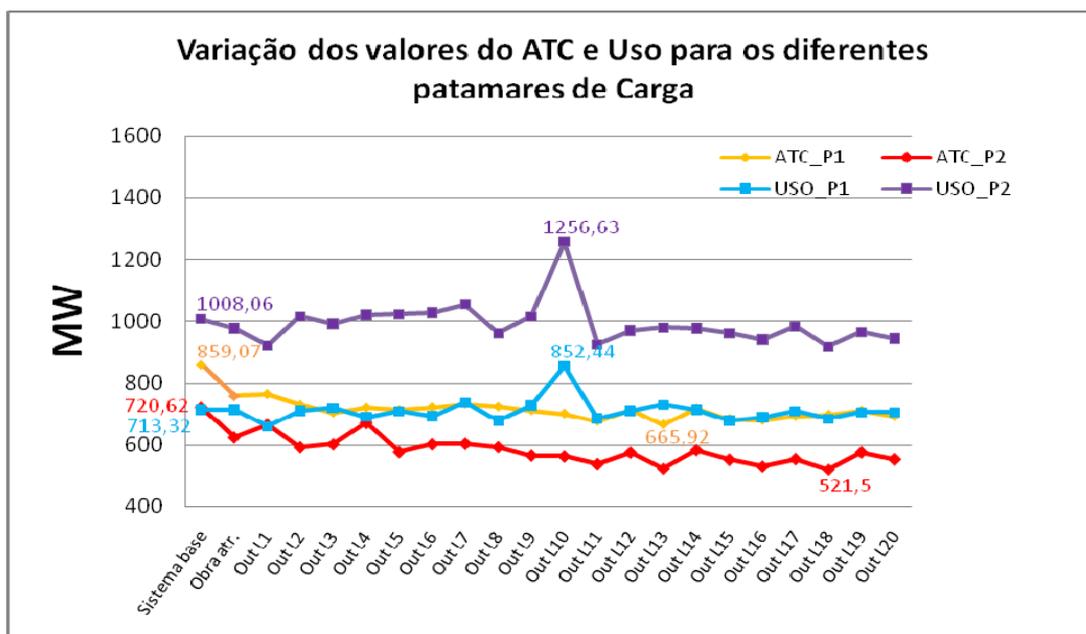
Os descontos propostos na metodologia para este patamar de carga foram superiores em torno de 5% dos valores dos descontos praticados na regulamentação em vigor, como pode ser observado a seguir:



**Figura 23 - Comparação Metodologia proposta e regra atual de descontos da RAP no sistema de 14 Barras para o patamar de carga 2**

#### 4.6. Conclusões simulações sistema de 14 barras

Os descontos propostos para o patamar de carga 1 foram menores que os apurados no caso do patamar de carga 2, a exemplo do que ocorreu para o sistema de 5 barras. Entretanto, apesar da maior contribuição para os descontos estar associada à redução da *ATC*, houve contribuição considerável da parcela de *Uso* para o sistema de 14 barras, como pode ser observado no gráfico da figura 24 que retrata as variações da *ATC* e *Uso* para os dois patamares de carga nas avaliados.



**Figura 24 - Variação dos valores de ATC e Uso para diferentes patamares de carga**

A análise do gráfico acima mostra que apesar das características de linearidade do sistema, a elevação de carga produziu efeitos diferentes na redução da *ATC* e Uso do sistema.

Para o cálculo dos descontos na RAP a metodologia desenvolvida prevê que devem ser consideradas as condições mais severas para a operação do sistema considerando os critérios de maior redução da *ATC* e elevação do Uso do sistema em todos os patamares de carga analisados.

