

---

Elias Kento Tomiyama

ESTUDO DO ASPECTO LOCACIONAL DA ALOCAÇÃO DE  
CUSTOS DA TRANSMISSÃO

*STUDY OF THE LOCATIONAL ASPECT IN THE  
TRANSMISSION COST ALLOCATION PROBLEM*

Campinas  
2012



Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Elias Kento Tomiyama

ESTUDO DO ASPECTO LOCACIONAL DA ALOCAÇÃO DE  
CUSTOS DA TRANSMISSÃO

*STUDY OF THE LOCATIONAL ASPECT IN THE  
TRANSMISSION COST ALLOCATION PROBLEM*

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de concentração de Energia Elétrica.

*Master's thesis presented to the School of Electrical and Computer Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering. Concentration area: Electric Power Systems.*

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior

*Tutor: Associate Professor Carlos Alberto de Castro Júnior*

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO ELIAS KENTO TOMIYAMA, E ORIENTADO PELO PROF. DR. CARLOS ALBERTO DE CASTRO JÚNIOR.

---

Campinas  
2012

---

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

T959c Tomiyama, Elias Kento, 1981-  
Estudo do aspecto locacional da alocação de custos da  
transmissão / Elias Kento Tomiyama. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Júnior.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas,  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Aspectos econômicos. 2. Energia elétrica -  
Mercado. 3. Energia - Regulamentação. 4. Energia elétrica -  
Transmissão. 5. Energia elétrica - Preços. I. Castro Junior, Carlos  
Alberto de, 1960-. II. Universidade Estadual de Campinas.  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Study of the locational aspect in the transmission cost allocation problem

Palavras-chave em Inglês: Electric power - Economic Aspects, Electric power - Market, Energy -  
Regulation, Electric power - Transmission, Electric power - Price

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Kleber Hashimoto, Luiz Carlos Pereira da Silva

Data da defesa: 31-07-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

---

**COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO**

**Candidato:** Elias Kento Tomiyama

**Data da Defesa:** 31 de julho de 2012

**Título da Tese:** "Estudo do Aspecto Locacional da Alocação de Custos da Transmissão"

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Presidente): \_\_\_\_\_

Dr. Kleber Hashimoto: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva: \_\_\_\_\_

---

# Resumo

Esta dissertação de mestrado apresenta quatro metodologias de alocação de custos da transmissão: Pro rata (PR), Divisão Proporcional (PS), Zbus-médio (Zbus\_AVG) e Nodal. Enquanto a primeira desconsidera o aspecto locacional e aloca os custos baseado apenas na quantidade de potência produzida pelos geradores e consumida pelas cargas, as últimas três levam em conta este aspecto, ou seja, as tarifas pagas por geradores e cargas dependem do seu ponto de conexão na rede elétrica. Através de simulações computacionais são levantadas várias situações de operação no sentido de avaliar a influência e as possíveis implicações de ordem regulatória, política, econômica e social de um país provocadas pela inclusão do aspecto locacional na definição das tarifas de uso do sistema de transmissão. Por fim, mostra-se a possibilidade de se considerar as tarifas pagas pelos agentes do sistema como um critério de decisão a mais no problema do planejamento da expansão da transmissão.

**Palavras-chave:** *mercado de energia elétrica, alocação de custos da transmissão, aspecto locacional.*

---

# Abstract

This dissertation describes four transmission cost allocation methodologies: Pro rata (PR), Proportional sharing (PS), Zbus-average (Zbus\_AVG) and Nodal. While the first one disregards the locational aspect and allocates costs based only on the amount of power delivered by generators and consumed by loads, the last three ones take this aspect into account, i.e. charges are dependent on where generators and demands are connected in the network. Several computer simulations were made in order to assess the influence of the locational aspect into transmission pricing scheme and the results were used for a critical analysis, including political, regulatory, economic and social aspects. Finally, we discuss the possibility of using the fees paid by transmission system agents as an additional criterion for the Transmission Expansion Planning problem.

**Keywords:** *electricity market, transmission cost allocation, locational aspect.*

---

*Ao meu querido irmão Joel (in memoriam).  
À minha encantadora sobrinha Susana.*

---

# Agradecimentos

Aos meus pais, Francisca e Hideo, que nunca mediram esforços para dar o melhor aos seus filhos. À minha querida irmã Lissa e ao seu marido Fernando.

À minha amada noiva, Meire, que na sua imensa ternura e companheirismo encontro inspiração e incentivo para superar as dificuldades da vida. À senhora Florentina e ao senhor Ota por sempre me receberem com muito carinho em sua casa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Carlos A. Castro, um exemplo a ser seguido de docente comprometido com a universidade pública e de qualidade.

Aos membros da banca examinadora: Dr. Kleber Hashimoto, pelas valiosas contribuições de sua experiência na indústria e ao Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira, pelos ensinamentos nas disciplinas cursadas na pós-graduação.

Aos colegas da pós-graduação da Unicamp, em especial (em ordem alfabética): Carla Sampaio, Carlos Eduardo Xavier, Cássio Fujisawa, David Arias, Fabiano Schmidt, Gabriela Pérez, Maiana Lopes, Manfred Bedriñana, Regiane Rezende, Ricardo Araújo, Santiago Torres, Tiago Barbosa e Wilmer Barreto. Ao “menino” Prof. Jorge Fernando Gutiérrez, pela amizade.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

# Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	XVII
LISTA DE TABELAS.....	XIX
LISTA DE ABREVIACÕES.....	XXI
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA .....	2
1.2 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	5
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>7</b>
<b>O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>7</b>
2.1 INÍCIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	7
2.2 MODELO ESTATAL .....	8
2.3 REFORMA DOS ANOS 1990 .....	9
2.3.1 Desregulação x Desregulamentação x Reestruturação x Re-regulamentação.....	9
2.4 NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (NMSE) .....	11
2.4.1 Os agentes do NMSE .....	12
2.5 ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO NO BRASIL.....	14
2.5.1 Custos da transmissão.....	15
2.5.2 Receitas da transmissão .....	17
2.6 CONTA DE LUZ E A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>21</b>
<b>METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS DE UTILIZAÇÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO .....</b>	<b>21</b>

---

3.1	PRINCÍPIOS DAS METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS.....	21
3.2	CLASSIFICAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS.....	23
3.2.1	Custo total do sistema ( <i>rolled-in</i> ) .....	23
3.2.2	Custo incremental ou marginal ( <i>incremental</i> ).....	25
3.2.3	Custo composto ( <i>composite</i> ).....	26
3.3	METODOLOGIAS IMPLEMENTADAS .....	27
3.3.1	Metodologia Pro rata (Selo Postal) .....	30
3.3.2	Metodologia Divisão Proporcional ( <i>Proportional sharing – PS</i> ).....	32
3.3.3	Metodologia Zbus.....	50
3.3.4	Metodologia Nodal.....	59
<b>CAPÍTULO 4.....</b>		<b>77</b>
<b>RESULTADOS .....</b>		<b>77</b>
4.1	CUSTO PROPORCIONAL E CUSTO POR MWH .....	77
4.2	REDE 4-BARRAS .....	78
4.2.1	Instalação de novas cargas em áreas próximas ou distantes da geração .....	80
4.2.2	Expansão do sistema para regiões eletricamente distantes .....	82
4.2.3	Conflito de interesses .....	84
4.2.4	Influência do carregamento da rede na metodologia nodal.....	86
4.3	REDE IEEE 14-BARRAS.....	87
4.3.1	Instalação de novas cargas em áreas próximas ou distantes da geração .....	91
4.3.2	Expansão do sistema para regiões eletricamente distantes .....	93
4.3.3	Conflito de interesses .....	94
4.3.4	Uso do custo alocado no problema do planejamento da expansão da transmissão.....	97
4.3.5	Influência da matriz de sensibilidade AC e DC na metodologia nodal .....	98
<b>CAPÍTULO 5.....</b>		<b>101</b>
<b>CONCLUSÕES .....</b>		<b>101</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>105</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>		<b>109</b>
<b>TRABALHO PUBLICADO PELO AUTOR.....</b>		<b>109</b>

---

# Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema elétrico.....	2
Figura 2 – Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro. ....	13
Figura 3 – Parcelas constituintes e mecanismo de cálculo da conta de luz. ....	20
Figura 4 – Classificação das metodologias de alocação de custos. ....	23
Figura 5 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo total. ....	24
Figura 6 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo incremental. ....	26
Figura 7 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo composto. ....	27
Figura 8 – Classificação das metodologias de alocação de custos. ....	28
Figura 9 – Sistema 4-barras.....	29
Figura 10 – Divisão Proporcional. ....	32
Figura 11 – Modelo $\pi$ equivalente da linha j-k. ....	50
Figura 12 – Barra $i$ de um sistema elétrico de potência. ....	63
Figura 13 – Sistema 4-barras.....	79
Figura 14 - Alocação de custos para a rede da Figura 13.....	79
Figura 15 – Estrutura da nova carga L5=100MW.....	79
Figura 16 – Conexão de uma nova carga próxima da geração. ....	80
Figura 17 – Conexão de uma nova carga longe da geração. ....	81
Figura 18 – Custos pelas metodologias Pro rata e Zbus_AVG para L5 conectada nas barras 2 e 4. ....	81
Figura 19 – Custos pelas metodologias Nodal e Divisão Proporcional para L5 conectada nas barras 2 e 4.....	82
Figura 20 – Custo proporcional de L5 para conexão na barra 2.....	83
Figura 21 – Custo proporcional de L5 para conexão na barra 4.....	83
Figura 22 – Custo prop. de G1 e G2 pelas metodologias Pro rata e Nodal para L5 conectada na barra 2. ....	85
Figura 23 – Custo prop. de L3 e L4 pelas metodologias Pro rata e Div. Prop. para L5 conectada na barra 4. ....	85
Figura 24 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento alto da rede. ....	86
Figura 25 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento médio da rede. ....	87
Figura 26 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento baixo da rede.....	87
Figura 27 – Sistema IEEE 14-barras. ....	89
Figura 28 – Custo alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras. ....	89
Figura 29 – Custo proporcional alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras.....	90
Figura 30 – Custo por MWh alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras. ....	90
Figura 31 – Estrutura da nova carga L15=10MW.....	91
Figura 32 – Custos pelas metodologias Pro rata e Zbus_AVG para L15 conectada nas barras 6 e 14. ....	91
Figura 33 – Custos pelas metodologias Nodal e Divisão Proporcional para L15 conectada nas barras 6 e 14.....	92
Figura 34 – Custo proporcional de L15 para conexão na barra 6.....	93
Figura 35 – Custo proporcional de L15 para conexão na barra 14.....	94
Figura 36 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Zbus_AVG antes e depois do novo ramo 4-9. ....	95
Figura 37 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Divisão Proporcional antes e depois do novo ramo 6-14. ....	95
Figura 38 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Nodal antes e depois do novo ramo 4-9. ....	96
Figura 39 – Custo alocado pela metodologia Nodal utilizando as matrizes de sensibilidade DC e AC.....	98

---

# Lista de Tabelas

Tabela 1 – Evolução da transmissão e geração no Brasil.....	14
Tabela 2 – Extensão de linhas em km das maiores empresas de transmissão no Brasil.....	15
Tabela 3 – Valor da PV paga por empresas de transmissão.....	18
Tabela 4 – Tarifas residenciais vigentes em 2012 para algumas concessionárias de distribuição.....	19
Tabela 5 – Composição da conta de luz.....	20
Tabela 6 – Parâmetros do sistema 4-barras.....	29
Tabela 7 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.....	32
Tabela 8 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.....	49
Tabela 9 – Valor absoluto das distâncias elétricas.....	56
Tabela 10 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.....	59
Tabela 11 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.....	75
Tabela 12 – Conclusões para a instalação de novas cargas em áreas próximas ou distantes da geração.....	92
Tabela 13 – Conclusões para a instalação de novas cargas em direção a regiões distantes.....	93
Tabela 14 – Conclusões para o problema do conflito de interesses.....	96
Tabela 15 - Fator $\sigma$ para os cenários de reforço da rede IEEE 14-barras.....	98

---

# Lista de Abreviações

AMFORP – American & Foreign Power Co.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APMPE – Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica

CCC – Conta de Consumo de Combustível

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

CMLP – Custo Marginal de Longo Prazo

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CSSL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GSF – *Generation shift factors*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

---

IUEE – Imposto Único de Energia Elétrica

LCK - Lei das Correntes de Kirchhoff

LIGHT – Brazilian Traction Light & Electric Co.

MME – Ministério de Minas e Energia

NMSE – Novo modelo do setor elétrico

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O&M – Operação & Manutenção

PIS/PASEP – Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PV – Parcela variável

RAP – Receita Anual Permitida

RGR – Reserva Global de Reversão

SIN – Sistema Interligado Nacional

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

---

# Capítulo 1

## Introdução

**D**ESDE o final do século XIX, até o final do século XX, o setor elétrico, de modo geral, operou de forma estruturada, em torno de organizações verticalmente integradas, ou seja, empresas detinham o monopólio local e realizavam todas as funções associadas ao serviço de fornecimento de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Nos anos 80, surgiu um sentimento de que a competição poderia ser uma melhor maneira de encorajar novos investimentos no planejamento e operação do sistema elétrico, tendo início a implantação de mecanismos de mercado no setor elétrico. Coube ao Chile [1] o papel de pioneiro nesse movimento que ganhou força nos anos 90, após a reestruturação ocorrida na Inglaterra e Gales, propagando-se para um número crescente de países.

O Brasil iniciou sua reestruturação na década de 90. Ocorreu um processo de privatização e desmembramento de várias empresas, além da criação de organismos independentes para a definição, controle e acompanhamento de aspectos regulatórios, operacionais e econômicos relativos ao setor elétrico, como por exemplo, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), a CCEE<sup>1</sup> (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

---

<sup>1</sup> No início da reforma do setor elétrico brasileiro nos anos 1990, as transações de compra e venda de energia elétrica eram de responsabilidade do MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica) que viria então a ser substituído pela CCEE através da Medida Provisória nº 144/2003, convertida em Lei nº 10.848/2004.

## 1.1 Motivação da Pesquisa

Dentre os principais desafios que surgiram com a reestruturação do setor elétrico, destaca-se o problema da alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão. A Figura 1 ilustra um sistema elétrico de um ponto de vista particularmente adequado aos objetivos deste trabalho de pesquisa.



Figura 1 – Sistema elétrico.

Do lado esquerdo têm-se os agentes de geração que ofertam a energia produzida em suas usinas para as cargas localizadas no lado direito, representadas pelos agentes de distribuição, comercialização e consumidores livres. O sistema de transmissão conecta essas duas categorias de agentes. Sob essa óptica, os agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres podem ser vistos como “clientes” do sistema de transmissão devendo, portanto, pagar pelo uso desse serviço. O procedimento de definição dos preços a serem pagos por cada agente para utilização do sistema de transmissão é denominado de alocação dos custos da transmissão.

No Brasil, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), cuja definição é atribuição indelegável da ANEEL, é utilizada para recuperar os custos da Rede Básica de transmissão. O cálculo da TUST considera a otimização do uso das instalações elétricas, pois sinaliza para os usuários o ponto do sistema elétrico mais adequado, em termos financeiros, para que efetuem a sua conexão. As TUST, consoante com a resolução ANEEL nº 281/1999, são calculadas através da metodologia Nodal, que fornece um sinal locacional visando assegurar maiores encargos para os

agentes que mais onerem o sistema de transmissão, de acordo com o que preconiza o art. 9º da Lei nº 10.848/2004 [2, 3].

Conforme mencionado no parágrafo anterior, a metodologia de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão adotada no Brasil incorpora o aspecto locacional em sua formulação. De modo geral, isso se traduz no encorajamento de instalação de novos agentes em pontos de menor custo (“bom posicionamento”), que na prática levam as cargas a serem instaladas próximas da geração, e vice-versa, em regiões de malha de transmissão já bem reforçadas. Novos investimentos de geração em pontos eletricamente mais distantes dos centros das malhas de transmissão, assim como conexão de novos consumidores nessa mesma situação são automaticamente desencorajados, pois representarão maiores custos aos interessados.

Embora o Brasil adote a metodologia Nodal, que contempla o aspecto locacional, a pesquisa no tema ligado à alocação dos custos do sistema de transmissão não é considerada esgotada, inclusive pela própria ANEEL, a julgar pela Chamada nº 003/2008 de Projetos de P&D Estratégicos intitulada “Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão” [4]. Enfatiza-se nessa chamada que *“a metodologia a ser proposta não necessariamente deve ser elaborada em função da localização no sistema de transmissão”*.

Considerando agora que certas regiões ou países podem ter como política o espalhamento do desenvolvimento como estratégia de desenvolvimento econômico e prevenção de migrações em direção a grandes centros já superpopulosos, o aspecto locacional pode emitir sinais contraditórios aos objetivos políticos e econômicos mencionados. Esse cenário acaba sendo particularmente interessante para o Brasil, para o qual ainda há necessidade e plenas condições de expansão da rede de transmissão, além da necessidade de se levar o desenvolvimento econômico às regiões mais afastadas dos grandes centros urbanos, inclusive para fins de desafogar essas áreas em termos de densidade demográfica, poluição, exacerbação de situações de pobreza e desemprego, etc.

Um exemplo concreto da influência em questões de ordem regulatória, política, econômica e social de um país pela adoção ou não de métodos que incluem o aspecto locacional pode ser visto na requisição formulada pela Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE) solicitando a invalidação da Resolução Normativa nº

349, de 13 de janeiro de 2009, e da Resolução Homologatória nº 845, de 30 de junho de 2009 [5].<sup>2</sup> A seguir são transcritos trechos da carta enviada à ANEEL pela APMPE expondo a problemática do aspecto locacional para o cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras (TUSDg).

*“... A Resolução ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009, alterou a metodologia de cálculo do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia (TUSDg), incluindo o sinal locacional na sistemática de cálculo da referida Tarifa a ser paga pelas centrais geradoras de energia elétrica conectadas nos níveis de tensão de 88kV a 138kV.*

*Ocorre que a referida sistemática apresenta demonstrações inequívocas de excessivo ônus carreado a diversos geradores, em razão das expressivas variações especialmente para aqueles localizados nas Regiões Norte e Centro-Oeste do País.*

*Constata-se, portanto, que em alguns casos o aumento verificado chega até a exorbitantes 379% (trezentos e setenta e nove por cento!) onerando sobremaneira os empreendimentos afetados que terão que arcar com este incremento de custo.*

*É oportuno destacar que a adoção do critério do sinal locacional para o cálculo da TUSDg tende a ser prejudicial aos geradores de energia localizados em regiões distantes e de baixa densidade demográfica, uma vez que a TUSDg locacional é fortemente influenciada pela distância entre o empreendimento de geração e os centros consumidores.*

*A consequência incontornável desta medida será um crescente desestímulo à instalação de empreendimentos nas Regiões Norte e Centro-Oeste do país, regiões aliás, que, ao revés, deveriam ser objetos de política de incentivo a novos investimentos.*

---

<sup>2</sup> Com frequência é possível encontrar em diversos países a adoção de formas de regulação tarifária distintas para as companhias que, atuando em regime de monopólio natural, dedicam-se às atividades nas áreas de transmissão ou de distribuição de energia elétrica. No Brasil, as concessionárias de serviço público de transmissão e distribuição são remuneradas por meio de tarifas de uso da rede calculadas, respectivamente, com base na TUST e na TUSD. No exemplo apresentado aqui envolvendo a APMPE, a questão locacional diz respeito à tarifação pelo uso da rede de distribuição que, embora esteja fora do escopo desta pesquisa, é válido no sentido de exemplificar que o debate sobre o aspecto locacional não está fechado e que as metodologias atuais não apresentam consenso entre os agentes do setor.