Dessa forma, de acordo com as eqs. (12) e (18) foram selecionadas as contingências mais críticas, nos patamares de carga analisados, para o cálculo dos descontos e que serão apresentados na tabela a seguir:

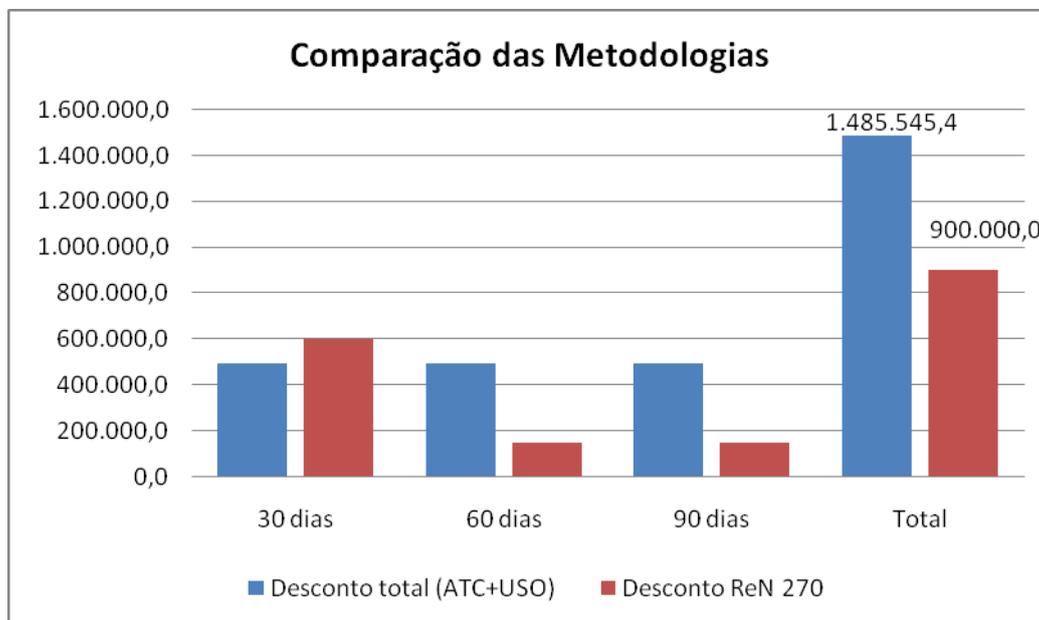
**Tabela 25- Valores mensais dos descontos na RAP considerando as contingências mais críticas**

Critério	Solução base (MW)	Valores críticos (MW)	Descontos mensais apurados (R\$)		
			30	60	90
<i>ATC</i>	859,07	521,5	235.768,91	235.768,91	235.768,91
Uso	713,32	1256,63	259.412,87	259.412,87	259.412,87
Totais			495.181,79	495.181,79	495.181,79

Observa-se que a contribuição para os descontos na RAP da concessionária de transmissão decorrente do atraso na implantação da obra de expansão associado a pior contingência no

sistema foram de 47% e 53%, respectivamente, para a redução da *ATC* e elevação do *Uso*.

No gráfico a seguir pode ser observada a comparação dos valores apurados com a metodologia proposta e os praticados na regra atual.



**Figura 25 - Comparação dos descontos na RAP para o sistema de 14 barras considerando a Metodologia proposta e a regra atual**

O desconto apurado, considerando a formulação proposta, foi superior em aproximadamente 70% do estabelecido na regra atual, sendo também observado que a sinalização de desconto para os primeiros 30 dias também se aproximou dos valores praticados na regulamentação atual, embora um pouco menor.

## 5. CONCLUSÕES

O serviço de transmissão consiste de componente fundamental para o adequado estabelecimento e funcionamento dos mercados de energia, sendo responsável por fornecer os sinais econômicos para a instalação de novos geradores e cargas, assim como permitir a competição entre os agentes de geração e comercialização.

Nas avaliações realizadas neste trabalho foi possível concluir que os mecanismos para a expansão e da regulação econômica da transmissão vêm, aparentemente, funcionando de forma adequada no Brasil, onde se adotou um modelo que centraliza o planejamento e a operação da rede e que vem apresentando altas taxas de expansão do serviço e grande atratividade de investimentos, comprovado pelo grande sucesso dos leilões para exploração do serviço de transmissão.