*Assim, a adoção do critério locacional rígido tem efeito perverso principalmente para as centrais geradoras de energia hidrelétrica localizadas nas regiões Norte e Centro-Oeste, onerando desproporcionalmente os empreendimentos já instalados e desestimulando novos investimentos, o que nos parece desalinhado com a política energética nacional, com os princípios e preocupações ambientais, e com o objetivo constitucional de reduzir as desigualdades regionais.”*

Por isso a ideia deste projeto de pesquisa é realizar uma análise crítica do aspecto locacional associado à alocação de custos da transmissão de energia elétrica, no sentido de avaliar os pontos positivos e negativos de sua inclusão na constituição dessa tarifa. Adicionalmente será explorada a possibilidade de inclusão de índices baseados no cálculo das tarifas na formulação convencional do problema da expansão da transmissão.

## **1.2 Organização dos Capítulos**

O capítulo 1 procura mostrar a origem do tema de pesquisa deste trabalho. Também é apresentada a motivação para se estudar o aspecto locacional associado ao problema da alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão.

O capítulo 2 faz um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e termina com visão geral do atual sistema de transmissão.

O capítulo 3 apresenta os aspectos técnicos relacionados ao problema da alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão. Também é feita uma descrição detalhada das metodologias estudadas neste trabalho, com exemplos numéricos a fim facilitar o entendimento dos algoritmos computacionais implementados.

O capítulo 4 mostra os resultados obtidos neste trabalho de pesquisa para uma rede fictícia de 4-barras e a rede IEEE 14-barras.

O capítulo 5 apresenta as conclusões desta pesquisa e sugestões para futuros trabalhos.

---

---

# Capítulo 2

## O Setor Elétrico Brasileiro

**D**A instalação em 1883 da primeira usina hidrelétrica no Brasil em Diamantina, Minas Gerais até a gênese do denominado Novo Modelo do Setor Elétrico em 2003, o setor elétrico brasileiro passou por substanciais modificações que serão brevemente explicadas visando a melhor contextualização histórica do presente trabalho de pesquisa. No final do capítulo é apresentado um panorama geral do atual sistema de transmissão no Brasil.

### 2.1 Início do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro começou a se formar ainda durante o Império com D. Pedro II em 1879, com a introdução no país de aparelhos e processos destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. O marco inaugural de tal feito foi a Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil (a primeira instalação de iluminação elétrica permanente) [6].

Dois anos depois, em 1881, foi instalada no Rio de Janeiro pela Diretoria Geral dos Telégrafos, a primeira iluminação externa pública do Brasil, em trecho da atual Praça da República. Nos anos seguintes entrariam em operação no país as primeiras iniciativas de geração termelétrica e hidrelétrica para o atendimento da demanda das empresas de mineração,

fábricas têxteis e iluminação pública. Dessa forma, o surgimento do setor elétrico coincide com o período de transição de um país imperial a um país republicano.

Nesta fase inicial, o modelo posto em prática contou com o pioneirismo e participação direta do Estado nos empreendimentos do setor elétrico, contudo, a alteração desta condição se deu com o ingresso de dois grupos estrangeiros de grande porte: a LIGHT (Brazilian Traction Light & Electric Co.), de origem canadense, e a AMFORP (American & Foreign Power Co.), de origem norte-americana, que juntas passaram a exercer o monopólio da indústria de energia elétrica com mais de 70% de toda a capacidade instalada no Brasil em 1939 [7, 8]. A prestação do serviço de eletricidade era marcada pela ausência de uma legislação específica, sendo feita, em grande medida, por meio de contratos celebrados entre os municípios e os empreendedores [7].

## 2.2 Modelo Estatal

Após a revolução de 30, o pensamento político-econômico no Brasil teve como elemento chave o estímulo ao desenvolvimento nacional através de ações estatais. Sob o governo de Getúlio Vargas, com a publicação do Código de Águas (Decreto no. 24.643) e da Constituição de 1934, a União passou a centralizar a outorga de todas as fases da indústria de energia elétrica: geração, transmissão e distribuição, consolidando assim o domínio regulatório nesse segmento da atividade econômica [6].

Seguiu-se então a opção por um modelo de estruturação híbrido, cabendo à União assumir a construção de grandes usinas e do sistema de transmissão, ficando os Estados-membros e a poucas empresas privadas responsáveis pela distribuição. Marco relevante dessa nova ordem foi a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945.

É no governo de Juscelino Kubitschek (1956-60), por meio do Plano de Metas, que começa o processo de grande expansão do setor hidrelétrico brasileiro que viria atingir seu auge no início da década de 1970. Marco relevante desse período foi a criação, em 1962, da Eletrobras [6].

Na década de 1980, ou a “década perdida”, eclodiu a grande crise do setor elétrico, motivada pela extinção do Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), pelo uso das tarifas das

empresas do setor elétrico como instrumento de controle inflacionário, pela elevação das taxas internacionais de juros e pelas restrições à obtenção de novos créditos [6, 9].

Na mesma época espalhava-se pelo mundo um movimento de revisão do papel do Estado. A liberalização do mercado e a privatização, dentre muitas outras medidas, acabaram fazendo parte das orientações econômicas de diversos países, inclusive o Brasil que, catalisado pelas crises da década de 1980, deu início a uma ampla reforma do setor elétrico.

## 2.3 Reforma dos anos 1990

O modelo de monopólio estatal foi o grande responsável pela expansão e a consolidação da indústria elétrica brasileira. Contudo, conforme explicado anteriormente, a partir da década de 1980, os investimentos no setor elétrico começaram a declinar sensivelmente, provocando uma disparidade entre a oferta e a demanda.

O Estado decide então deixar sua trajetória histórica de condutor dos investimentos do setor elétrico, para assumir como prioridade os seguintes objetivos: equacionar o déficit fiscal, restaurar o fluxo de investimentos e aumentar a eficiência das empresas de energia [9]. Tem início então o processo de privatização das empresas de energia elétrica, iniciado no Governo Fernando Collor e intensificado durante a gestão do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

Outra importante consequência da reestruturação então executada, foi a desverticalização das empresas que atuavam nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, com a introdução de competição nas atividades de geração e de comercialização, mantendo-se a regulação de tarifas na transmissão e distribuição, consideradas monopólios naturais.

### 2.3.1 DESREGULAÇÃO X DESREGULAMENTAÇÃO X REESTRUTURAÇÃO X RE-REGULAMENTAÇÃO

O processo de implantação de mecanismos de mercado competitivo em diversos segmentos da economia foi denominado, na língua inglesa, como *deregulation* tendo sido traduzido para o português como desregulação ou desregulamentação. Por diversas razões, esses termos não são os mais adequados para designar a reforma do setor elétrico que, como

dito anteriormente, teve início no Chile a partir do começo da década de 80, verificando-se já uma progressiva diminuição da sua utilização na literatura técnica especializada. Os motivos que levaram a essa diminuição estão relacionados com o fato dos termos desregulação/desregulamentação denotarem o processo de *“eliminação das regras, das normas (esp. governamentais) para qualquer instituição ou corpo coletivo”* [10]. Porém, o que se observa é justamente uma situação inversa a essa no setor elétrico. De fato, as regulamentações eram bem menos extensas quando o setor se encontrava estruturado na forma de companhias verticalmente integradas. Nesse período, muitos dos problemas que hoje são do domínio do relacionamento entre entidades jurídicas independentes (incluindo a questão da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão) eram internos às empresas integradas não sendo então necessário dispor de regulamentação explícita. A partir do momento em que ocorre a desverticalização do setor, vários conflitos passam para a esfera pública, carecendo, então, de regulamentação específica [11].

No setor elétrico brasileiro, as atividades regulatórias fundamentais são desempenhadas pela ANEEL cujo site na Internet apresenta um total de 627 resoluções de caráter normativo no período compreendido entre 29/12/1997 a 09/12/2011. Além desses documentos, o Poder Executivo também é responsável por atuar no plano normativo, disciplinando assuntos de relevância para o desenvolvimento e a consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico, com destaque para os seguintes atos:

- Decreto nº 5.081, de 14/05/2004: regulamenta a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Decreto nº 5.163, de 30/07/2004: regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia, entre outras providências;
- Decreto nº 5.177, de 12/08/2004: dispõe sobre atribuições, organização e funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Portaria nº 21, de 18/01/2008: aprimora os procedimentos para registro na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e posterior habilitação técnica

pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de projetos de novos empreendimentos de geração de energia elétrica e de ampliação ou repotenciação, restrita ao acréscimo da capacidade instalada, com vistas à promoção dos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos.

Nestas condições, parece pouco apropriado utilizar os termos desregulação ou desregulamentação para definir os diversos movimentos e tendências subjacentes à introdução de mecanismos competitivos no setor elétrico, enquanto que os termos reestruturação e re-regulamentação se mostram mais abrangentes para denominar esse processo. Por um lado, tem ocorrido no setor uma reestruturação vertical e horizontal, no sentido de separar áreas de atividade das companhias tradicionais, ou seja, “desmontar” as empresas e “remontá-las” segundo um novo conceito organizacional permitindo assim a criação de um número de agentes nas áreas de geração e comercialização que viabilize a existência de concorrência sem que nenhuma entidade detenha posição dominante. Por outro lado, a necessidade de tratar de diversos aspectos antes limitados ao relacionamento interno das companhias tradicionais somado à característica de monopólio natural das atividades de transmissão e distribuição criou a necessidade clara de uma nova regulamentação, ou seja, uma re-regulamentação [8, 11].

## **2.4 Novo modelo do setor elétrico (NMSE)**

A formulação do modelo que resultou na reforma dos anos 1990, foi marcada pela ausência de um ambiente regulatório adequado, com regras estáveis, claras e concisas, gerando assim um ambiente desfavorável aos investidores privados. A legislação existente, vaga e conflitante, não definia com clareza as atribuições de cada agente, não alocava responsabilidades específicas na gestão do setor, nem contemplava, principalmente, os interesses do consumidor. Além disso, havia sérias restrições, por parte da área econômica, de investimentos do setor estatal, uma vez que estes eram contabilizados como despesas do governo [9].

Em síntese, sem investimentos estatais nem privados, a eclosão da crise de suprimento de energia elétrica de 2000-2001 era inevitável, mostrando a necessidade de se modificar a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

O Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, após a posse do novo governo federal em 2003, deu início à construção do NMSE com base em três alvos principais: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica. Para isso, quatro grandes medidas foram tomadas: criação de dois ambientes de contratação e consequente modificação do modo de contratação de energia por parte das distribuidoras, retomada no planejamento do setor, criação de programas efetivos de universalização e reorganização institucional [9].

#### **2.4.1 OS AGENTES DO NMSE**

No NMSE atuam diversos agentes com objetivos, prerrogativas e atribuições. Para fins explicativos, pode-se adotar uma divisão que distingue agentes institucionais e agentes econômicos [9].

##### **2.4.1.1 Agentes institucionais**

Agentes institucionais são os que detêm competências e atribuições relacionadas às atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial.

Com base em critérios de natureza jurídica e de suas competências, os agentes institucionais podem ser divididos em três categorias esquematizadas na Figura 2.

- Agentes que executam atividades de governo: realizam o exercício de competências relativas ao poder político sendo formados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- Agente que executa atividade regulatória: composto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja atuação é norteadada por diretrizes e comandos do poder político oriundos do CNPE, MME ou CMSE e devidamente aprovados pelo presidente da república. Deve, contudo, usufruir de independência técnica no exercício de suas atribuições, nos limites de suas competências legais;

- Entidades de direito privado que executam atividades especiais: executam atividades predominantemente técnicas ligadas ao planejamento de médio e longo prazo do sistema elétrico, viabilização das atividades de comercialização de energia e coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo compostos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

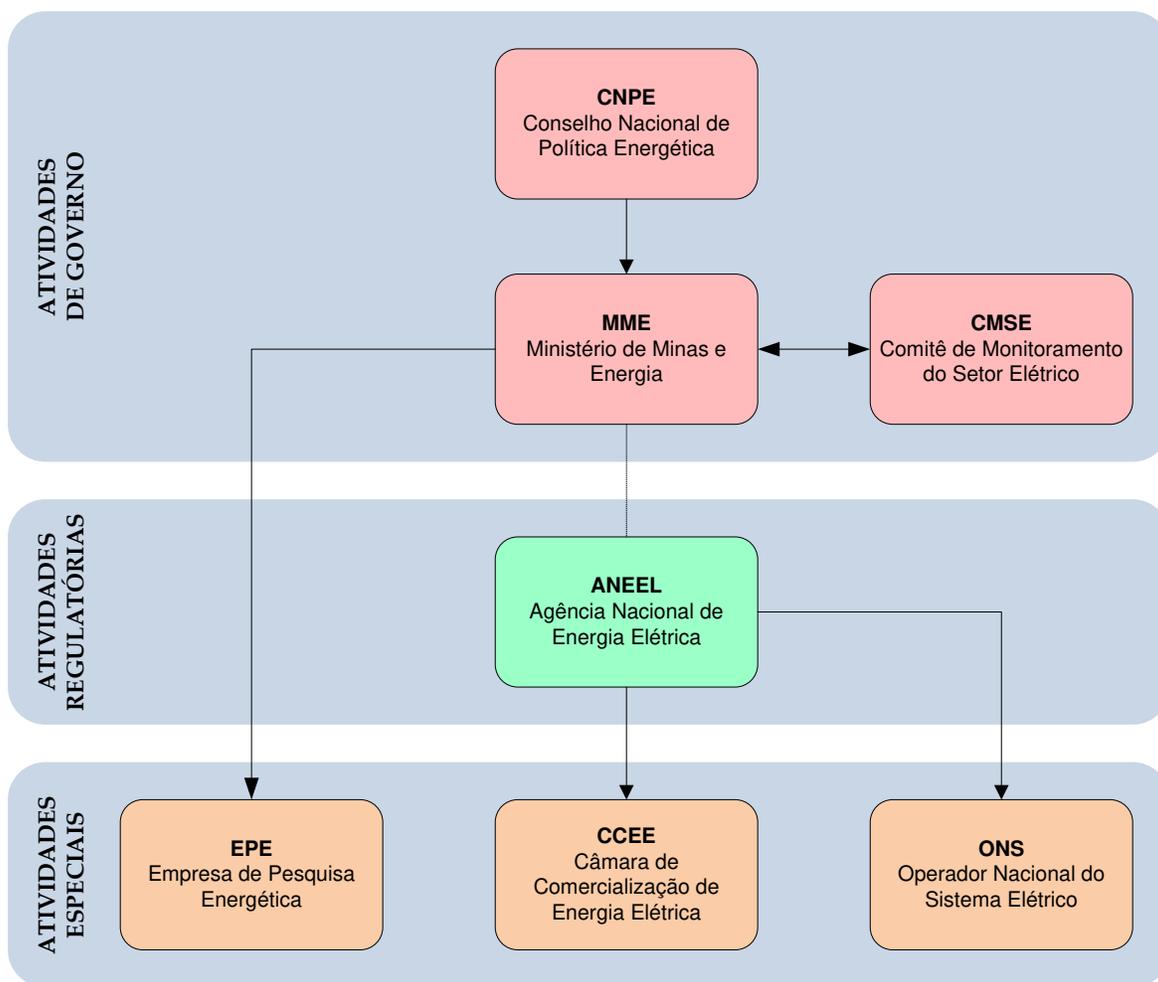


Figura 2 – Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro.

### 2.4.1.2 Agentes econômicos

Os agentes econômicos são formados pelos consumidores de energia elétrica juntamente com os titulares que detêm concessão, permissão ou autorização para a exploração de atividades econômicas de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica.

A inviabilidade do ponto de vista financeiro e ambiental da duplicação das redes na mesma área geográfica faz com que os agentes de transmissão e distribuição desempenhem suas atividades em regime de monopólio natural. Isso acaba impondo a necessidade de formas regulatórias adequadas, inclusive a fixação de tarifas pela Agência Reguladora [11]. Por outro lado, os segmentos de geração e comercialização são considerados competitivos, razão pela qual a regulação sobre eles incide com menos força, principalmente em questões de preço.

## 2.5 Aspectos gerais do Sistema de Transmissão no Brasil

Como já explicado anteriormente, a atividade de transmissão é um setor fortemente regulado, pois atua em termos de monopólio natural. Cabe à ANEEL celebrar os contratos de concessão de serviço público entre os agentes concessionários e o Estado, bem como fiscalizar sua execução.

A Tabela 1 mostra a evolução do sistema de transmissão brasileiro em um período de 5 anos juntamente com a capacidade instalada de geração [3].

Tabela 1 – Evolução da transmissão e geração no Brasil.

Ano	Extensão das LT (km)	Variação ano anterior (%)	Capacidade Instalada de Geração (MW)	Variação ano anterior (%)
2006	86.228,9	-	87.002,5	-
2007	87.285,9	1,23	87.995,7	1,14
2008	90.316,4	3,47	89.075,3	1,23
2009	95.464,9	5,70	91.727,4	2,98
2010	98.648,3	3,33	96.201,9	4,88

Observa-se que o aumento da capacidade instalada de geração é acompanhado pelo crescimento da instalação de novas linhas de transmissão. Além disso, o montante de 98.648,3 km de linhas de transmissão em 2010 pode ser visto como um reflexo das dimensões

continentais do país, da dispersão espacial das fontes e das distâncias crescentes entre os grandes centros de carga e as novas hidrelétricas [9].

O segmento de transmissão no Brasil é operado por 68 concessionárias [3], que obtiveram as concessões em leilões promovidos pela ANEEL e são responsáveis pela implantação e operação da rede básica. Para o ano de 2010, as maiores empresas, por extensão de linhas de transmissão, são apresentadas na Tabela 2 [12].

Tabela 2 – Extensão de linhas em km das maiores empresas de transmissão no Brasil.

Tensão (kV)	CHESF	FURNAS	ELETRO-SUL	ELETRO-NORTE
230	12.657	1.949	5.190	5.257
345	0	6.079	0	0
440	0	0	0	0
500	5.122	4.549	3.875	3.236
600(CC)	0	1.612	0	0
750	0	2.698	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>17.779</b>	<b>16.887</b>	<b>9.065</b>	<b>8.493</b>

Esta grande quantidade de agentes, de diversas origens e distintas características empresariais, acaba sendo outro fator de complexidade no sistema de transmissão, exigindo um permanente esforço de coordenação, por parte do ONS, e fiscalização, por parte da ANEEL.

### 2.5.1 CUSTOS DA TRANSMISSÃO

As despesas de uma empresa de transmissão compõem-se, além dos gastos inerentes à atividade, como de pessoal, equipamentos, materiais de reposição, etc., de desembolsos relativos à manutenção da concessão e também à legislação tributária vigente [13].

Os custos envolvidos nas atividades de operação e manutenção de uma linha ou subestação são muito baixos, se comparados aos valores envolvidos na fase de investimento.

O contrato de concessão de transmissão de energia elétrica e a legislação vigente prevêem dispêndios da receita operacional relativo à manutenção da concessão, também conhecidos como despesas regulatórias que são descritas abaixo:

- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica): criada pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, com o objetivo de prover parte da receita necessária às atividades desempenhadas pela agência reguladora. Tem seu valor

definido e informado pela ANEEL no ano anterior ao da cobrança, através de despacho aos agentes, representando 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário de transmissão;

- P&D (Eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento): é obrigação do concessionário de serviço público de transmissão de energia elétrica, a aplicação anual de 1% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento;
- Seguro: os contratos de concessão também determinam que o concessionário esteja obrigado a manter, com Companhia Seguradora de porte compatível com o objeto segurado, durante todo o prazo de vigência da concessão, as apólices de seguro necessárias para garantir a cobertura dos equipamentos mais importantes das instalações de transmissão, com cobertura básica de incêndio, raio, explosão de qualquer natureza e adicional de danos elétricos.

A legislação tributária estipula ainda a incidência de impostos e contribuições sobre ganhos por atividade econômica. Incidem sobre o serviço de transmissão de energia elétrica os seguintes tributos:

- Imposto de Renda: conforme previsto na legislação, incide sobre os lucros reais e também sobre ganhos por acréscimo de patrimônio. Constitui-se da alíquota fixa de 15% sobre o lucro real, presumido ou arbitrado, mais a alíquota adicional de 10% da parcela que exceder a 240 mil reais no ano (ou fração proporcional) do mesmo lucro;
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social): incide sobre a receita bruta das pessoas jurídicas, destinando-se ao atendimento dos programas sociais do Governo Federal. Sua alíquota é de 3%;
- PIS/PASEP (Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público): para mantê-los, as pessoas jurídicas são obrigadas a contribuir com uma alíquota variável (de 0,65% a 1,65%) sobre o total das receitas;

- CSSL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido): tem a finalidade de financiar a seguridade social. Possui alíquota de 9% para as pessoas jurídicas e incide sobre o lucro líquido real.

## 2.5.2 RECEITAS DA TRANSMISSÃO

Conforme o atual modelo em vigor no setor elétrico brasileiro, não é atribuição da transmissão a comercialização de energia elétrica. Desse modo, as receitas dessa atividade consistem basicamente da disponibilidade de suas instalações para o sistema elétrico interligado. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, determina em seu art. 9º que cabe à ANEEL *“regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão”*. Já em sua Resolução 247, de 13 de agosto de 1999, a ANEEL determina as condições gerais de prestação de serviços de transmissão e contratação de acesso.

Em consonância com a legislação, a ANEEL define anualmente a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras, através de resolução emitida pela agência, de modo a corrigir essa receita pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). O conjunto desses encargos deve ser suficiente para *“estabelecer e manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão”*. Portanto, as tarifas deverão cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades inerentes ao contrato de concessão, assegurando o adequado nível de eficiência da concessionária.

Com o intuito de preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, é considerado pelo Poder Concedente como prerrogativa da transmissora, pleitear junto à ANEEL, devidamente amparado em relatórios e laudos periciais, requerimento que demonstre eventuais impactos de ordem tributária e legal nas receitas, com o intuito de requerer a revisão extraordinária. Essa revisão também poderá ocorrer por iniciativa do agente regulador sempre que houver evidência de receita adicional significativa auferida pelo concessionário através de outras atividades, de modo a contribuir para a modicidade tarifária. Eventuais diferenças entre receitas estimadas e realizadas devem ser compensadas no exercício seguinte.

Os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica estabelecem que a RAP da transmissora estará sujeita a descontos, mediante redução em base mensal e representada pela

parcela variável (PV), de modo a penalizar por indisponibilidade de empreendimentos de transmissão. Em junho de 2007, a Resolução nº 270 emitida pela ANEEL instituiu os critérios para a determinação da qualidade da transmissão de energia elétrica. Com base nesses critérios, os detentores da concessão devem sofrer descontos na receita relativa à indisponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica. A Tabela 3 mostra o valor da parcela variável, ou seja, a perda de receita paga pelas empresas no ciclo 2009/2010 [3].

Tabela 3 – Valor da PV paga por empresas de transmissão.

Empresa	PV Paga (R\$)	RAP (R\$)	Percentual de PV sobre a RAP
ELETRO-NORTE	9.172.798,98	175.230.178,58	5,23%
FURNAS	22.064.019,07	454.234.382,57	4,86%
CELG-GT	421.011,62	9.086.115,31	4,63%
CTEEP	6.538.599,85	318.896.013,44	2,05%

## 2.6 Conta de luz e a tarifa de energia elétrica

A *tarifa de uso do sistema de transmissão* é uma das parcelas que compõem a *tarifa de energia elétrica* cujo conceito não deve ser confundido com o de *conta de luz*. A *tarifa de energia elétrica* é o preço público (em R\$/kWh) pago pelo consumidor por cada 1kW consumido durante uma hora. Já a *conta de luz* (em R\$) é o montante de energia utilizado pelo consumidor ao longo de um mês, expresso em kWh, multiplicado pela tarifa de energia, acrescidos os tributos<sup>3</sup> [14]. A Tabela 4 apresenta a *tarifa de energia elétrica* de algumas distribuidoras do Brasil em 2012 para a classe de consumo residencial [3].

<sup>3</sup> Os tributos podem ser divididos em três tipos [14]:

1. Impostos: se caracterizam por ter aplicação não vinculada, ou seja, o produto da sua arrecadação não está sujeito a nenhuma aplicação específica. Um exemplo é o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
2. Taxas: de caráter vinculado, são criadas para um propósito específico, e sua arrecadação só pode ser aplicada para a finalidade para a qual foi criada. Um exemplo é a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) cuja receita é utilizada no custeio da Aneel;
3. Contribuições: de caráter também vinculado, custeiam atividades estatais em prol do contribuinte, por exemplo, a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP).

Tabela 4 – Tarifas residenciais vigentes em 2012 para algumas concessionárias de distribuição.

Concessionária	Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh)
CEMIG-D	0,40423
ELEKTRO	0,36604
COSERN	0,36373
LIGHT	0,34304
CPFL Paulista	0,33715
BANDEIRANTE	0,32537

No Brasil, a tarifa de energia elétrica não é única. Ela varia de acordo com a classe e subclasse de consumo, estrutura tarifária, modalidade de fornecimento e com a região geográfica (como pode ser comprovado pelos dados da Tabela 4). Independentemente dessa divisão, a tarifa de energia elétrica de qualquer consumidor apresenta a seguinte composição [14]:

- Parcela A: parcela da tarifa de energia elétrica composta por todos os custos que não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição, tais como: energia comprada, serviços de transmissão, encargos do setor elétrico (RGR, TFSEE, CCC, CDE, PROINFA). Todas as alterações nesses custos são repassadas para o consumidor;
- Parcela B: parcela da tarifa de energia composta pelos custos gerenciáveis pela concessionária de distribuição, tais como: depreciação, operação, manutenção, pessoal, remuneração do capital. Anualmente, na data do reajuste tarifário, essa parcela é corrigida anualmente pelo IGP-M menos o Fator X.

Os tributos ICMS, PIS/COFINS e CIP não fazem parte da tarifa de energia elétrica e são acrescidos a ela apenas para o cálculo da conta de luz. A Figura 3 mostra o procedimento geral para o cálculo da conta de luz.

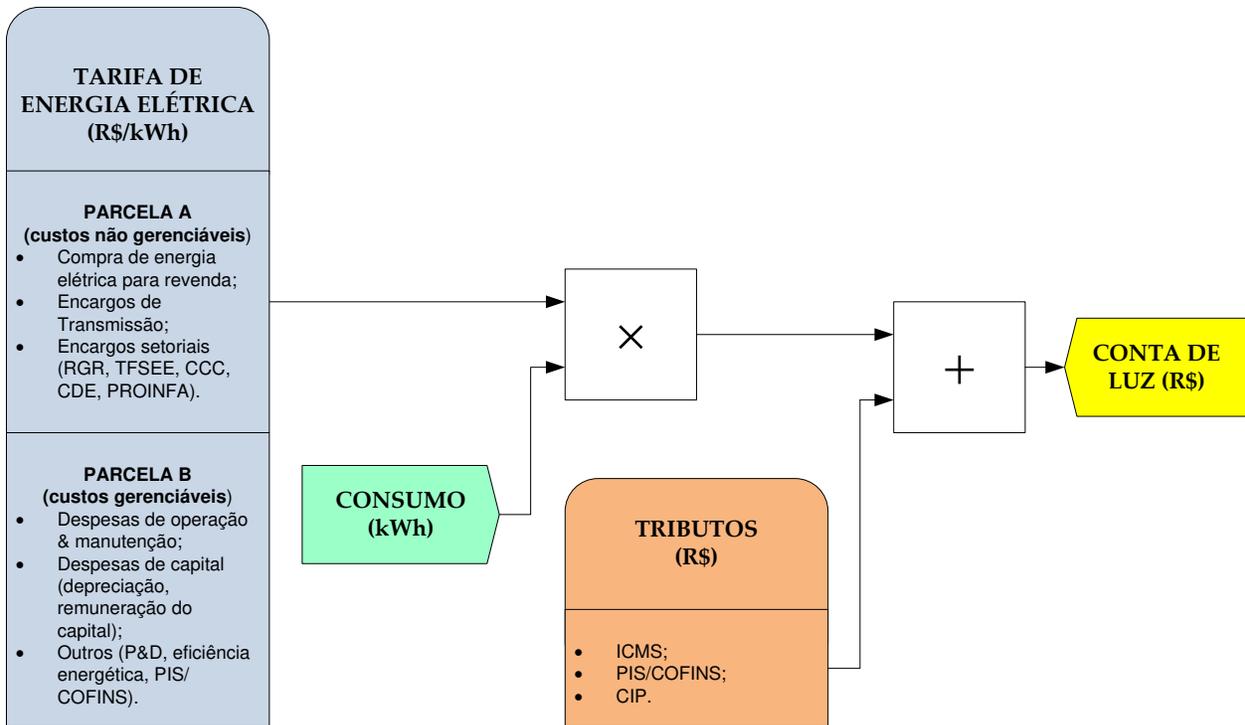


Figura 3 – Parcelas constituintes e mecanismo de cálculo da conta de luz.

A fim de ilustrar o peso de cada item da Figura 3, a Tabela 5 traz a composição percentual dos principais constituintes da conta de luz para um consumidor residencial (B1) atendido pela COPEL (Companhia Paranaense de Energia) para o período de 24 de junho de 2008 a 23 de junho de 2009 [15]. Observa-se que a tarifa de uso do sistema de transmissão representa 6,02% da conta de luz do consumidor.

Tabela 5 – Composição da conta de luz.

Componente	Peso percentual do componente
PARCELA A	41,99%
✓ Compra de energia elétrica para revenda	28,50%
✓ Encargos da Transmissão	6,02%
✓ Encargos setoriais	7,47%
PARCELA B	25,22%
TRIBUTOS	32,80%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

---

# Capítulo 3

## Metodologias de Alocação de Custos de Utilização da Rede de Transmissão

**U**MA vez identificados os custos a remunerar pelo uso da rede de transmissão e adotada uma política de regulação tarifária, torna-se necessário realizar a alocação desses custos entre os diversos agentes que fazem uso da rede, ou seja, os agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres. Existem muitos métodos que podem ser utilizados para realizar esta alocação e que possuem características muito diversas, sendo que a decisão sobre o método mais adequado depende das características organizacionais do mercado elétrico de cada país.

### 3.1 Princípios das metodologias de alocação de custos

Os métodos de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão apresentam características diversas que permitem avaliar o seu desempenho segundo diferentes critérios. Em [16] são apresentados vários princípios a que devem obedecer os métodos de alocação de custos, incluindo:

- i. Não permitir subsídios cruzados: segundo este princípio, a metodologia de alocação dos custos deverá ser capaz, através de alguma medida de uso da rede

(por exemplo, a análise de sensibilidade do fluxo de potência nas linhas de transmissão em relação à variação da potência nodal injetada), de alocar os custos ligados à atividade da transmissão de energia elétrica aos agentes diretamente envolvidos. Desta forma, os custos incorridos pelo uso do sistema de transmissão originados por um determinado gerador ou carga não são divididos entre os demais usuários, em outras palavras, evita-se a existência dos chamados subsídios cruzados;

- ii. Transparência no procedimento de alocação de custos: este princípio está baseado na ideia da estabilidade e baixa volatilidade tarifária que assumem grande importância em um ambiente de mercado já por si dominado por diversos outros fatores de incerteza;
- iii. Simplicidade para promover a regulação: este princípio se mostra importante porque permite aumentar o grau de compreensão dos mecanismos de alocação de custos por parte dos agentes envolvidos;
- iv. Garantir a adequada remuneração no presente e em futuros investimentos na transmissão: este princípio procura garantir que a metodologia de alocação de custos seja capaz de recuperar integralmente os custos regulados das companhias de transmissão;
- v. Emitir sinais econômicos com respeito à localização dos agentes na rede: a metodologia de alocação de custos deve ser eficiente no sentido de que os valores das tarifas deverão transmitir sinais econômicos induzindo comportamentos mais eficientes por parte dos agentes no que diz respeito à utilização e exploração do sistema de transmissão;
- vi. Estabilidade do esquema tarifário: este princípio se traduz na solidez técnica da metodologia de alocação de custos de forma a conferir um tratamento justo e não discriminatório a todos os agentes envolvidos.

### 3.2 Classificação das metodologias de alocação de custos

Nos parágrafos seguintes é feita uma explicação da classificação dos métodos de alocação de custos conforme os fundamentos técnicos apresentados em [17] e sintetizado na Figura 4.

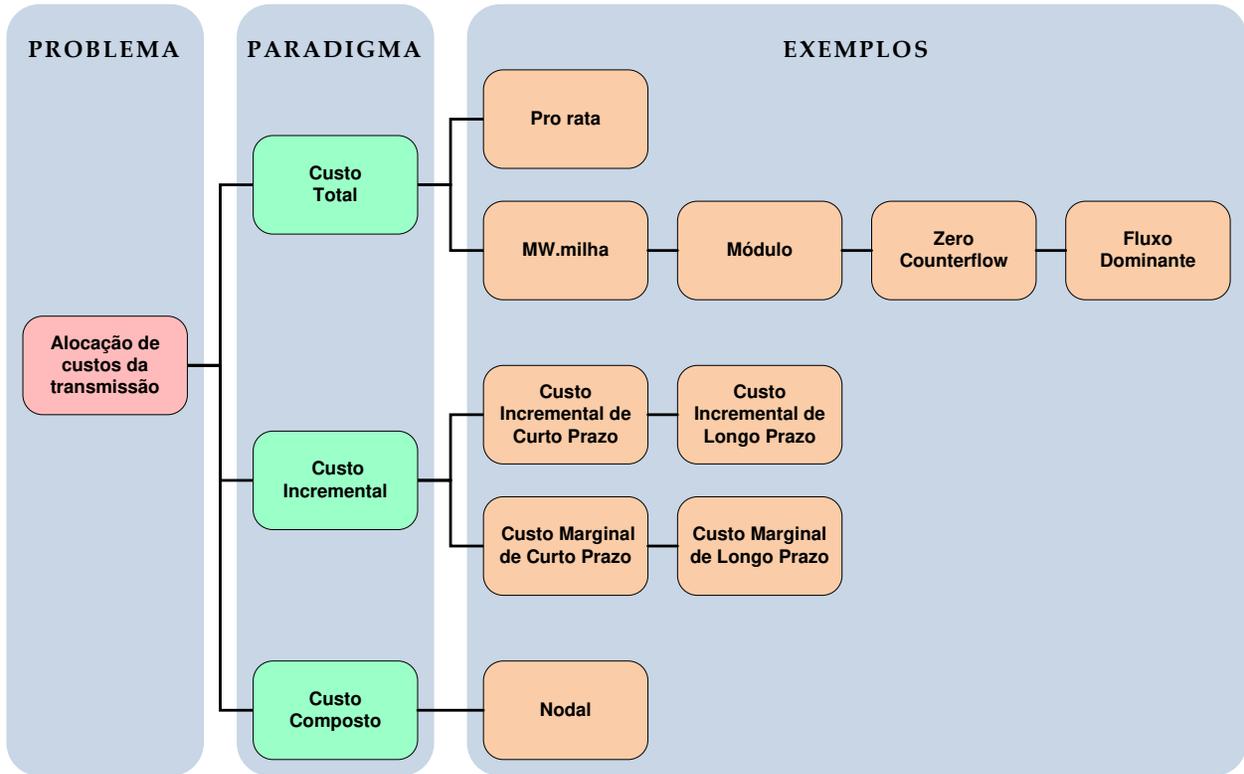


Figura 4 – Classificação das metodologias de alocação de custos.

#### 3.2.1 CUSTO TOTAL DO SISTEMA (ROLLED-IN)

Neste paradigma todos os custos existentes do sistema de transmissão e os custos adicionais de operação e expansão, desconsiderando as suas causas, são primeiramente somados (formando o custo total do sistema de transmissão) para em seguida ser dividido (alocado) entre os diversos usuários, proporcionando assim uma remuneração completa dos custos da transmissão. A Figura 5 ilustra esse conceito.

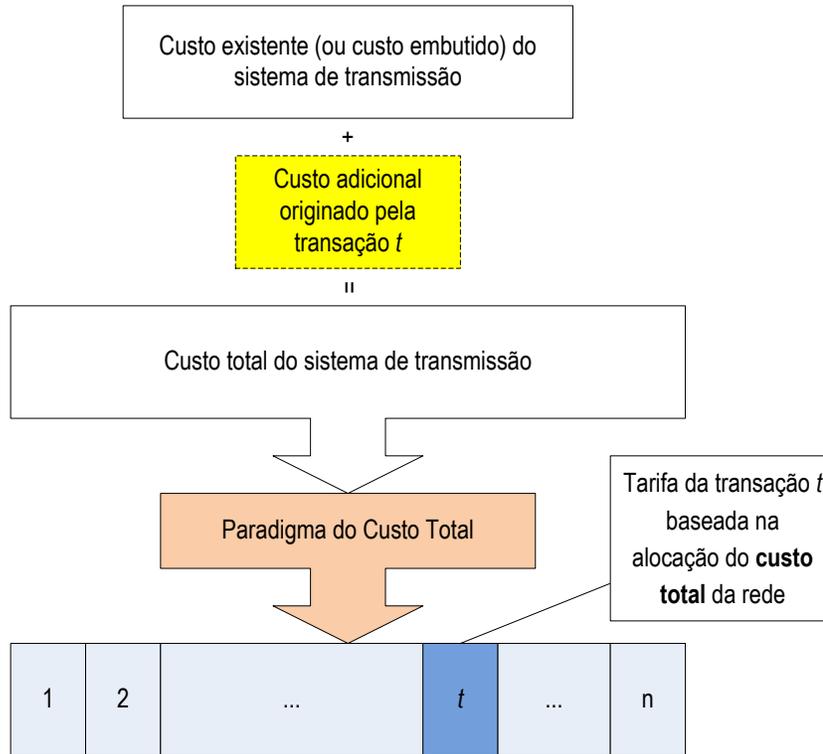


Figura 5 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo total.

O desenvolvimento dos métodos de alocação de custos do sistema de transmissão do tipo custo total do sistema ganhou força nos Estados Unidos com o advento das transações *wheeling*, isto é, um acordo em que duas companhias estabeleciam entre si um contrato de compra/venda de energia elétrica, cuja efetivação requeria a utilização da rede de uma terceira companhia.