Entretanto, apesar da grande importância do serviço de transmissão para o funcionamento os mercados, a atual regulamentação praticada não aborda o segmento neste contexto, uma vez que a base da regulação técnica da transmissão – as indisponibilidades do serviço, encontram-se totalmente desacoplada dos seus impactos para a operação do sistema elétrico e do mercado de energia, na medida em que os descontos por indisponibilidades decorrente de atrasos de obras são aplicados de forma isonômica para todos os ativos de transmissão.

A regulação atual impõe descontos na remuneração da concessionária de transmissão em função das indisponibilidades dos ativos de transmissão devido a ocorrência de desligamentos programados e não-programados e atrasos na implantação de obras do programa determinativo da transmissão. Entretanto a metodologia para aplicação desses descontos não considera a importância dos ativos indisponíveis seja para segurança e confiabilidade do sistema como também a utilização das instalações e seus impactos para a ineficiência do mercado.

No presente trabalho foi proposta metodologia discriminatória para aplicação dos descontos na receita da concessionária de transmissão com base na redução da Capacidade de Transmissão e elevação do Uso do sistema, suportados por exemplos numéricos em sistemas testes que comprovaram a viabilidade da proposta.

A principal característica da metodologia proposta consiste na identificação da importância dos ativos indisponíveis levando-se e conta os aspectos de segurança e confiabilidade para o sistema e também um sinal locacional associado ao impacto das indisponibilidades na elevação do Uso do sistema.

Ao contrário do que se pode concluir a respeito da dificuldade de implementação da metodologia proposta em sistemas reais, é importante destacar que os conceitos utilizados (*ATC*, *EBE*) possuem utilização consolidada em mercados de energia bastante evoluídos, como por exemplo o americano.

A abordagem desenvolvida reflete o comportamento dos agentes no mercado, uma vez que avalia a eficiência dos mesmos através da disponibilidade do serviço de transmissão, quantificando de forma precisa suas indisponibilidades, enquanto que a abordagem atual possui como principal característica a formulação bastante resumida, podendo levar a sinalizações imprecisas da eficiência do mercado como um todo.

Os resultados obtidos nas simulações indicaram descontos na RAP da concessionária de transmissão superiores aos atualmente praticados, pois incorpora na sua formulação a importância dos ativos indisponíveis para a segurança e confiabilidade do sistema, além de incluir incentivos para capturar a elevação do Uso decorrente da indisponibilidade dos ativos.

Entretanto, faz-se necessário destacar que a regulamentação atual limita o valor e o período dos descontos na RAP das concessionárias quando da ocorrência de atrasos na implantação das obras do Programa Determinativo da Transmissão, sem, no entanto apresentar uma análise aprofundada dos limites atualmente adotados, que conforme apresentado pelo acompanhamento da implantação das obras de transmissão, não se encontra aderente aos atrasos médios verificados.

Outro aspecto que merece ser analisado é que a fixação de limites de descontos deve considerar uma avaliação de viabilidade econômica, uma vez que a imposição de descontos acima de níveis toleráveis imputaria riscos ao negócio de transmissão que poderiam desestimular o virtuoso processo de expansão verificado até o momento.

Nesse sentido, a definição de novos limites de desconto extrapolaria os objetivos do trabalho, pela dificuldade na obtenção de informações necessárias para realizar o estudo, entretanto a

metodologia proposta poderia ser facilmente ampliada para limites diferentes de descontos por atrasos na implantação das obras.

### 5.1. Aplicação da metodologia proposta a sistemas de grande porte

A aplicação da metodologia proposta a sistemas de potência de grande porte requer a consideração de várias premissas. A primeira refere-se à forma de avaliação do despacho ótimo de geração que não poderá sofrer desvios significativos nos custos de operação.

Na implementação atual, esta avaliação é feita considerando-se apenas os limites de fluxos devidos as restrições térmicas e de estabilidade das linhas de transmissão e dos limites máximos e mínimos das unidades geradoras. Entretanto, em função das características do parque gerador brasileiro, fortemente dependente da hidreletricidade, há a necessidade da manutenção dos níveis de geração próximos a um mesmo ponto de geração, considerando as diferentes topologias do sistema.