De um modo geral, esses métodos revelam-se de aplicação e implementação computacional simples e procuram alocar o custo total do serviço de transmissão de energia elétrica (custos de O&M e de investimento) aos agentes do sistema através de alguma medida do uso da rede, sendo que a divisão dos custos pode ou não exigir o conhecimento dos fluxos de potência ativa pelos ramos da rede elétrica. Esses estudos têm o objetivo de obter uma medida mais precisa do uso da rede pelos agentes e assim alcançar tarifas mais justas e completas [11]. Ainda assim, esse modelo é muito criticado devido à falta de um embasamento econômico consistente, principalmente no que se refere à emissão de sinais econômicos [18]. Exemplos de metodologias pertencentes a esse grupo são MW.milha (ou MW.km, conforme a métrica

utilizada), Método do Módulo, Método do *Zero Counterflow* e Método do Fluxo Dominantes. Já no caso de não ser necessário o conhecimento prévio do estudo de fluxo de potência, a metodologia Pro rata (Selo Postal) é a mais conhecida e utilizada. Uma descrição detalhada desse e outros métodos do custo total pode ser encontrada em [16].

### 3.2.2 CUSTO INCREMENTAL OU MARGINAL (*INCREMENTAL*)<sup>4</sup>

Este paradigma procura obter a variação do custo da transmissão de energia elétrica em relação a um cenário-base quando, em uma determinada barra, ocorre a variação de potência ativa provocada por um gerador ou uma carga. Portanto, no cálculo da tarifa pelo uso da rede a ser paga por um usuário do sistema, será considerado apenas o custo adicional originado pela transação de potência desse agente, permanecendo o montante referente ao custo existente sob a responsabilidade dos demais usuários. A Figura 6 ilustra esse conceito.

---

<sup>4</sup> Algumas publicações optam por classificar as metodologias de índole incremental e índole marginal de modo separado. Em [9] os autores fazem uma distinção explícita conforme pode ser visto no texto a seguir transcrito na íntegra: “Convém salientar, por outro lado, as diferenças entre as metodologias de tipo incremental e as de tipo marginal. Como foi referido, as metodologias de tipo incremental baseiam-se no cálculo de uma diferença de custos, necessitando de uma avaliação dos custos com e sem a presença de uma dada transação. As metodologias de tipo marginal correspondem a avaliar, para um dado ponto de funcionamento do sistema, a variação do custo decorrente da variação de um recurso. No âmbito de uma metodologia de tipo marginal, o custo a suportar por uma entidade corresponde ao produto do custo por unidade adicional pelo número de unidades, por exemplo de potência, associado a essa transação. Dado o caráter não linear dos sistemas elétricos, estes dois processos de cálculo conduzem, em geral, a valores substancialmente diferentes.”

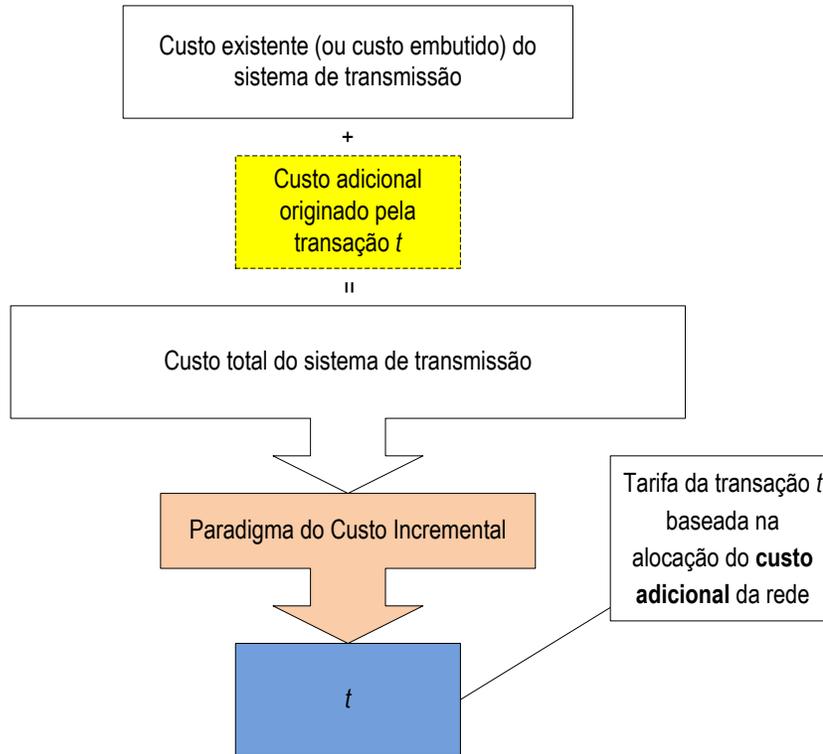


Figura 6 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo incremental.

As metodologias de índole incremental/marginal são aceitas pelos economistas como as mais racionais do ponto de vista da eficiência econômica [17]. Contudo, trazem algumas deficiências tais como a remuneração incompleta dos custos correntes, volatilidade das tarifas e elevada complexidade de implementação [18]. Exemplos de metodologias pertencentes a esse grupo são o Custo Incremental de Curto Prazo, Custo Incremental de Longo Prazo, Custo Marginal de Curto Prazo e o Custo Marginal de Longo Prazo. A diferença conceitual entre longo prazo e curto prazo é que este reflete apenas os custos de exploração da rede, enquanto que aquele integra a mais os custos de reforço e expansão.

### 3.2.3 CUSTO COMPOSTO (COMPOSITE)

O princípio básico aqui é o de juntar o “melhor dos dois mundos” ao combinar os paradigmas apresentados nos itens (3.2.1) e (3.2.2) para definir as tarifas a serem pagas pelos geradores e cargas, ou seja, o custo alocado aos agentes do sistema pelo uso da rede de transmissão é definido pela soma de duas parcelas: a primeira, calculada com base em uma

metodologia do tipo custo total (*rolled-in*) e outra, calculada com base em uma metodologia do tipo incremental. A Figura 7 ilustra esse conceito.

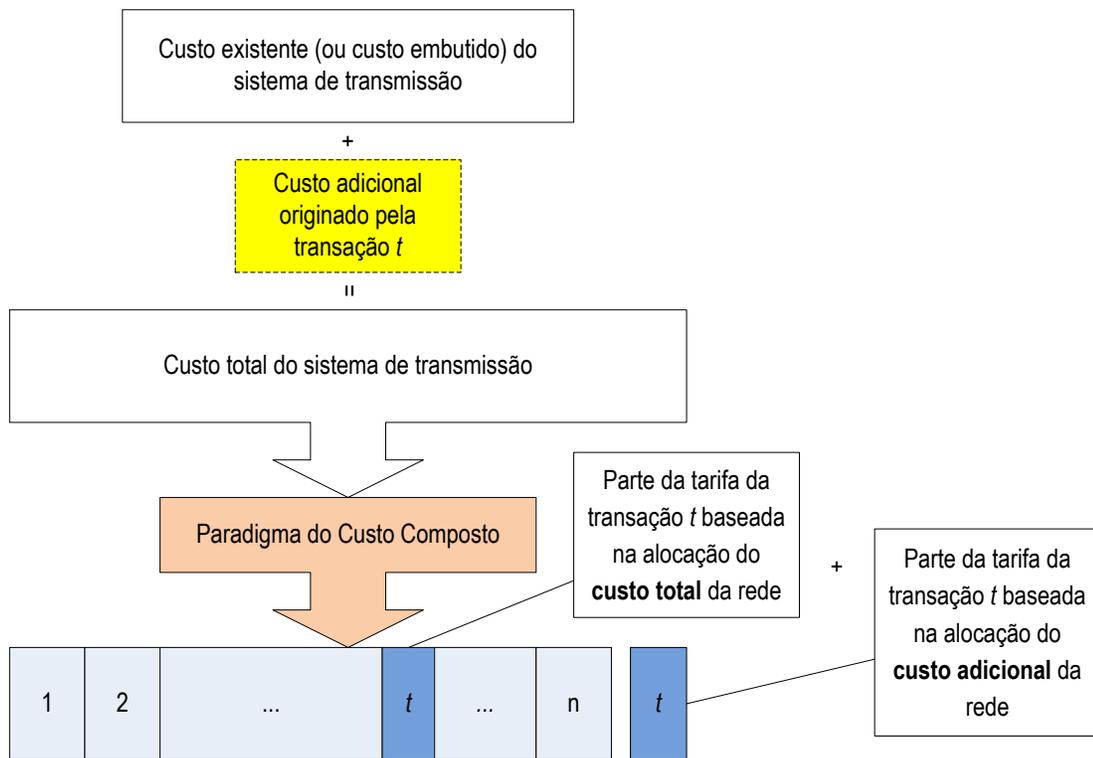


Figura 7 – Conceito da metodologia de alocação de custos baseada no paradigma do custo composto.

Exemplo de metodologia pertencente a esse paradigma é o Nodal (atual metodologia adotada no Brasil pela ANEEL) cuja formulação utiliza a combinação do custo marginal de longo prazo (obtido através da matriz de sensibilidade  $\beta$ ) com o Pro rata. Essa metodologia será detalhada em (3.3.4).

### 3.3 Metodologias Implementadas

Neste trabalho, as metodologias de alocação de custos de uso do sistema de transmissão são classificadas segundo outro paradigma: a presença ou não do aspecto locacional na determinação das tarifas. A Figura 8 mostra como fica essa nova divisão.

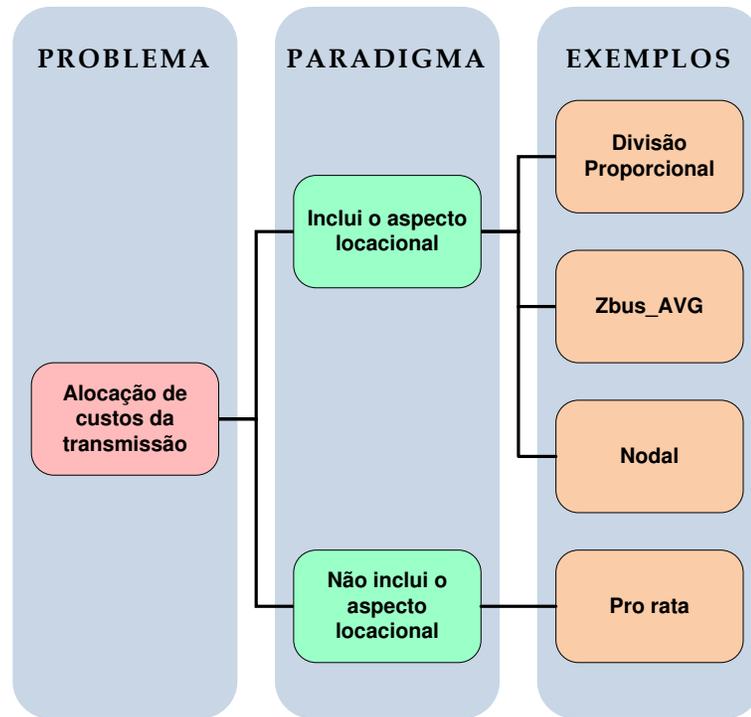


Figura 8 – Classificação das metodologias de alocação de custos.

Nesta seção são apresentadas em detalhes as quatro metodologias de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão implementadas neste trabalho. Todas as rotinas computacionais foram codificadas em MATLAB sendo a resolução do problema de fluxo de carga feita pelo método de Newton. Os cálculos envolvidos em cada uma dessas metodologias serão exemplificados com base na rede fictícia de 4-barras [19] mostrada na Figura 9.

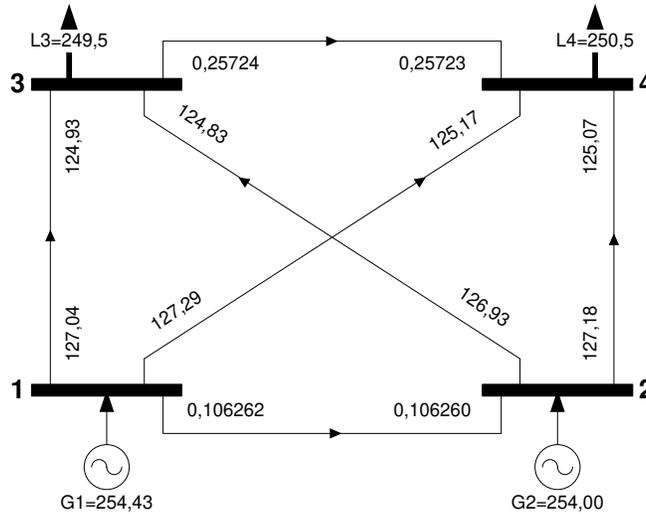


Figura 9 – Sistema 4-barras.

A escolha do sistema 4-barras foi motivada pela sua natureza didática caracterizada pela fácil visualização e grande simetria do ponto de vista topológico e de injeções de potência nas barras. Todas as linhas de transmissão têm os mesmos parâmetros, resumidos na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros do sistema 4-barras.

Parâmetro	Descrição	Valor (pu)
$r$	Resistência série	0,01275
$x$	Reatância indutiva	0,097
$b_{sh}$	Susceptância shunt (total)	0,4611

Adotando que o custo de utilização de cada linha de transmissão,  $CLT_i$ , é calculado pela expressão (3.1), o custo total pelo uso da rede de transmissão,  $CT$ , dado pela soma do custo de cada linha de transmissão é dado por (3.2).

$$CLT_i = 1000 \cdot x_i \quad (3.1)$$

$$CT = 6 \cdot 1000 \cdot 0,097 = 582,0 \text{ \$/h} \quad (3.2)$$

### 3.3.1 METODOLOGIA PRO RATA (SELO POSTAL)

O termo Pro rata é uma locução de origem latina de *pro*, “em conformidade com, proporcionalmente a” + *ratu*s, “calculado, computado, contado”. Este método supõe que todo o sistema elétrico é afetado de maneira uniforme por cada transação de uso da rede, independentemente da localização dos pontos de injeção e de consumo de energia elétrica e da distância em que se encontram, sendo o custo total rateado de forma proporcional à potência servida por cada agente do sistema. Desta forma, os custos destinados a um gerador  $i$  e a uma carga  $j$  podem ser definidos, respectivamente, por (3.3) e (3.4).

$$C_{Gi} = \frac{P_{Gi}}{\sum_{m=1}^{NG} P_{Gm}} \cdot \frac{CT}{2} \quad (3.3)$$

$$C_{Lj} = \frac{P_{Lj}}{\sum_{m=1}^{NL} P_{Lm}} \cdot \frac{CT}{2} \quad (3.4)$$

Nestas expressões:

- $C_{Gi}$  representa o custo alocado ao gerador  $i$ , em \$/h;
- $C_{Lj}$  representa o custo alocado a carga  $j$ , em \$/h;
- $CT$  representa o custo total de uso do sistema de transmissão, em \$/h;
- $NL$  representa o número de cargas do sistema;
- $NG$  representa o número de geradores do sistema;
- $P_{Gi}$  representa a potência gerada pelo gerador  $i$ , em MW;
- $P_{Lj}$  representa a potência consumida pela carga  $j$ , em MW.

Nota-se que o rateio do custo total é feito na proporção de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras, implicando, portanto, na uniformidade tarifária em termos geográficos.

A metodologia Pro rata tem no seu ponto mais forte, a simplicidade na definição das tarifas de utilização da rede, o principal motivo de críticas uma vez que ao ignorar as condições

de operação real do sistema considerando que cada transação de uso da rede afeta o sistema elétrico de um modo uniforme, acaba comprometendo a premissa da emissão de sinais econômicos. Um bom exemplo dessa situação seria uma carga próxima da geração, e que, portanto, utiliza pouco a rede, subsidia outra que esteja eletricamente distante. Situação semelhante ocorre em uma cidade atendida pelo serviço dos correios onde paga-se o mesmo preço para uma carta ser entregue, indiferentemente do destinatário se encontrar perto ou longe da agência postal. Essa analogia explica o porquê da metodologia Pro rata também ser conhecida como Selo Postal (Postage stamp).

### 3.3.1.1 Exemplo numérico

Utilizando a expressão (3.3), os custos alocados aos geradores da rede da Figura 9 são dados por (3.5) e (3.6).

$$C_{G1} = \frac{P_{G1}}{\sum_{m=1}^2 P_{Gm}} \cdot \frac{CT}{2} = \frac{254,43}{254,43 + 254,0} \cdot \frac{582,0}{2} = 145,62 \text{ \$/h} \quad (3.5)$$

$$C_{G2} = \frac{P_{G2}}{\sum_{m=1}^2 P_{Gm}} \cdot \frac{CT}{2} = \frac{254,0}{254,43 + 254,0} \cdot \frac{582,0}{2} = 145,38 \text{ \$/h} \quad (3.6)$$

Para as cargas, a alocação dos custos é feita utilizando a expressão (3.4), obtendo-se (3.7) e (3.8).

$$C_{L3} = \frac{P_{L3}}{\sum_{m=3}^4 P_{Lm}} \cdot \frac{CT}{2} = \frac{249,5}{249,5 + 250,5} \cdot \frac{582,0}{2} = 145,21 \text{ \$/h} \quad (3.7)$$

$$C_{L4} = \frac{P_{L4}}{\sum_{m=3}^4 P_{Lm}} \cdot \frac{CT}{2} = \frac{250,5}{249,5 + 250,5} \cdot \frac{582,0}{2} = 145,79 \text{ \$/h} \quad (3.8)$$

A Tabela 7 faz um resumo dos resultados da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão obtidos até agora.

Tabela 7 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.

Metodologia	G1 (\$/h)	G2(\$/h)	L3 (\$/h)	L4 (\$/h)	Total (\$/h)
Pro rata	145,62	145,38	145,21	145,79	582,0

### 3.3.2 METODOLOGIA DIVISÃO PROPORCIONAL (*PROPORTIONAL SHARING – PS*)

A metodologia Divisão Proporcional aplicada na alocação de custos pelo uso da rede de transmissão é proposta em [20] e consiste em uma das possíveis implementações da filosofia MW.milha. Nesse trabalho o autor desenvolve uma nova abordagem fundamentada no conceito do traçado da rota da eletricidade e com isso determina a participação de um determinado gerador ou carga no fluxo de potência das linhas de transmissão.

O traçado da rota da eletricidade se baseia no princípio da divisão proporcional, que será ilustrado com base na Figura 10, que contém quatro linhas de transmissão com um nó terminal  $i$  em comum.

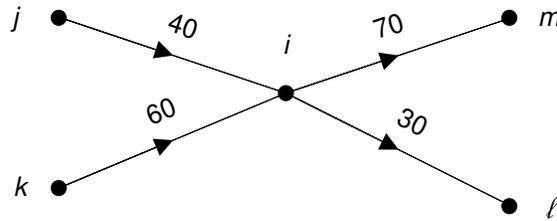


Figura 10 – Divisão Proporcional.

O fluxo de potência total através do nó  $i$  é  $P_i = 40 + 60 = 100 \text{ MW}$ , dos quais 40% são fornecidos pela linha  $j-i$  e 60%, pela linha  $k-i$ . Como não é possível distinguir a eletricidade e cada um dos fluxos que deixam o nó  $i$  dependem somente da queda de tensão na linha e de seus parâmetros, pode-se assumir que cada MW que deixa o nó contém a mesma proporção dos fluxos que chegam em  $i$  como o fluxo total  $P_i$ . Assim, os 70MW que deixam o nó  $i$  através da linha  $i-m$  consistem de  $70 \cdot \frac{40}{100} = 28 \text{ MW}$  fornecidos pela linha  $j-i$  e  $70 \cdot \frac{60}{100} = 42 \text{ MW}$  fornecidos pela linha  $k-i$ . Da mesma forma, os 30 MW que deixam o nó  $i$  através da linha  $i-l$  consistem de  $30 \cdot \frac{40}{100} = 12 \text{ MW}$  fornecidos pela linha  $j-i$  e  $30 \cdot \frac{60}{100} = 18 \text{ MW}$  fornecidos pela linha  $k-i$ .