A avaliação das margens de segurança do sistema devido à não entrada em operação de obras associada a contingências no sistema, deve considerar também a minimização dos desvios de geração do despacho econômico definido no planejamento da operação do sistema hidráulico, quando comparado com o sistema completo prevendo a integração da obra no sistema, conforme formulação a seguir:

$$\text{Min } e^T . C.(P_g) = \text{Min } \sum_i^n (P_{gi}^o - P_{gi})^2 \quad (21)$$

Sujeito a:

$$P_g - P_d = B . \delta \quad (22)$$

$$- f^{\max} \leq H . \delta \leq f^{\max} \quad (23)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (24)$$

Onde  $P_{gi}^o$  representa o despacho do sistema base definido pelos estudos de planejamento

e portanto conhecidos.  $P_{gi}$  serão os novos despachos, caso sejam necessários, devido as alterações no sistema de transmissão decorrentes do atraso de obras e contingências no sistema atendendo-se o critério n-1.

Um outro aspecto que poderá também ser analisado é a viabilidade de aplicação de critérios diferentes para áreas do sistema. Em grandes sistemas interligados costuma-se adotar diferentes critérios para a operação da rede, considerando as especificidades de cada área ou região.

## **5.2. Trabalhos Futuros**

As conclusões do trabalho indicam a necessidade de um maior aprofundamento no tema, com destaque para os seguintes estudos:

- Aplicação do modelo proposto em sistemas reais de grande porte de forma a investigar os seus efeitos e viabilidade;
- Avaliar a viabilidade de incluir a modelagem completa do fluxo de potência AC para cálculo dos descontos da receita da concessionária de transmissão em função dos impactos no *ATC* e Uso do sistema;
- Análises de sensibilidade incluindo estudos de forma a propor novos limites de desconto para descontos na RAP em função das indisponibilidades decorrentes dos atrasos das obras do programa determinativo da transmissão;
- Definição dos valores de Capacidade de Transmissão e Uso do sistema nas etapas do Planejamento da Expansão de forma a avaliar Ex-ante os efeitos dos descontos na RAP.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Hunt And G. Shuttleworth. *Competition and Choise in Electricity*. John Wiley & Sons,1996.
- [2] Afonso, Renato Abdalla, **Uma Metodologia Baseada no Uso para Penalizar Indisponibilidades em Redes de Transmissão**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-353A/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 81p.
- [3] Silva, Edson Luiz da, **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 2001.
- [4] Vieira, I. S. **Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-374/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 69p.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª-Edição –Brasília: ANEEL, 2008. 233p.
- [6] Leite, Tiago G. P. **Proposta para Gerenciamento do Congestionamento e Tarifação Conjunta da Transmissão em Sistemas Elétricos**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, dezembro, 2009.
- [7] L. M. Marangon Lima, **Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso do Sistema Elétrico de Transmissão**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Abril, 2007.
- [8] E. J. Henley; H. Kumamoto. **Probabilistic Risk Assesment**. IEEE Press, 1992.
- [9] G. J. Hahn; S. S. Shapiro. **Statistical Models in Engineering**. John Wiley & Sons, 1967.
- [10] J. Endrenyi. **Reliability Modeling in Electric Power Systems**. John Wiley & Sons, 1978.

- [11] **Resolução Normativa ANEEL N° 270**, de 26 de junho de 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> , acesso em 15 de julho de 2007.
- [12] STOFT, S. **Power System Economics**, 1. ed. New York: IEEE/Wiley-Interscience, 2002.
- [13] CHRISTIE, D. Richard, WOLLEMBERG F. Bruce, WANGENSTEEN Ivar. **“Transmission Management in the Deregulated Environment ”**, *Proceedings of the IEEE* Volume 88, Issue 2, Feb 2000 Page(s):170 – 195.
- [15] Silva, João Odilon Freitas, **Alocação de Custos de Congestionamento em Redes de Transmissão de Energia Elétrica Baseada no Princípio Usuário-Pagador**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM- 028/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 108p.
- [16] Assis, Tatiana Mariano Lessa de, **Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes** [Rio de Janeiro] 2007 XV, 191 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia Elétrica, 2007)
- [17] G.L. Landgren and S.W. Anderson, **“Simultaneous Power Interchange Capability Analysis”**, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 92, November-December, 1973.
- [18] Union Electric Co., **“Simultaneous Transfer Capability: Direction for Software Development”**, EPRI Report EL7351, Project 3140-1, Electric Power Research Institute, Palo Alto, August, 1991.
- [19] FERC, **“Promoting Utility Competition Through Open Access, Non-Discriminatory Transmission Service By Public Utilities; Recovery Of Stranded Costs By Public Utilities And Transmitting Utilities”**, Order No. 888, Final Rule, April 24, 1996.
- [20] FERC, **“Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct”**, Order No. 889, Final Rule, April 24, 1996.