O princípio do compartilhamento proporcional basicamente considera que o nó é um “misturador” perfeito de fluxos que entram, de forma que é impossível saber qual elétron que

entra sairá por uma determinada linha. Este raciocínio está em acordo com a visão geralmente aceita de que não é possível distinguir a eletricidade.

Segundo o autor [20, 21], uma vez que é impossível “pintar” os fluxos que entram e então verificar a cor dos fluxos que saem, o princípio do compartilhamento proporcional não pode ser provado. No entanto, isso é irrelevante neste caso, pois o princípio é aplicado para cálculos não técnicos, ou seja, não são usados modelos físicos. A utilização de modelos físicos se dá no cálculo inicial dos fluxos de potência em cada linha. Além disso, ao tratar os fluxos que entram e os fluxos que saem da mesma forma, o princípio do compartilhamento proporcional se mostra justo, ou em outras palavras, geradores e cargas são tratados de forma transparente.

A aplicação do conceito do traçado da rota da eletricidade só é possível de ser feita em redes sem perdas, ou seja, o fluxo de potência no início e no fim de cada linha deve ser exatamente o mesmo. Uma maneira de se obter tal condição em sistemas reais (portanto onde há perdas) é a divisão das perdas totais em componentes a serem alocados aos geradores e cargas. Para tal são propostos dois algoritmos: *upstream-looking* e *downstream-looking*. O primeiro reparte as perdas entre as cargas e aloca a potência restante entre os geradores, e o segundo faz o caminho inverso, ou seja, reparte as perdas entre os geradores e aloca a potência restante entre as cargas.

### 3.3.2.1 Algoritmo *upstream-looking* (águas acima – referência “a montante”)

Considerando que seja possível dividir as perdas totais do sistema de transmissão em parcelas a serem adicionadas às cargas, a soma da demanda real de uma carga em particular com a parcela das perdas alocada a ela é definida como demanda bruta (*gross demand*). Partindo desse pressuposto, tem-se que a demanda bruta total do sistema é igual ao somatório de todas as potências produzidas pelos geradores. Definindo  $P_i^g$  como a injeção de potência bruta nodal na barra  $i$ , e  $P_{ij}^g$  como o fluxo desconhecido de potência bruta que atravessaria a linha  $i-j$ , partindo da barra  $i$  em direção à barra  $j$ , caso a rede fosse sem perdas, a equação de balanço da potência bruta na barra  $i$ , do ponto de vista dos fluxos que entram é expressa por (3.9).

$$P_i^g = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{ij}^g| \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, NB \quad (3.9)$$

Nesta expressão:

- $\alpha_i^u$  representa o conjunto formado pelas barras que estão conectadas e que fornecem potência à barra  $i$ ;
- $NB$  representa o número total de barras do sistema;
- $P_{Gi}$  representa a potência gerada na barra  $i$ .

Como as perdas foram eliminadas, é possível escrever a igualdade (3.10).

$$|P_{ij}^g| = |P_{ji}^g| \quad (3.10)$$

A substituição de (3.10) em (3.9) permite escrever (3.11).

$$P_i^g = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{ji}^g| = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{|P_{ji}^g|}{P_j^g} \cdot P_j^g \quad (3.11)$$

Considerando que as perdas nas redes de transmissão são muito pequenas, obtém-se (3.12).

$$\frac{|P_{ji}^g|}{P_j^g} \cong \frac{|P_{ji}|}{P_j} \quad (3.12)$$

Nesta expressão:

- $P_{ji}$  representa o fluxo de potência real que sai da barra  $j$  e chega na barra  $i$ ;
- $P_j$  representa a injeção de potência real na barra  $j$ .

Rearranjando (3.11) e utilizando a aproximação (3.12), chega-se em (3.13).

$$P_i^g - \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{|P_{ji}|}{P_j} \cdot P_j^g = P_{Gi} \quad (3.13)$$

A expressão (3.13) pode então ser colocada na notação matricial conforme (3.14).

$$A_u \cdot P^{gross} = P_G \quad (3.14)$$

Nesta expressão:

- $A_u$  representa a matriz de distribuição *upstream* (*upstream distribution matrix*);
- $P_G$  representa o vetor coluna das potências nodais geradas;
- $P^{gross}$  representa o vetor coluna que se deseja calcular das injeções de potência bruta nodal.

Observe que a matriz  $A_u$  apresenta dimensão  $nb \times nb$ , é esparsa, não-simétrica e tem cada um de seus elementos  $(i, j)$  dado por (3.15). Se a sua inversa,  $A_u^{-1}$ , existe, então o vetor de incógnitas  $P^{gross}$  pode ser computado de acordo com (3.16) de tal modo que o  $i$ -ésimo elemento é calculado por (3.17).

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{para } i = j; \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j}, & \text{para } j \in \alpha_i^u; \\ 0, & \text{para os demais casos.} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$P^{gross} = A_u^{-1} \cdot P_G \quad (3.16)$$

$$P_i^g = \sum_{k=1}^{NB} [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, NB \quad (3.17)$$

A expressão (3.17) mostra como a  $i$ -ésima potência bruta nodal é suprida pelos diversos geradores do sistema. Por outro lado, quando se olha para fluxos nodais de saída, o mesmo  $P_i^g$  é igual à soma de todos os fluxos de potência bruta que saem da barra  $i$ . Portanto, utilizando o

princípio da divisão proporcional, o fluxo de potência bruta na linha  $i-j$  pode ser calculado de acordo com (3.18).

$$P_{ij}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \cdot P_i^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \cdot \sum_{k=1}^{NB} [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} = \sum_{k=1}^{NB} D_{ij,k}^g \cdot P_{Gk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^d \quad (3.18)$$

Nesta expressão:

- $\alpha_i^d$  representa o conjunto formado pelas barras que estão conectadas e que recebem potência da barra  $i$ ;
- $D_{ij,k}^g = \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \cdot [A_u^{-1}]_{ik}$  representa o fator topológico de distribuição da geração (*topological generation distribution factor*) e indica o percentual da potência gerada pelo  $k$ -ésimo gerador no fluxo de potência bruta da linha  $i-j$ . Consequentemente seu valor é sempre positivo.

Considerando que o uso total de uma linha  $i-j$  para o algoritmo *upstream-looking*,  $U_{ij}^{up}$ , seja definido como o valor absoluto do fluxo de potência bruta nessa linha, é possível escrever a igualdade (3.19). Por outro lado, a expressão (3.18) mostra que o fluxo  $P_{ij}^g$  é formado pela soma da contribuição das potências produzidas pelos diversos geradores do sistema, em outras palavras, o termo dado por  $D_{ij,k}^g P_{Gk}$  representa o uso da linha  $i-j$  pelo gerador  $k$ .

$$U_{ij}^{up} = |P_{ij}^g| \quad (3.19)$$

Assumindo agora que o custo de uma determinada linha,  $C_{ij}$ , será dividido proporcionalmente ao seu uso por um dado gerador, é possível calcular o custo total alocado ao gerador  $k$  através da soma das parcelas individuais de custos desse gerador em todas as linhas do sistema. Por fim, aplicando esse raciocínio, é possível escrever a formulação (3.20) e (3.21) que traduz a tarifa a ser paga pelo gerador  $k$  pela utilização da rede de transmissão. Da mesma forma que na metodologia Pro rata, o rateio do custo total é feito na proporção de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras.

$$C_{Gk} = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{0,5 \cdot C_{ij}}{P_{ij}^g} \cdot D_{ij,k}^g \cdot P_{Gk} = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{0,5 \cdot C_{ij}}{P_{ij}^g} \cdot \frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \cdot [A_u^{-1}]_{ik} \cdot P_{Gk} \quad (3.20)$$

$$C_{Gk} = P_{Gk} \cdot \sum_{i=1}^{NB} \left\{ \frac{[A_u^{-1}]_{ik}}{P_i^g} \sum_{j \in \alpha_i^d} 0,5 \cdot C_{ij} \right\} \quad (3.21)$$

### 3.3.2.2 Algoritmo *downstream-looking* (águas abaixo – referência “a jusante”)

Seguindo o mesmo princípio do algoritmo *upstream-looking*, mas com a diferença de ao invés de partir das cargas em direção aos geradores, fazer o caminho inverso, o algoritmo *downstream-looking* é utilizado para alocar custos pelo uso do sistema de transmissão às cargas.

Considerando que seja possível dividir as perdas totais do sistema de transmissão em parcelas a serem subtraídas dos geradores, a subtração da potência produzida por um gerador em particular da parcela das perdas alocada a ela é definida como geração líquida (*net generation*). Partindo desse pressuposto, tem-se que a geração líquida total do sistema é igual à soma de todas as demandas das cargas. Definindo  $P_i^n$  como a injeção de potência líquida nodal na barra  $i$ , e  $P_{ij}^n$  como o fluxo desconhecido de potência líquida que atravessaria a linha  $i-j$ , partindo da barra  $i$  em direção à barra  $j$ , caso a rede fosse sem perdas, a equação de balanço da potência líquida na barra  $i$ , do ponto de vista dos fluxos que saem é expressa por (3.22).

$$P_i^n = P_{Li} + \sum_{j \in \alpha_i^d} |P_{ij}^n| \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, NB \quad (3.22)$$

Nesta expressão:

- $\alpha_i^d$  representa o conjunto formado pelas barras que estão conectadas e que recebem potência da barra  $i$ ;
- $NB$  representa o número total de barras do sistema;
- $P_{Li}$  representa a potência consumida na barra  $i$ .

Como as perdas foram eliminadas, é possível escrever a igualdade (3.23).

$$|P_{ij}^n| = |P_{ji}^n| \quad (3.23)$$

A substituição de (3.23) em (3.22) permite escrever (3.24).

$$P_i^n = P_{Li} + \sum_{j \in \alpha_i^d} |P_{ji}^n| = P_{Li} + \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{|P_{ji}^n|}{P_j^n} \cdot P_j^n \quad (3.24)$$

Considerando que as perdas nas redes de transmissão são muito pequenas, obtém-se (3.25).

$$\frac{|P_{ji}^n|}{P_j^n} \cong \frac{|P_{ji}|}{P_j} \quad (3.25)$$

Nesta expressão:

- $P_{ji}$  representa o fluxo de potência real que sai da barra  $j$  e chega na barra  $i$ ;
- $P_j$  representa a injeção de potência real na barra  $j$ .

Rearranjando (3.24) e utilizando a aproximação (3.25), chega-se em (3.26).

$$P_i^n - \sum_{j \in \alpha_i^d} \frac{|P_{ji}|}{P_j} \cdot P_j^n = P_{Li} \quad (3.26)$$

A expressão (3.26) pode então ser colocada na notação matricial conforme (3.27).

$$A_d \cdot P^{net} = P_L \quad (3.27)$$

Nesta expressão:

- $A_d$  representa a matriz de distribuição *downstream* (*downstream distribution matrix*);
- $P_L$  representa o vetor coluna das potências nodais consumidas;

- $P^{net}$  representa o vetor coluna que se deseja calcular das injeções de potência líquida nodal.

Observe que a matriz  $A_d$  apresenta dimensão  $nb \times nb$ , é esparsa, não-simétrica e tem cada um de seus elementos  $(i, j)$  dado por (3.28). Se a sua inversa,  $A_d^{-1}$ , existe, então o vetor de incógnitas  $P^{net}$  pode ser computado de acordo com (3.29) de tal modo que o  $i$ -ésimo elemento é calculado por (3.30).

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{para } i = j; \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j}, & \text{para } j \in \alpha_i^d; \\ 0, & \text{para os demais casos.} \end{cases} \quad (3.28)$$

$$P^{net} = A_d^{-1} \cdot P_G \quad (3.29)$$

$$P_i^n = \sum_{k=1}^{NB} [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, NB \quad (3.30)$$

A expressão (3.30) mostra como a  $i$ -ésima potência líquida nodal é distribuída entre todas as cargas do sistema. Por outro lado, quando se olha para fluxos nodais de entrada, o mesmo  $P_i^n$  é igual à soma de todos os fluxos de potência líquida que entram na barra  $i$ . Portanto, utilizando o princípio da divisão proporcional, o fluxo de potência líquida na linha  $i$ - $j$  pode ser calculado de acordo com (3.31).

$$P_{ij}^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot P_i^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot \sum_{k=1}^{NB} [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} = \sum_{k=1}^{NB} D_{ij,k}^n \cdot P_{Lk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^u \quad (3.31)$$

Nesta expressão:

- $\alpha_i^u$  representa o conjunto formado pelas barras que estão conectadas e que fornecem potência à barra  $i$ ;

- $D_{ij,k}^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot [A_d^{-1}]_{ik}$  representa o fator topológico de distribuição da carga (*topological load distribution factor*) e indica o percentual da potência consumida pela k-ésima carga no fluxo de potência líquida da linha  $i$ - $j$ . Conseqüentemente seu valor é sempre positivo.

Considerando que o uso total de uma linha  $i$ - $j$  para o algoritmo *downstream-looking*,  $U_{ij}^{down}$ , seja definido como o valor absoluto do fluxo de potência líquida nessa linha, é possível escrever a igualdade (3.32). Por outro lado, a expressão (3.31) mostra que o fluxo  $P_{ij}^n$  é formado pela soma da contribuição das potências consumidas pelas diversas cargas do sistema, em outras palavras, o termo dado por  $D_{ij,k}^n P_{Lk}$  representa o uso da linha  $i$ - $j$  pela carga  $k$ .

$$U_{ij} = |P_{ij}^n| \quad (3.32)$$

Assumindo agora que o custo de uma determinada linha,  $C_{ij}$ , será dividido proporcionalmente ao seu uso por uma dada carga, é possível calcular o custo total alocado à carga  $k$  através da soma das parcelas individuais de custos dessa carga em todas as linhas do sistema. Por fim, aplicando esse raciocínio, é possível escrever a formulação (3.33) e (3.34) que traduz a tarifa a ser paga pela carga  $k$  pela utilização da rede de transmissão. Da mesma forma que na metodologia Pro rata, o rateio do custo total é feito na proporção de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras.

$$C_{Lk} = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{0,5 \cdot C_{ij}}{P_{ij}^n} \cdot D_{ij,k}^n \cdot P_{Lk} = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j \in \alpha_i^u} \frac{0,5 \cdot C_{ij}}{P_{ij}^n} \cdot \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad (3.33)$$

$$C_{Lk} = P_{Lk} \cdot \sum_{i=1}^{NB} \left\{ \frac{[A_d^{-1}]_{ik}}{P_i^n} \sum_{j \in \alpha_i^u} 0,5 \cdot C_{ij} \right\} \quad (3.34)$$

### 3.3.2.3 Exemplo numérico

A rede da Figura 9 será utilizada agora para exemplificar a metodologia Divisão Proporcional. Primeiramente será empregado o algoritmo *upstream-looking* para alocar os custos pelo uso do sistema de transmissão aos geradores e em seguida, o algoritmo *downstream-looking* para alocar os custos pelo uso do sistema de transmissão às cargas.

A aplicação da equação (3.9) resulta nas expressões (3.35) a (3.38).

$$P_1^g = P_{G1} \quad (3.35)$$

$$P_2^g = P_{G2} + |P_{21}^g| \quad (3.36)$$

$$P_3^g = P_{G3} + |P_{31}^g| + |P_{32}^g| \quad (3.37)$$

$$P_4^g = P_{G4} + |P_{41}^g| + |P_{42}^g| + |P_{43}^g| \quad (3.38)$$

Utilizando (3.11), as expressões (3.35) a (3.38) podem ser colocadas na forma das igualdades (3.39) a (3.42).

$$P_1^g = P_{G1} \quad (3.39)$$

$$P_2^g = P_{G2} + \frac{|P_{12}^g|}{P_1^g} \cdot P_1^g \quad (3.40)$$

$$P_3^g = P_{G3} + \frac{|P_{13}^g|}{P_1^g} \cdot P_1^g + \frac{|P_{23}^g|}{P_2^g} \cdot P_2^g \quad (3.41)$$

$$P_4^g = P_{G4} + \frac{|P_{14}^g|}{P_1^g} \cdot P_1^g + \frac{|P_{24}^g|}{P_2^g} \cdot P_2^g + \frac{|P_{34}^g|}{P_3^g} \cdot P_3^g \quad (3.42)$$

Aplicando (3.13), as expressões (3.39) a (3.42) podem agora ser reescritas na forma (3.43) a (3.46) ou na notação matricial conforme (3.47).

$$P_1^g = P_{G1} \quad (3.43)$$

$$-\frac{|P_{12}|}{P_1} \cdot P_1^g + P_2^g = P_{G2} \quad (3.44)$$

$$-\frac{|P_{13}|}{P_1} \cdot P_1^g - \frac{|P_{23}|}{P_2} \cdot P_2^g + P_3^g = P_{G3} \quad (3.45)$$

$$-\frac{|P_{14}|}{P_1} \cdot P_1^g - \frac{|P_{24}|}{P_2} \cdot P_2^g - \frac{|P_{34}|}{P_3} \cdot P_3^g + P_4^g = P_{G4} \quad (3.46)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{|P_{12}|}{P_1} & 1 & 0 & 0 \\ -\frac{|P_{13}|}{P_1} & -\frac{|P_{23}|}{P_2} & 1 & 0 \\ -\frac{|P_{14}|}{P_1} & -\frac{|P_{24}|}{P_2} & -\frac{|P_{34}|}{P_3} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1^g \\ P_2^g \\ P_3^g \\ P_4^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \\ P_{G4} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Dessa forma, o vetor coluna das injeções de potência bruta nodal, em MW, é calculado de acordo com (3.48) a (3.50).

$$\begin{bmatrix} P_1^g \\ P_2^g \\ P_3^g \\ P_4^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{|P_{12}|}{P_1} & 1 & 0 & 0 \\ -\frac{|P_{13}|}{P_1} & -\frac{|P_{23}|}{P_2} & 1 & 0 \\ -\frac{|P_{14}|}{P_1} & -\frac{|P_{24}|}{P_2} & -\frac{|P_{34}|}{P_3} & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \\ P_{G4} \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

$$\begin{bmatrix} P_1^g \\ P_2^g \\ P_3^g \\ P_4^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{0,106262}{254,43} & 1 & 0 & 0 \\ \frac{127,04}{254,43} & -\frac{126,93}{254,1063} & 1 & 0 \\ -\frac{127,29}{254,43} & -\frac{127,18}{254,1063} & -\frac{0,25724}{249,76} & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 254,43 \\ 254,0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

$$\begin{bmatrix} P_1^g \\ P_2^g \\ P_3^g \\ P_4^g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 254,43 \\ 254,11 \\ 253,96 \\ 254,73 \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Aplicando (3.18) e assumindo que  $\frac{P_{ij}^g}{P_i^g} \cong \frac{P_{ij}}{P_i}$ , obtêm-se as expressões (3.51) a (3.56).