- [21] NERC, “**Available Transfer Capability Definitions and Determination – A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market**” – North American Electric Reliability Council (NERC), June, 1996.
- [22] G.C. Ejebe, J.G. Waight, M. Santos-Nieto and F. Tinney, “**Fast Calculation of Linear Available Transfer Capability**”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- [23] Weixing Li, M. Shaaban, Zheng Yan, Yixin Ni and Felix F. Wu, “**Available Transfer Capability Calculation with Static Security Constraints**”, *Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2003.
- [24] E.Vaahedi and K.W. Cheung, “**Evolution and Future of On-Line DSA**”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, July, 1999.
- [25] G.C. Ejebe, C. Jing, J.G. Waight, G. Pieper and F. Jamshidian, “**Security Monitor or On-Line Dynamic Security Assessment**”, *Power System Control and Management*, IEE Conference Publication No. 421, 1996.
- [26] F.D. Galiana, H.A. Conejo, and H.A. Gil, “**Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges**”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Feb. 2002.

## APÉNDICE

## A. EQUIVALENTE BILATERAL EXCHANGES -EBE [26]

### i. Método de Cálculo do EBE

O EBE entre uma barra de geração  $i$  e uma demanda  $j$  é dado por:

$$GD_{ij} = \frac{Pg_i * Pd_j}{Pd^{total}} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A.1})$$

Sendo possível afirmar, em uma rede sem perdas, que a seguinte igualdade é atendida:

$$Pd^{total} = \sum_j Pd_j = \sum_i Pg_i . \quad (\text{A.2})$$

Esse intercâmbio equivalente  $GD_{ij}$  pode ser visto com uma fração da geração  $Pg_i$  que alimenta a demanda de carga na barra  $Pd_j$ , ou equivalentemente, uma fração da demanda  $Pd_j$  suprida pela geração  $Pg_i$ . A equação (A.1) permite ainda obter as injeções de geração e carga em termos dos contratos equivalentes como mostram as equações A3 e A4.

$$Pg_i = \sum_j GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A.3})$$

$$Pd_j = \sum_i GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A.4})$$

O fluxo de potência em uma linha de transmissão  $k$  qualquer é dada por  $f_k$ , esse fluxo de potência pode ser expresso como o produto da susceptância da linha de transmissão e da diferença angular das barras a qual está conectada, sendo representada de forma vetorial de acordo com a equação A.5, descrita a seguir:

$$f_k = \mathbf{h}_k^T \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (\text{A.5})$$

Onde  $\mathbf{h}_k^T$  é a susceptância da linha de transmissão.