$$P_{12}^g = \frac{P_{12}}{P_1} [A_u^{-1}]_{11} \cdot P_{G1} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_u^{-1}]_{12} \cdot P_{G2} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_u^{-1}]_{13} \cdot P_{G3} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_u^{-1}]_{14} \cdot P_{G4} \quad (3.51)$$

$$P_{13}^g = \frac{P_{13}}{P_1} [A_u^{-1}]_{11} \cdot P_{G1} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_u^{-1}]_{12} \cdot P_{G2} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_u^{-1}]_{13} \cdot P_{G3} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_u^{-1}]_{14} \cdot P_{G4} \quad (3.52)$$

$$P_{14}^g = \frac{P_{14}}{P_1} [A_u^{-1}]_{11} \cdot P_{G1} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_u^{-1}]_{12} \cdot P_{G2} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_u^{-1}]_{13} \cdot P_{G3} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_u^{-1}]_{14} \cdot P_{G4} \quad (3.53)$$

$$P_{23}^g = \frac{P_{23}}{P_2} [A_u^{-1}]_{21} \cdot P_{G1} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_u^{-1}]_{22} \cdot P_{G2} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_u^{-1}]_{23} \cdot P_{G3} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_u^{-1}]_{24} \cdot P_{G4} \quad (3.54)$$

$$P_{24}^g = \frac{P_{24}}{P_2} [A_u^{-1}]_{21} \cdot P_{G1} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_u^{-1}]_{22} \cdot P_{G2} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_u^{-1}]_{23} \cdot P_{G3} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_u^{-1}]_{24} \cdot P_{G4} \quad (3.55)$$

$$P_{34}^g = \frac{P_{34}}{P_3} [A_u^{-1}]_{31} \cdot P_{G1} + \frac{P_{34}}{P_3} [A_u^{-1}]_{32} \cdot P_{G2} + \frac{P_{34}}{P_3} [A_u^{-1}]_{33} \cdot P_{G3} + \frac{P_{34}}{P_3} \cdot [A_u^{-1}]_{34} P_{G4} \quad (3.56)$$

Substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se as expressões (3.57) a (3.62).

$$P_{12}^g = 0,000418 \cdot P_{G1} + 0,0 \cdot P_{G2} \quad (3.57)$$

$$P_{13}^g = 0,499299 \cdot P_{G1} + 0,0 \cdot P_{G2} \quad (3.58)$$

$$P_{14}^g = 0,500284 \cdot P_{G1} + 0,0 \cdot P_{G2} \quad (3.59)$$

$$P_{23}^g = 0,000209 \cdot P_{G1} + 0,499507 \cdot P_{G2} \quad (3.60)$$

$$P_{24}^g = 0,000209 \cdot P_{G1} + 0,500493 \cdot P_{G2} \quad (3.61)$$

$$P_{34}^g = 0,000514 \cdot P_{G1} + 0,000514 \cdot P_{G2} \quad (3.62)$$

Desta forma, é possível ver a contribuição de cada gerador no fluxo de potência bruta das linhas de transmissão do sistema. Observa-se, por exemplo, pela expressão (3.60) que  $P_{23}^g$  é composto pela soma de  $0,000209 \cdot 254,43 = 0,05308 \text{ MW}$  do Gerador 1 com  $0,499507 \cdot 254,0 = 126,8747 \text{ MW}$  do Gerador 2, totalizando assim um fluxo  $P_{23}^g = 0,05308 + 126,8747 = 126,93 \text{ MW}$ .

Para o cálculo da tarifa a ser paga pelo gerador  $k$  será aplicada a equação (3.21), permitindo escrever (3.63) e (3.64).

$$C_{G1} = P_{G1} \cdot \left\{ \frac{[A_u^{-1}]_{11}}{P_1^g} \cdot \left( \frac{C_{12} + C_{13} + C_{14}}{2} \right) + \frac{[A_u^{-1}]_{21}}{P_2^g} \cdot \left( \frac{C_{23} + C_{24}}{2} \right) + \frac{[A_u^{-1}]_{31}}{P_3^g} \cdot \left( \frac{C_{34}}{2} \right) \right\} \quad (3.63)$$

$$C_{G2} = P_{G2} \cdot \left\{ \frac{[A_u^{-1}]_{12}}{P_1^g} \cdot \left( \frac{C_{12} + C_{13} + C_{14}}{2} \right) + \frac{[A_u^{-1}]_{22}}{P_2^g} \cdot \left( \frac{C_{23} + C_{24}}{2} \right) + \frac{[A_u^{-1}]_{32}}{P_3^g} \cdot \left( \frac{C_{34}}{2} \right) \right\} \quad (3.64)$$

Finalmente, substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se os custos alocados aos geradores pelo uso da rede de transmissão dados por (3.65) e (3.66).

$$C_{G1} = 254,43 \cdot \left\{ \frac{1,0}{254,43} \cdot \left( \frac{291}{2} \right) + \frac{0,0004}{254,11} \cdot \left( \frac{194}{2} \right) + \frac{0,4995}{253,96} \cdot \left( \frac{97}{2} \right) \right\} = 169,81 \$/h \quad (3.65)$$

$$C_{G2} = 254,0 \cdot \left\{ \frac{0,0}{254,43} \cdot \left( \frac{291}{2} \right) + \frac{1,0}{254,11} \cdot \left( \frac{194}{2} \right) + \frac{0,4995}{253,96} \cdot \left( \frac{97}{2} \right) \right\} = 121,19 \$/h \quad (3.66)$$

De maneira análoga ao que foi feito para os geradores, será ilustrada agora a aplicação do algoritmo *downstream-looking* para alocar os custos pelo uso do sistema de transmissão às cargas.

A aplicação da equação (3.22) resulta nas expressões (3.67) a (3.70).

$$P_1^n = P_{L1} + |P_{12}^n| + |P_{13}^n| + |P_{14}^n| \quad (3.67)$$

$$P_2^n = P_{L2} + |P_{23}^n| + |P_{24}^n| \quad (3.68)$$

$$P_3^n = P_{L3} + |P_{34}^n| \quad (3.69)$$

$$P_4^n = P_{L4} \quad (3.70)$$

Utilizando (3.24), as expressões (3.67) a (3.70) podem ser colocadas na forma das igualdades (3.71) a (3.74).

$$P_1^n = P_{L1} + \frac{|P_{21}^n|}{P_2^n} \cdot P_2^n + \frac{|P_{31}^n|}{P_3^n} \cdot P_3^n + \frac{|P_{41}^n|}{P_4^n} \cdot P_4^n \quad (3.71)$$

$$P_2^n = P_{L2} + \frac{|P_{32}^n|}{P_3^n} \cdot P_3^n + \frac{|P_{42}^n|}{P_4^n} \cdot P_4^n \quad (3.72)$$

$$P_3^n = P_{L3} + \frac{|P_{43}^n|}{P_4^n} \cdot P_4^n \quad (3.73)$$

$$P_4^n = P_{L4} \quad (3.74)$$

Aplicando (3.26), as expressões (3.71) a (3.74) podem agora ser reescritas na forma (3.75) a (3.78) ou na notação matricial conforme (3.79).

$$P_1^n - \frac{|P_{21}|}{P_2} \cdot P_2^n - \frac{|P_{31}|}{P_3} \cdot P_3^n - \frac{|P_{41}|}{P_4} \cdot P_4^n = P_{L1} \quad (3.75)$$

$$P_2^n - \frac{|P_{32}|}{P_3} \cdot P_3^n - \frac{|P_{42}|}{P_4} \cdot P_4^n = P_{L2} \quad (3.76)$$

$$P_3^n - \frac{|P_{43}|}{P_4} \cdot P_4^n = P_{L3} \quad (3.77)$$

$$P_4^n = P_{L4} \quad (3.78)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & -\frac{|P_{21}|}{P_2} & -\frac{|P_{31}|}{P_3} & -\frac{|P_{41}|}{P_4} \\ 0 & 1 & -\frac{|P_{32}|}{P_3} & -\frac{|P_{42}|}{P_4} \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{|P_{43}|}{P_4} \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_1^n \\ P_2^n \\ P_3^n \\ P_4^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

Dessa forma, o vetor coluna das injeções de potência líquida nodal, em MW, é calculado de acordo com (3.80) a (3.82).

$$\begin{bmatrix} P_1^n \\ P_2^n \\ P_3^n \\ P_4^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{|P_{21}|}{P_2} & -\frac{|P_{31}|}{P_3} & -\frac{|P_{41}|}{P_4} \\ 0 & 1 & -\frac{|P_{32}|}{P_3} & -\frac{|P_{42}|}{P_4} \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{|P_{43}|}{P_4} \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ P_{L3} \\ P_{L4} \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

$$\begin{bmatrix} P_1^n \\ P_2^n \\ P_3^n \\ P_4^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{0,106260}{254,1063} & -\frac{124,93}{250,4972} & -\frac{125,17}{250,0172} \\ 0 & 1 & -\frac{124,83}{250,4972} & -\frac{125,07}{250,0172} \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{0,25723}{250,0172} \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 249,5 \\ 250,5 \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

$$\begin{bmatrix} P_1^n \\ P_2^n \\ P_3^n \\ P_4^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 250,21 \\ 249,90 \\ 249,76 \\ 250,50 \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

Aplicando (3.31) e assumindo que  $\frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cong \frac{P_{ij}}{P_i}$ , obtêm-se as expressões (3.83) a (3.88).

$$P_{12}^n = \frac{P_{12}}{P_1} [A_d^{-1}]_{11} \cdot P_{L1} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_d^{-1}]_{12} \cdot P_{L2} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_d^{-1}]_{13} \cdot P_{L3} + \frac{P_{12}}{P_1} [A_d^{-1}]_{14} \cdot P_{L4} \quad (3.83)$$

$$P_{13}^n = \frac{P_{13}}{P_1} [A_d^{-1}]_{11} \cdot P_{L1} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_d^{-1}]_{12} \cdot P_{L2} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_d^{-1}]_{13} \cdot P_{L3} + \frac{P_{13}}{P_1} [A_d^{-1}]_{14} \cdot P_{L4} \quad (3.84)$$

$$P_{14}^n = \frac{P_{14}}{P_1} [A_d^{-1}]_{11} \cdot P_{L1} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_d^{-1}]_{12} \cdot P_{L2} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_d^{-1}]_{13} \cdot P_{L3} + \frac{P_{14}}{P_1} [A_d^{-1}]_{14} \cdot P_{L4} \quad (3.85)$$

$$P_{23}^n = \frac{P_{23}}{P_2} [A_d^{-1}]_{21} \cdot P_{L1} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_d^{-1}]_{22} \cdot P_{L2} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_d^{-1}]_{23} \cdot P_{L3} + \frac{P_{23}}{P_2} [A_d^{-1}]_{24} \cdot P_{L4} \quad (3.86)$$

$$P_{24}^n = \frac{P_{24}}{P_2} [A_d^{-1}]_{21} \cdot P_{L1} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_d^{-1}]_{22} \cdot P_{L2} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_d^{-1}]_{23} \cdot P_{L3} + \frac{P_{24}}{P_2} [A_d^{-1}]_{24} \cdot P_{L4} \quad (3.87)$$

$$P_{34}^n = \frac{P_{34}}{P_3} [A_d^{-1}]_{31} \cdot P_{L1} + \frac{P_{34}}{P_3} [A_d^{-1}]_{32} \cdot P_{L2} + \frac{P_{34}}{P_3} [A_d^{-1}]_{33} \cdot P_{L3} + \frac{P_{34}}{P_3} [A_d^{-1}]_{34} \cdot P_{L4} \quad (3.88)$$

Substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se as expressões (3.89) a (3.94).

$$P_{12}^n = 0,00021 \cdot P_{L3} + 0,00021 \cdot P_{L4} \quad (3.89)$$

$$P_{13}^n = 0,24986 \cdot P_{L3} + 0,24986 \cdot P_{L4} \quad (3.90)$$

$$P_{14}^n = 0,25035 \cdot P_{L3} + 0,25035 \cdot P_{L4} \quad (3.91)$$

$$P_{23}^n = 0,24965 \cdot P_{L3} + 0,24965 \cdot P_{L4} \quad (3.92)$$

$$P_{24}^n = 0,25014 \cdot P_{L3} + 0,25014 \cdot P_{L4} \quad (3.93)$$

$$P_{34}^n = 0,00103 \cdot P_{L3} + 0,00000 \cdot P_{L4} \quad (3.94)$$

Desta forma, é possível ver a contribuição de cada carga no fluxo de potência líquida das linhas de transmissão do sistema. Observa-se, por exemplo, pela expressão (3.92) que  $P_{23}^n$  é

composto pela soma de  $0,24965 \cdot 249,50 = 62,2877 \text{ MW}$  da Carga 3 com  $0,24965 \cdot 250,50 = 62,5373 \text{ MW}$  da Carga 4, totalizando assim um fluxo  $P_{23}^n = 62,2877 + 62,5373 = 124,83 \text{ MW}$ .

Para o cálculo da tarifa a ser paga pela carga  $k$  será aplicada a equação (3.34), permitindo escrever (3.95) e (3.96).

$$C_{L3} = P_{L3} \cdot \left\{ \frac{[A_d^{-1}]_{13}}{P_1^n} \cdot \left( \frac{C_{12} + C_{13} + C_{14}}{2} \right) + \frac{[A_d^{-1}]_{23}}{P_2^n} \cdot \left( \frac{C_{23} + C_{24}}{2} \right) + \frac{[A_d^{-1}]_{33}}{P_3^n} \cdot \left( \frac{C_{34}}{2} \right) \right\} \quad (3.95)$$

$$C_{L4} = P_{L4} \cdot \left\{ \frac{[A_d^{-1}]_{14}}{P_1^n} \cdot \left( \frac{C_{12} + C_{13} + C_{14}}{2} \right) + \frac{[A_d^{-1}]_{24}}{P_2^n} \cdot \left( \frac{C_{23} + C_{24}}{2} \right) + \frac{[A_d^{-1}]_{34}}{P_3^n} \cdot \left( \frac{C_{34}}{2} \right) \right\} \quad (3.96)$$

Finalmente, substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se os custos alocados às cargas pelo uso da rede de transmissão dados por (3.97) e (3.98).

$$C_{L3} = 249,50 \cdot \left\{ \frac{0,5004}{250,21} \cdot \left( \frac{291}{2} \right) + \frac{0,4998}{249,90} \cdot \left( \frac{194}{2} \right) + \frac{1,0}{249,76} \cdot \left( \frac{97}{2} \right) \right\} = 169,46 \text{ \$/h} \quad (3.97)$$

$$C_{L4} = 250,50 \cdot \left\{ \frac{0,5004}{250,21} \cdot \left( \frac{291}{2} \right) + \frac{0,4998}{249,90} \cdot \left( \frac{194}{2} \right) + \frac{0,0010}{249,76} \cdot \left( \frac{97}{2} \right) \right\} = 121,54 \text{ \$/h} \quad (3.98)$$

A Tabela 8 faz um resumo dos resultados da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão obtidos até agora.

Tabela 8 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.

Metodologia	G1 (\$/h)	G2(\$/h)	L3 (\$/h)	L4 (\$/h)	Total (\$/h)
Pro rata	145,62	145,38	145,21	145,79	582,0
Divisão Proporcional	169,81	121,19	169,46	121,54	582,0

### 3.3.3 METODOLOGIA ZBUS

A descrição completa do método Zbus é apresentada em [22]. Sua principal característica é alocar os custos pelo uso do sistema de transmissão aos geradores e cargas com base no uso que os mesmos fazem da rede, utilizando para isso fortemente a teoria de circuitos elétricos.

O desenvolvimento matemático da metodologia Zbus será feito com base na Figura 11 que mostra o modelo  $\pi$  equivalente da linha  $j$ - $k$ .

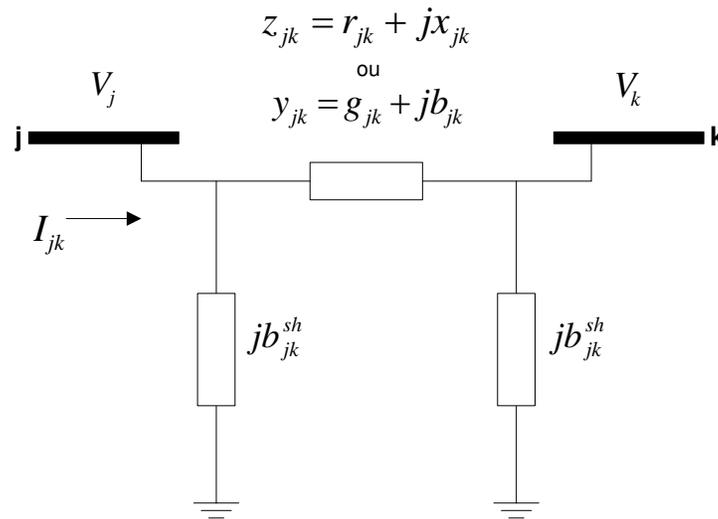


Figura 11 – Modelo  $\pi$  equivalente da linha  $j$ - $k$ .

Nesta figura:

- $r_{jk}$  representa a resistência série;
- $x_{jk}$  representa a reatância série;
- $b_{jk}^{sh}$  representa a susceptância shunt;
- $z_{jk}$  representa a impedância série;
- $y_{jk} = \frac{1}{z_{jk}}$  representa a admitância série;
- $g_{jk}$  representa a condutância série;
- $b_{jk}$  representa a susceptância série.

O fluxo de potência complexa e a corrente saindo da barra  $j$  em direção à barra  $k$  são dados, respectivamente, por (3.99) e (3.100).

$$S_{jk} = V_j \cdot I_{jk}^* \quad (3.99)$$

$$I_{jk} = y_{jk} \cdot (V_j - V_k) + j b_{jk}^{sh} \cdot V_j \quad (3.100)$$

Utilizando a matriz Zbus, a tensão na barra  $j$  é dada por (3.101).

$$V_j = \sum_{i=1}^{NB} z_{ji} \cdot I_i \quad (3.101)$$

A substituição de (3.101) em (3.100) permite escrever (3.102) e (3.103)

$$I_{jk} = y_{jk} \cdot \left( \sum_{i=1}^{NB} z_{ji} \cdot I_i - \sum_{i=1}^{NB} z_{ki} \cdot I_i \right) + j b_{jk}^{sh} \cdot \sum_{i=1}^{NB} z_{ji} \cdot I_i \quad (3.102)$$

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^{NB} [(z_{ji} - z_{ki}) \cdot y_{jk} + j b_{jk}^{sh} \cdot z_{ji}] \cdot I_i \quad (3.103)$$

A expressão (3.103) pode ser reescrita em uma notação mais compacta como mostra (3.104).

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^{NB} a_{jk}^i \cdot I_i \quad (3.104)$$

Nesta expressão:

- $a_{jk}^i = (z_{ji} - z_{ki}) \cdot y_{jk} + jb_{jk}^{sh} \cdot z_{ji}$  é uma constante, uma vez que depende apenas de parâmetros da rede elétrica, sendo que a sua magnitude fornece uma medida da distância elétrica entre a barra  $i$  e a linha  $j-k$ .