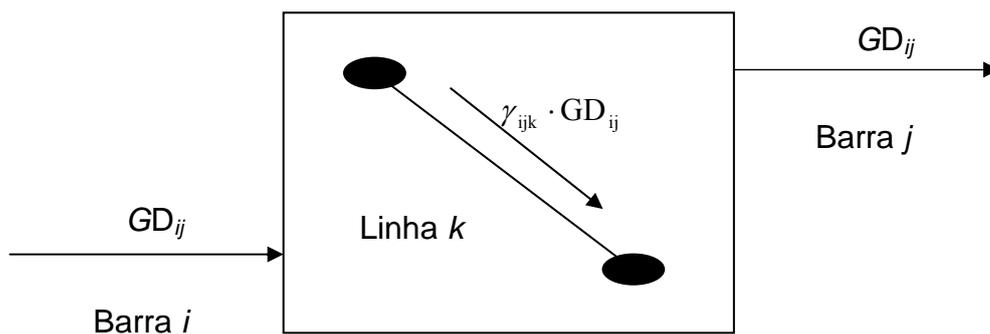
Sabe-se que  $B$  é uma matriz singular e portanto não possui inversa. Assim existe um conjunto de vetores de injeções que satisfazem a equação A.5. Uma solução única ocorre quando 1 MW de potência é injetada na barra  $i$  e extraída na barra  $j$ . Define-se esse vetor de injeções como  $e_{ij}$  e o correspondente vetor de ângulos das tensões como  $\delta_{ij}$ . Então tem-se

$$\mathbf{B}\delta_{ij} = \mathbf{e}_{ij} \quad (\text{A.6})$$

Neste caso o correspondente fluxo de potência é então o mesmo fator de distribuição de potência da linha de transmissão,  $\gamma_{ijk}$ , ou seja,

$$\gamma_{ijk} = f_k = \mathbf{h}_k^T \cdot \delta_{ij} \quad (\text{A.7})$$

Considerando agora os contratos equivalentes  $GD_{ij}$ , como ilustrado na figura A1 a seguir [26], a parcela do contrato  $GD_{ij}$  utilizando uma linha de transmissão  $k$  está dada por  $\gamma_{ijk} \cdot GD_{ij}$  considerando a injeção de  $GD_{ij}$  na barra  $i$  e uma simples extração da mesma quantidade na barra  $j$ . A partir dessa decomposição, o efeito do EBE no fluxo de potência da linha de transmissão  $k$ ,  $Pf_k$ , é determinado por  $\gamma_{ijk} \cdot GD_{ij}$  uma operação que não requer uma definição da barra de folga e satisfaz as leis de Kirchoff.



**Figura A1 - Efeito do Intercâmbio Bilateral  $GD_{ij}$  no fluxo da Linha  $k$**

Desta forma, como mostra a equação A8, o fluxo de potência total em uma linha de transmissão arbitrária  $k$  pode ser expressa nos termos do EBE como:

$$f_k = \sum_{i,j} \gamma_{ijk} \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A8})$$

## ii. Cálculo do Uso das Linhas de Transmissão e Total do Sistema

Através do princípio do EBE, cada componente de fluxo de potência  $\gamma_{ijk} \cdot GD_{ij}$  é considerado para o Uso da linha de transmissão  $k$ , independentemente do seu sinal com respeito ao fluxo efetivamente transmitido pela linha de transmissão  $k$ , uma propriedade que evidencia a existência de fluxos de potência em sentidos contrários (contra-fluxos). O Uso da linha de transmissão  $k$  pelo intercâmbio bilateral  $GD_{ij}$  é então definida como:

$$U_{ijk} = |\gamma_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A9})$$

Define-se agora o Uso da linha de transmissão  $k$  pela geração  $Pg_i$  como a soma do Uso da linha de transmissão  $k$  por todos os intercâmbios envolvendo a geração  $i$ , ou seja:

$$UG_{ik} = \sum_j |\gamma_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A10})$$

Analogamente, o Uso da linha de transmissão  $k$  pela demanda  $Pd_j$  é a soma do Uso da linha  $k$  por todos os intercâmbios envolvendo a demanda  $j$ , ou seja:

$$UD_{jk} = \sum_i |\gamma_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A11})$$

Desse modo o Uso total da linha de transmissão  $k$  por todos os intercâmbios bilaterais existentes é:

$$UL_k = \sum_{i,j} |\gamma_{ijk}| \cdot GD_{ij} \quad (\text{MW}) \quad (\text{A12})$$

Através do conhecimento da forma de cálculo do Uso para cada linha de transmissão será possível combinar o Uso de uma respectiva linha de transmissão com o Uso do sistema, ou seja, o somatório de todos os Usos das linhas de transmissão.

$$USO = \sum_k |UL_k| \quad (\text{A13})$$