Substituindo (3.104) em (3.99), obtém-se (3.105).

$$S_{jk} = V_j \cdot \sum_{i=1}^{NB} (a_{jk}^i \cdot I_i)^* = \sum_{i=1}^{NB} V_j \cdot (a_{jk}^i \cdot I_i)^* \quad (3.105)$$

O fluxo de potência ativa na linha  $j-k$  pode então ser calculado de acordo com (3.106).

$$P_{jk} = \Re \left\{ \sum_{i=1}^{NB} V_j \cdot (a_{jk}^i \cdot I_i)^* \right\} = \sum_{i=1}^{NB} \Re \{ V_j \cdot (a_{jk}^i \cdot I_i)^* \} \quad (3.106)$$

Observa-se pela expressão (3.106) que o fluxo de potência ativa através de qualquer linha pode ser dividido e associado às correntes nodais de maneira direta. Portanto, o fluxo de potência ativa através da linha  $j-k$  associado com a corrente nodal  $i$  é dado por (3.107).

$$P_{jk}^i = \Re \{ V_j \cdot (a_{jk}^i \cdot I_i)^* \} \quad (3.107)$$

Definindo o uso da linha  $j-k$  devido à corrente nodal  $i$ ,  $U_{jk}^i$ , como o módulo do fluxo de potência ativa,  $P_{jk}^i$ , chega-se em (3.108).

$$U_{jk}^i = |P_{jk}^i| = \left| \Re \{ V_j \cdot (a_{jk}^i \cdot I_i)^* \} \right| \quad (3.108)$$

Dessa forma, o uso total da linha  $j-k$  pode ser calculado conforme (3.109).

$$U_{jk} = \sum_{i=1}^{NB} U_{jk}^i \quad (3.109)$$

Considerando que o custo de um determinado ramo,  $C_{jk}$ , será dividido de maneira proporcional ao uso que geradores e cargas fazem dele, o custo alocado a um agente instalado na barra  $i$  pelo uso da linha  $j-k$  pode ser calculado conforme (3.110), de modo que o custo total pelo uso do sistema de transmissão é dado por (3.111).

$$C_{jk}^i = \frac{C_{jk}}{U_{jk}} \cdot U_{jk}^i \quad (3.110)$$

$$C_i = \sum_{(j,k) \in \Omega_L} \frac{C_{jk}}{U_{jk}} \cdot U_{jk}^i \quad (3.111)$$

Nesta expressão:

- $\Omega_L$  representa o conjunto de todas as linhas de transmissão do sistema.

### 3.3.3.1 Efeito da direção dos fluxos e a metodologia Zbus\_AVG

A dedução da metodologia Zbus mostrada acima é feita supondo  $P_{jk} \geq 0$ , conforme mostra a expressão (3.105) o que leva ao cálculo da distância elétrica através do parâmetro  $a_{jk}^i$ . Porém, outra abordagem que poderia ser feita e que estaria igualmente correta, seria considerar a expressão (3.105) adotando o sentido do fluxo de potência oposto ao sentido original o que levaria ao cálculo da distância elétrica através do parâmetro  $a_{kj}^i$ .

O fato de  $a_{jk}^i \neq a_{kj}^i$  implicaria em diferentes resultados de alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão dependendo se (3.105) é escrito no sentido original do fluxo de potência ou no sentido do contra-fluxo.

Desta forma, em [22] os autores propõem duas maneiras de utilizar a metodologia Zbus: a primeira, chamada simplesmente de Zbus, consiste em adotar o sentido positivo do fluxo de potência nas linhas, exatamente como foi descrito na Seção (3.3.3). Esta abordagem conduz geralmente a uma alocação de custos maior para as barras do sistema que estão mais próximas do sentido positivo do fluxo, desfavorecendo assim os geradores. A segunda forma, chamada de Zbus\_AVG (Zbus Average) faz a média do custo alocado considerando a expressão (3.105) escrita no sentido positivo do fluxo de potência com o custo alocado considerando a expressão (3.105) escrita no sentido contrário do fluxo de potência. Isso leva a uma melhoria nos resultados em termos de distribuição dos custos entre geradores e cargas.

### 3.3.3.2 Exemplo numérico

Para a rede da Figura 9, o vetor das tensões nodais, em pu, obtido através do fluxo de carga AC é mostrado em (3.112).

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,00 \angle 0,00^\circ \\ 1,00 \angle -0,01^\circ \\ 1,01 \angle -7,15^\circ \\ 1,01 \angle -7,16^\circ \end{bmatrix} \quad (3.112)$$

A matriz Zbus e o vetor das correntes nodais, em pu, são dados, respectivamente, por (3.113) e (3.114).

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} 0,34\angle - 89,59^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ \\ 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,34\angle - 89,59^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ \\ 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,34\angle - 89,59^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ \\ 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,37\angle - 90,13^\circ & 0,34\angle - 89,59^\circ \end{bmatrix} \quad (3.113)$$

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,76\angle 22,95^\circ \\ 2,76\angle 22,97^\circ \\ 2,47\angle 172,85^\circ \\ 2,48\angle 172,84^\circ \end{bmatrix} \quad (3.114)$$

A Tabela 9 mostra o valor absoluto de todas as distâncias elétricas,  $a_{jk}^i$ , para a rede da Figura 9. Ela é particularmente interessante para visualizar o princípio básico da metodologia Zbus, conhecido como *efeito proximidade*, que consiste em atribuir maiores custos pelo uso de uma linha de transmissão às barras eletricamente próximas a esta linha. Matematicamente, isso se traduz através da expressão (3.108) que mostra que quanto maior o valor de  $a_{jk}^i$  maior será o uso da linha  $j-k$  devido à corrente nodal  $i$  e, portanto, maior o custo alocado a esta corrente nodal  $i$ .

Tomando, por exemplo, a linha 1-3 nota-se que os maiores valores de  $a_{13}^i$  são justamente para as barras em que esta linha se encontra conectada, ou seja,  $a_{13}^1 = 0,3333$  e  $a_{13}^3 = 0,1695$ . Além disso, como foi explicado na Seção (3.3.3.1), tem-se que  $a_{13}^1 > a_{13}^3$  que mostra a tendência da metodologia Zbus de alocar custos maiores para as barras que estão mais próximas do sentido positivo do fluxo. Tendência essa suavizada pela metodologia Zbus\_AVG.

Tabela 9 – Valor absoluto das distâncias elétricas.

Distância elétrica	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4
$a_{12}$	0,3333	0,1695	0,0848	0,0848
$a_{13}$	0,3333	0,0848	0,1695	0,0848
$a_{14}$	0,3333	0,0848	0,0848	0,1695
$a_{23}$	0,0848	0,3333	0,1695	0,0848
$a_{24}$	0,0848	0,3333	0,0848	0,1695
$a_{34}$	0,0848	0,0848	0,3333	0,1695

Aplicando agora (3.109), obtêm-se (3.115) a (3.120).

$$U_{12} = |\Re\{V_1(a_{12}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{12}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{12}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{12}^4 I_4)^*\}| \quad (3.115)$$

$$U_{13} = |\Re\{V_1(a_{13}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{13}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{13}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{13}^4 I_4)^*\}| \quad (3.116)$$

$$U_{14} = |\Re\{V_1(a_{14}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{14}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{14}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_1(a_{14}^4 I_4)^*\}| \quad (3.117)$$

$$U_{23} = |\Re\{V_2(a_{23}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{23}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{23}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{23}^4 I_4)^*\}| \quad (3.118)$$

$$U_{24} = |\Re\{V_2(a_{24}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{24}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{24}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_2(a_{24}^4 I_4)^*\}| \quad (3.119)$$

$$U_{34} = |\Re\{V_3(a_{34}^1 I_1)^*\}| + |\Re\{V_3(a_{34}^2 I_2)^*\}| + |\Re\{V_3(a_{34}^3 I_3)^*\}| + |\Re\{V_3(a_{34}^4 I_4)^*\}| \quad (3.120)$$

Substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se o uso total das linhas de transmissão conforme (3.121) a (3.126).

$$U_{12} = 0,8481 + 0,4310 + 0,2076 + 0,2084 = 1,6951 \text{ MW} \quad (3.121)$$

$$U_{13} = 0,8481 + 0,2155 + 0,4152 + 0,2084 = 1,6872 \text{ MW} \quad (3.122)$$

$$U_{14} = 0,8481 + 0,2155 + 0,2076 + 0,4169 = 1,6881 \text{ MW} \quad (3.123)$$

$$U_{23} = 0,2158 + 0,8467 + 0,4152 + 0,2084 = 1,6862 \text{ MW} \quad (3.124)$$

$$U_{24} = 0,2158 + 0,8467 + 0,2076 + 0,4169 = 1,6870 \text{ MW} \quad (3.125)$$

$$U_{34} = 0,2050 + 0,2046 + 0,8317 + 0,4246 = 1,6659 \text{ MW} \quad (3.126)$$

Para o cálculo da tarifa a ser paga pelo agente localizado na barra  $i$  será aplicada a equação (3.111), permitindo escrever (3.127) a (3.130).

$$C_1 = C_{G1} = \frac{C_{12}}{U_{12}} U_{12}^1 + \frac{C_{13}}{U_{13}} U_{13}^1 + \frac{C_{14}}{U_{14}} U_{14}^1 + \frac{C_{23}}{U_{23}} U_{23}^1 + \frac{C_{24}}{U_{24}} U_{24}^1 + \frac{C_{34}}{U_{34}} U_{34}^1 \quad (3.127)$$

$$C_2 = C_{G2} = \frac{C_{12}}{U_{12}} U_{12}^2 + \frac{C_{13}}{U_{13}} U_{13}^2 + \frac{C_{14}}{U_{14}} U_{14}^2 + \frac{C_{23}}{U_{23}} U_{23}^2 + \frac{C_{24}}{U_{24}} U_{24}^2 + \frac{C_{34}}{U_{34}} U_{34}^2 \quad (3.128)$$

$$C_3 = C_{L3} = \frac{C_{12}}{U_{12}} U_{12}^3 + \frac{C_{13}}{U_{13}} U_{13}^3 + \frac{C_{14}}{U_{14}} U_{14}^3 + \frac{C_{23}}{U_{23}} U_{23}^3 + \frac{C_{24}}{U_{24}} U_{24}^3 + \frac{C_{34}}{U_{34}} U_{34}^3 \quad (3.129)$$

$$C_4 = C_{L4} = \frac{C_{12}}{U_{12}} U_{12}^4 + \frac{C_{13}}{U_{13}} U_{13}^4 + \frac{C_{14}}{U_{14}} U_{14}^4 + \frac{C_{23}}{U_{23}} U_{23}^4 + \frac{C_{24}}{U_{24}} U_{24}^4 + \frac{C_{34}}{U_{34}} U_{34}^4 \quad (3.130)$$

Finalmente, substituindo valores numéricos nas expressões acima, obtêm-se os custos alocados aos geradores e às cargas pelo uso da rede de transmissão dados por (3.131) a (3.134).

$$C_{G1} = \frac{97}{1,70} 0,85 + \frac{97}{1,69} 0,85 + \frac{97}{1,69} 0,85 + \frac{97}{1,69} 0,22 + \frac{97}{1,69} 0,22 + \frac{97}{1,67} 0,20 = 182,78 \$/h \quad (3.131)$$

$$C_{G2} = \frac{97}{1,70} 0,43 + \frac{97}{1,69} 0,22 + \frac{97}{1,69} 0,22 + \frac{97}{1,69} 0,85 + \frac{97}{1,69} 0,85 + \frac{97}{1,67} 0,20 = 158,74 \$/h \quad (3.132)$$

$$C_{L3} = \frac{97}{1,70} 0,21 + \frac{97}{1,69} 0,42 + \frac{97}{1,69} 0,21 + \frac{97}{1,69} 0,42 + \frac{97}{1,69} 0,21 + \frac{97}{1,67} 0,83 = 131,93 \$/h \quad (3.133)$$

$$C_{L4} = \frac{97}{1,70} 0,21 + \frac{97}{1,69} 0,21 + \frac{97}{1,69} 0,42 + \frac{97}{1,69} 0,21 + \frac{97}{1,69} 0,42 + \frac{97}{1,67} 0,42 = 108,55 \$/h \quad (3.134)$$

Para o caso da metodologia Zbus\_AVG, o resultado final da alocação dos custos pelo uso da rede de transmissão é mostrado em (3.135) a (3.138). É possível observar que a metodologia Zbus\_AVG apresenta uma melhor tendência de distribuição dos custos entre geradores e cargas do que a metodologia Zbus.

$$C_{G1} = 145,65 \$/h \quad (3.135)$$

$$C_{G2} = 145,43 \$/h \quad (3.136)$$

$$C_{L3} = 145,20 \$/h \quad (3.137)$$

$$C_{L4} = 145,72 \$/h \quad (3.138)$$

A Tabela 10 faz um resumo dos resultados da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão obtidos até agora.

Tabela 10 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.

<b>Metodologia</b>	<b>G1 (\$/h)</b>	<b>G2(\$/h)</b>	<b>L3 (\$/h)</b>	<b>L4 (\$/h)</b>	<b>Total (\$/h)</b>
Pro rata	145,62	145,38	145,21	145,79	582,0
Divisão Proporcional	169,81	121,19	169,46	121,54	582,0
Zbus_AVG	145,65	145,43	145,20	145,72	582,0

### 3.3.4 METODOLOGIA NODAL

O Nodal, cuja descrição completa pode ser encontrada em [23, 24], é a metodologia empregada no Brasil para a alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão. A origem de seu nome vem do fato dos encargos de uso do sistema de transmissão estabelecidos a cada usuário ser função do seu ponto de conexão na rede elétrica, em contraposição à alternativa dos contratos bilaterais em que a definição das tarifas é feita para cada par gerador-carga. A implementação feita neste trabalho foi baseada na descrição da metodologia Nodal apresentada em [19] e será detalhada a seguir.

Como explicado na Seção (3.2.3), o Nodal se enquadra dentro do paradigma do *custo composto*. Primeiramente é calculada a chamada *Tarifa Nodal Não Ajustada* através do uso de uma metodologia do paradigma *custo incremental*, no caso o Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP). Uma vez que o CMLP não recupera a totalidade dos custos da rede de transmissão (como será visto mais a frente), faz-se necessária a presença de uma parcela complementar, sendo utilizada para isso uma metodologia do paradigma *custo total*, no caso a Pro rata, resultando assim na *Tarifa Nodal Ajustada*.

#### 3.3.4.1 Tarifa Nodal Não Ajustada

A *Tarifa Nodal Não Ajustada* procura refletir a variação dos custos de expansão do sistema de transmissão devido à presença de cada usuário, tratando-se de uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo. Matematicamente isso se traduz de acordo com (3.139).

$$\pi'_i = \frac{\Delta CT}{\Delta P_i} \quad (3.139)$$

Nesta expressão:

- $\pi'_i$  representa a *Tarifa Nodal Não Ajustada* para um agente conectado na barra  $i$ , em \$/MWh;
- $\Delta P_i$  representa a variação da potência ativa injetada na barra  $i$ , em MW;
- $\Delta CT$  representa a variação do custo total da rede devido a uma alteração  $\Delta P_i$  na potência injetada na barra  $i$ , em \$/h.

Explicando de outra forma, o incremento de 1 MW na carga ou na geração de uma barra do sistema, provoca a variação dos fluxos de potência nas linhas e transformadores. Supondo que não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam na necessidade de investimentos no sentido de elevar marginalmente o limite desses elementos.

As variações dos fluxos em cada elemento da rede elétrica, em função da elevação incremental da geração ou da demanda em cada barra, correspondem, aproximadamente, aos fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas em função das injeções nas barras. Esses fatores são obtidos através da modelagem do fluxo de carga linearizado ou DC e constituem a chamada Matriz de Sensibilidade  $\beta$ .

A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão, é determinada a variação do custo total da rede para um aumento de 1 MW na geração ou na carga em cada barra do sistema, definindo assim a *Tarifa Nodal Não Ajustada*. Obtém-se, assim, a formulação (3.140).

$$\pi'_i = \frac{\Delta CT}{\Delta P_i} = \sum_{j=1}^{NR} \beta_{ji} \cdot \frac{CR_j}{CAP_j} \cdot \frac{|f_j|}{CAP_j} = \sum_{j=1}^{NR} \beta_{ji} \cdot c_j \cdot fp_j \quad (3.140)$$

Nesta expressão:

- $\beta_{ji}$  representa a variação no fluxo de potência ativa no ramo  $j$  devido à injeção de 1 MW na barra  $i$ ;
- $NR$  representa o número total de ramos no sistema;
- $CR_j$  representa o custo total do ramo  $j$ , em \$/h
- $|f_j|$  representa o fluxo de potência ativa no ramo  $j$ ;
- $CAP_j$  representa a capacidade de transmissão do ramo  $j$ ;
- $c_j = \frac{CR_j}{CAP_j}$  representa o custo unitário do ramo  $j$ , em \$/MWh;
- $fp_j = \frac{|f_j|}{CAP_j}$  representa o fator de ponderação do carregamento do ramo  $j$ . Seu valor vale 0 (zero) se o nível de carregamento do ramo estiver abaixo do limite mínimo e vale 1 (um) se estiver acima do limite máximo. Este fator foi criado para minimizar o problema das linhas de transmissão com baixo carregamento ou que servem de otimização energética, que conceitualmente deveriam ser pagas por todos os agentes independente da localização.

A formulação apresentada em (3.140) é baseada na metodologia adotada na Inglaterra e Gales conhecida como *Investment Cost Related Price* (Precificação Relativa aos Custos de Investimentos), sendo responsável pelo efeito locacional e a consequente sinalização econômica do método Nodal, atendendo assim a legislação brasileira conforme exposto na Seção (1.1).

Do que foi explicado até aqui e observando a expressão (3.140) fica claro que a determinação da matriz de sensibilidade  $\beta$  é fundamental na metodologia Nodal. O seu cálculo pode ser feito de diversas maneiras:

- i. A primeira é através da sua própria definição. Dessa forma, a matriz  $\beta$  que tem dimensão  $(NL \times NB)$  tem cada um de seus elementos  $(j, i)$  dado por  $\beta_{ji} = \frac{\partial F_j}{\partial P_i}$ , em que  $\partial F_j$  representa a variação do fluxo de potência ativa no circuito  $j$ , e  $\partial P_i$  representa a variação na injeção de potência ativa na barra  $i$ ;
- ii. A segunda é através do uso da teoria *Generation shift factors* (GSF) apresentada em [25]. Essa teoria foi desenvolvida no contexto da análise de segurança em sistemas de potência e procura avaliar o impacto no fluxo de potência nos ramos considerando

uma contingência envolvendo o desligamento de uma unidade geradora localizada na barra  $i$ ;

- iii. A terceira é através do produto das matrizes  $b$  (matriz diagonal de susceptância dos ramos do sistema),  $A$  (matriz de incidência nodal do sistema) e  $B$  (matriz do tipo admitância nodal) tal que  $\beta = [b] \cdot [A]^t \cdot [B']^{-1}$ . Por se tratar do procedimento utilizado pela ANEEL [23] será detalhado a seguir.

Da teoria de fluxo de carga linearizado ou DC [26], para um sistema elétrico de potência, o conjunto de equações referentes às potências nodais pode ser colocado na notação matricial conforme (3.141).

$$P = B' \cdot \theta \quad (3.141)$$

Nesta expressão:

- $P$  representa o vetor das injeções nodais líquidas de potência ativa, com dimensão  $[NB \times 1]$ ;
- $\theta$  representa o vetor dos ângulos de fase das tensões nodais, com dimensão  $[NB \times 1]$ ;
- $B'$  representa uma matriz do tipo admitância nodal, com dimensão  $[NB \times NB]$ , cujos elementos são calculados por (3.142), com  $\Omega_k$  representando o conjunto composto pelas barras vizinhas da barra  $k$ .

$$\begin{cases} B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \\ B'_{km} = B'_{mk} = -\frac{1}{x_{km}} \end{cases} \quad (3.142)$$

Uma vez que  $B'_{kk} = -\sum_{m \in \Omega_k} B'_{km}$ , a matriz  $B'$  é singular. Deve-se então adotar uma das barras da rede como referência angular. Esta barra terá o seu ângulo de fase conhecido (normalmente igual a 0). O sistema passa a ter  $(NB - 1)$  incógnitas e  $(NB - 1)$  equações. Assim, a

matriz  $B'$  passa a ter dimensão  $[(NB - 1) \times (NB - 1)]$  e a equação de injeção de potência ativa referente à barra de referência é eliminada, sendo seu valor de injeção determinado através da aplicação da lei das correntes de Kirchhoff após o estado da rede (vetor  $\theta$ ) ter sido obtido<sup>5</sup>. A solução de (3.141) é dada então por (3.143).

$$\theta = (B')^{-1} \cdot P \quad (3.143)$$

Seja uma barra  $i$  qualquer de um sistema elétrico de potência como apresentado na Figura 12. Da Primeira Lei de Kirchhoff, chega-se em (3.144).

$$P_i = P_G^i - P_L^i = P_{i1} + P_{i2} + \dots + P_{in} \quad (3.144)$$

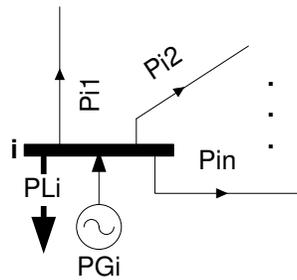


Figura 12 – Barra  $i$  de um sistema elétrico de potência.

Aplicando (3.144) a todas as barras do sistema, obtém-se a forma matricial (3.145).

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1n} \\ P_{21} + P_{23} + \dots + P_{2n} \\ \vdots \\ P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{nr} \end{bmatrix} \quad (3.145)$$

<sup>5</sup> Alternativamente, pode-se colocar um número muito grande na posição da diagonal da matriz  $B'$  correspondente à barra de referência e a matriz continuará a ter dimensão  $[NB \times NB]$ .

Das considerações do fluxo de potência DC no qual se desprezam as perdas nos ramos, tem-se que  $P_{ik} = -P_{ki}$  o que permite escrever (3.146).

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 0 \\ -1 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{nr} \end{bmatrix} \quad (3.146)$$

A expressão (3.146) pode então ser colocada na notação matricial conforme (3.147).

$$P = A \cdot F_L \quad (3.147)$$

Nesta expressão:

- $F_L$  representa o vetor dos fluxos de potência nos ramos, com dimensão  $[NL \times 1]$ ;
- $A$  representa a matriz de incidência nodal do sistema, com dimensão  $[NB \times NL]$ , cujos elementos são dados por (3.148).

$$a_{ir} = \begin{cases} +1, & \text{se a potência no ramo } r \text{ sai da barra } i; \\ -1, & \text{se a potência no ramo } r \text{ entra na barra } i; \\ 0, & \text{se o ramo } r \text{ não está conectado na barra } i. \end{cases} \quad (3.148)$$

Observe que em cada coluna na matriz de incidência podem existir, no máximo, dois elementos não-nulos, com sinais diferentes. Além disso, ela descreve completamente a maneira como os ramos do sistema elétrico de potência estão associados, ou seja, descreve a topologia da rede.

Da formulação do fluxo de potência DC, tem-se ainda que os fluxos de potência nos ramos podem ser calculado de acordo com (3.149).

$$P_{ik} = B_{ik} \cdot (\theta_i - \theta_k) \quad (3.149)$$

Aplicando (3.149) a todos os ramos do sistema, obtém-se a forma matricial (3.150).

$$F_L = \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{13} \\ \vdots \\ P_{nr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{12} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & B_{13} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & B_{nr} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 0 \\ -1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3.150)$$

A expressão (3.150) pode então ser colocada na notação matricial conforme (3.151).

$$F_L = b \cdot A^t \cdot \theta \quad (3.151)$$

Nesta expressão:

- $b$  representa a matriz diagonal de susceptância  $B_{ik}$  dos ramos do sistema, com dimensão  $[NL \times NL]$ ;
- $A^t$  representa a transposta da matriz de incidência nodal do sistema.

Substituindo (3.143) em (3.151), chega-se na expressão (3.152) que relaciona os fluxos de potência nos ramos ( $F_L$ ) com a potência injetada nos barramentos ( $P$ ). Conclui-se então que a matriz de sensibilidade  $\beta$  é dada por (3.153).

$$F_L = b \cdot A^t \cdot (B')^{-1} \cdot P \quad (3.152)$$

$$\beta = b \cdot A^t \cdot (B')^{-1} \quad (3.153)$$

Do desenvolvimento feito até aqui, observa-se que há uma simetria entre as tarifas para geração e para a carga, de modo que a *Tarifa Nodal Não Ajustada* de cada um desses agentes é dada, respectivamente, por (3.154) e (3.155).

$$\pi'_{Gi} = \sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} \cdot c_j \cdot fp_j \quad (3.154)$$

$$\pi'_{Li} = -\pi'_{Gi} = -\sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} \cdot c_j \cdot fp_j \quad (3.155)$$

Nestas expressões:

- $\pi'_{Gi}$  representa a *Tarifa Nodal Não Ajustada* para um gerador conectado na barra  $i$ , em \$/MWh;
- $\pi'_{Li}$  representa a *Tarifa Nodal Não Ajustada* para uma carga conectado na barra  $i$ , em \$/MWh.

Seguindo a mesma simplificação apresentada em [19], para as expressões (3.154) e (3.155) pode-se adotar que  $c_j \cdot fp_j = 1$  (implicando que os ramos operam no limite máximo) dando origem às expressões (3.156) e (3.157).

$$\pi'_{Gi} = \sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} \quad (3.156)$$

$$\pi'_{Li} = -\pi'_{Gi} = -\sum_{j=1}^{NL} \beta_{ji} \quad (3.157)$$

Dessa forma, o custo alocado a um gerador  $i$  que produz uma potência  $P_{Gi}$  é dado por (3.158).

$$C_{Gi} = \pi'_{Gi} \cdot P_{Gi} \quad (3.158)$$

Analogamente, o custo alocado a uma carga  $i$  que consome uma potência  $P_{Li}$  é dado por (3.159).

$$C_{Li} = \pi'_{Li} \cdot P_{Li} \quad (3.159)$$

Portanto, a receita total proveniente via *Tarifa Nodal Não Ajustada*,  $R$ , é dada pela somatória dos custos alocados conforme (3.156) e (3.157) para todos os agentes do sistema, como mostra (3.160).

$$R = \left( \sum_{i=1}^{NB} \pi'_{Gi} \cdot P_{Gi} \right) + \left( \sum_{i=1}^{NB} \pi'_{Li} \cdot P_{Li} \right) \quad (3.160)$$

#### 3.3.4.2 Matriz de sensibilidade $\beta$ AC (não linear)

O cálculo da matriz  $\beta$  conforme a equação (3.153) foi baseado no modelo de fluxo de potência DC correspondendo exatamente à formulação utilizada pela ANEEL. Na literatura técnica é possível encontrar artigos [27] comparando o uso de modelos lineares (DC) e não lineares (AC) em diversas aplicações de sistemas de energia elétrica. Assim, será mostrada abaixo uma maneira de cálculo da matriz  $\beta_{AC}$  [25] que será então utilizada no Capítulo 4 para uma comparação dos custos alocados pela metodologia Nodal utilizando fatores de sensibilidade AC e DC.

Das equações de fluxo de carga obtêm-se as expressões (3.161) e (3.162).

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos\theta_{km} + B_{km} \cdot \sin\theta_{km}), \text{ barras PQ e PV} \quad (3.161)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \sin\theta_{km} - B_{km} \cdot \cos\theta_{km}), \text{ barras PQ} \quad (3.162)$$

Nestas expressões:

- $P_k$  e  $Q_k$  representam, respectivamente, a injeção líquida de potência ativa e reativa na barra  $k$ ;
- $\kappa$  representa o conjunto formado pela barra  $k$  mais todas as barras  $m$  conectadas a ela;
- $V_k$  e  $V_m$  representam, respectivamente, a magnitude das tensões nas barras  $k$  e  $m$ ;
- $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$  representa a abertura angular, sendo  $\theta_k$  e  $\theta_m$ , respectivamente, os ângulos das tensões nas barras  $k$  e  $m$ ;
- $G$  e  $B$  representam, respectivamente, as matrizes condutância nodal e susceptância nodal.

As expressões (3.161) e (3.162) correspondem à aplicação da Lei das Correntes de Kirchhoff (LCK), e formam um sistema de equações algébricas não lineares que podem ser escritas na forma (3.163).

$$g(x, u) = 0 \quad (3.163)$$

Nesta expressão:

- $g$  representa o vetor de equações de fluxo de carga;
- $x$  representa o vetor de estado (magnitude e ângulos de fase das tensões nodais);
- $u$  representa o vetor das variáveis de controle ( $P$  e  $V$  nas barras PV, posição de tap de transformadores, etc.).

Uma alteração nas variáveis de controle  $\Delta u$  resulta na alteração no estado de operação da rede  $\Delta x$ . Aplicando a LCK para o novo estado de operação, chega-se em (3.164).

$$g(x + \Delta x, u + \Delta u) = 0 \quad (3.164)$$

A expansão de (3.164) em série de Taylor desprezando os termos de ordem superior resulta em (3.165) que pode ser reescrito na forma (3.166)

$$g(x + \Delta x, u + \Delta u) \cong \underbrace{g(x, u)}_{=0} + \underbrace{\frac{\partial g(g, u)}{\partial x}}_{G_x} \cdot \Delta x + \underbrace{\frac{\partial g(g, u)}{\partial u}}_{G_u} \cdot \Delta u = 0 \quad (3.165)$$

$$G_x \cdot \Delta x + G_u \cdot \Delta u = 0 \rightarrow \Delta x = -G_x^{-1} \cdot G_u \cdot \Delta u \quad (3.166)$$

Considerando  $u$  como a injeção de potência ativa na barra  $i$  e  $w$  o fluxo de potência ativa no ramo  $\ell$  que conecta as barras  $k$  e  $m$  é possível obter as expressões (3.167) e (3.168).

$$u = P_i \quad (3.167)$$

$$w = h(x, u) = h(x, P_i) = g_{km} \cdot V_k^2 - V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \cos\theta_{km} + b_{km} \cdot \sen\theta_{km}) \quad (3.168)$$

Após uma ação de controle  $\Delta u = \Delta P_i$  o fluxo de potência entre as barras  $k$  e  $m$  é dado por (3.169) que pode ser reescrito na forma (3.170).

$$w' = h(x + \Delta x, P_i + \Delta P_i) = \underbrace{h(x, P_i)}_w + \underbrace{\frac{\partial h(x, P_i)}{\partial x}}_{H_x} \cdot \Delta x + \underbrace{\frac{\partial h(x, P_i)}{\partial P_i}}_0 \cdot \Delta u \quad (3.169)$$

$$\Delta w = w' - w = H_x \cdot \Delta x \quad (3.170)$$

Substituindo (3.166) em (3.170), obtém-se (3.171) que relaciona a variação do fluxo de potência no ramo  $\ell$  ( $\Delta w$ ) com a variação de potência ativa no barramento  $i$  ( $\Delta P_i$ ). Portanto, o termo  $(\ell, i)$  da matriz de sensibilidade  $\beta_{AC}$  é dado por (3.172).

$$\Delta w = -H_x \cdot G_x^{-1} \cdot G_u \cdot \Delta P_i \quad (3.171)$$

$$\beta_{AC}^{\ell, i} = H_x \cdot G_x^{-1} \cdot G_u \quad (3.172)$$

As matrizes da expressão (3.172) são calculadas de acordo com (3.173) a (3.175).

$$H_x^T = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \partial w / \partial \theta_k \\ 0 \\ \vdots \\ \partial w / \partial \theta_m \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \partial w / \partial V_k \\ 0 \\ \vdots \\ \partial w / \partial V_m \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km} - b_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km}) \\ 0 \\ \vdots \\ -V_k \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km} - b_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km}) \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 2 \cdot g_{km} \cdot V_k - V_m \cdot (g_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + b_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ 0 \\ \vdots \\ -V_k \cdot (g_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + b_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.173)$$

$$G_u^T = [0 \quad \dots \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad \dots \quad 0] = e_i^T \quad (3.174)$$

$$G_x = J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (3.175)$$

Nestas expressões:

- $H_x$  tem dimensão  $1 \times 2NB$ ;
- $G_u$  tem dimensão  $2NB \times 1$  sendo um vetor *singleton*, ou seja, com apenas um elemento não nulo (1) na posição  $i$ ;
- $G_x$  tem dimensão  $2NB \times 2NB$  e representa a matriz Jacobiana sendo composta pelas submatrizes H, N, M e L.

### 3.3.4.3 Tarifa Nodal Ajustada

A receita total proveniente via *Tarifa Nodal Não Ajustada* calculada conforme (3.160) não recuperará o custo total do uso do sistema de transmissão. Além disso, não é possível alocar custos à barra de referência (*slack*) uma vez que a sensibilidade dos fluxos nas linhas de transmissão em relação a ela é nula. Para contornar esses dois problemas, é feito um ajuste, como mostram as expressões (3.176) à (3.179).

$$\pi_{Gi} = \pi'_{Gi} + \Delta_G \quad (3.176)$$

$$\Delta_G = \frac{0,5 \cdot CT - \sum_{i=1}^{NB} \pi'_{Gi} \cdot P_{Gi}}{\sum_{i=1}^{NB} P_{Gi}} \quad (3.177)$$

$$\pi_{Li} = \pi'_{Li} + \Delta_L \quad (3.178)$$

$$\Delta_L = \frac{0,5 \cdot CT - \sum_{i=1}^{NB} \pi'_{Li} \cdot P_{Li}}{\sum_{i=1}^{NB} P_{Li}} \quad (3.179)$$

De acordo com (3.176) e (3.178) o ajuste é feito através da soma para todas as barras do sistema de uma parcela calculada via selo postal. Observe que da mesma forma como foi definido para as metodologias Pro rata e Divisão Proporcional, o rateio do custo total,  $CT$ , é feito na proporção de 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras, sendo esse mesmo critério adotado pela ANEEL conforme a Resolução Normativa nº117/2004.

### 3.3.4.4 Exemplo numérico

A aplicação da metodologia Nodal será agora exemplificada para a rede da Figura 9 que tem as matrizes  $b$ ,  $A$  e  $B'$  mostradas abaixo.

$$b = \begin{bmatrix} 10,31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10,31 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10,31 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10,31 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 10,31 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10,31 \end{bmatrix} \quad (3.180)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.181)$$

$$B' = \begin{bmatrix} 30,93 & -10,31 & -10,31 & -10,31 \\ -10,31 & 30,93 & -10,31 & -10,31 \\ -10,31 & -10,31 & 30,93 & -10,31 \\ -10,31 & -10,31 & -10,31 & 30,93 \end{bmatrix} \quad (3.182)$$

Para o cálculo da matriz  $\beta$  conforme (3.153), por facilidade na implementação computacional, optou-se por colocar um número muito grande ( $10^{15}$ ) na posição da diagonal da matriz  $B'$  correspondente à barra de referência (barra 1) ao invés de eliminar a linha e coluna referente a ela. Dessa forma, obtém-se (3.183).

$$\beta = \begin{bmatrix} 0 & -0,50 & -0,25 & -0,25 \\ 0 & -0,25 & -0,50 & -0,25 \\ 0 & -0,25 & -0,25 & -0,50 \\ 0 & 0,25 & -0,25 & 0 \\ 0 & 0,25 & 0 & -0,25 \\ 0 & 0 & 0,25 & -0,25 \end{bmatrix} \quad (3.183)$$

Aplicando agora (3.156) e (3.157), a *Tarifa Nodal Não Ajustada* dos diversos agentes do sistema é dada por (3.184) a (3.187).

$$\pi'_{G1} = 0 \text{ \$/MWh} \quad (3.184)$$

$$\pi'_{G2} = -0,5 \text{ \$/MWh} \quad (3.185)$$

$$\pi'_{L3} = 1,0 \text{ \$/MWh} \quad (3.186)$$

$$\pi'_{L4} = 1,5 \text{ \$/MWh} \quad (3.187)$$

Observe de (3.185) que a *Tarifa Nodal Não Ajustada* do gerador 2 é negativa. Isto representaria um pagamento (incentivo) ao referido agente pela utilização do sistema de

transmissão em virtude da sua “boa localização” no sistema, exemplificando assim a sinalização econômica proveniente da metodologia Nodal.

O uso das parcelas de ajuste (3.177) e (3.179) dá origem à *Tarifa Nodal Ajustada* dos diversos agentes do sistema como mostra (3.188) a (3.191)

$$\pi_{G1} = 0,8221 \$/MWh \quad (3.188)$$

$$\pi_{G2} = 0,3221 \$/MWh \quad (3.189)$$

$$\pi_{L3} = 0,3315 \$/MWh \quad (3.190)$$

$$\pi_{L4} = 0,8315 \$/MWh \quad (3.191)$$

Finalmente, o custo alocado aos geradores e cargas pelo uso do sistema de transmissão é dado através de (3.192) a (3.195).

$$C_{G1} = \pi_{G1} \cdot P_{G1} = 0,8221 \cdot 254,43 = 209,18 \$/h \quad (3.192)$$

$$C_{G2} = \pi_{G2} \cdot P_{G2} = 0,3221 \cdot 254 = 81,82 \$/h \quad (3.193)$$

$$C_{L3} = \pi_{L3} \cdot P_{L3} = 0,3315 \cdot 249,5 = 82,71 \$/h \quad (3.194)$$

$$C_{L4} = \pi_{L4} \cdot P_{L4} = 0,8315 \cdot 250,5 = 208,29 \$/h \quad (3.195)$$

A Tabela 11 faz um resumo dos resultados da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão obtidos até agora.

Tabela 11 - Alocação de custos para a rede da Figura 9.

<b>Metodologia</b>	<b>G1 (\$/h)</b>	<b>G2(\$/h)</b>	<b>L3 (\$/h)</b>	<b>L4 (\$/h)</b>	<b>Total (\$/h)</b>
Pro rata	145,62	145,38	145,21	145,79	582,0
Divisão Proporcional	169,81	121,19	169,46	121,54	582,0
Zbus_AVG	145,65	145,43	145,20	145,72	582,0
Nodal	209,18	81,82	82,71	208,29	582,0



---

# Capítulo 4

## Resultados

**U**TILIZANDO as metodologias apresentadas no capítulo anterior, serão levantados agora diversos cenários de operação com o objetivo de se realizar uma análise crítica da influência e das possíveis implicações de ordem regulatória, política, econômica e social do aspecto locacional associado à alocação de custos da transmissão. As simulações serão feitas para uma rede fictícia de 4-barras e a rede IEEE 14-barras.

### 4.1 Custo proporcional e custo por MWh

Nos exemplos numéricos mostrados no capítulo anterior, os custos alocados para cada agente do sistema foram calculados em \$/h. Porém, para alguns dos resultados que serão apresentados aqui, a fim de permitir uma melhor investigação, passa a ser mais interessante o cômputo do custo proporcional e do custo por MWh.

Assim, define-se o custo proporcional de um agente (gerador ou carga)  $i$  conforme (4.1).

$$C_{prop}^i = \frac{C_{agente}^i}{CT} \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- $C_{prop}^i$  representa o custo proporcional do agente  $i$ ;
- $C_{agente}^i$  representa o custo alocado ao agente  $i$ , em \$/h;
- $CT$  representa o custo total de uso do sistema de transmissão, em \$/h.

Já o custo por MWh de um gerador  $i$  e uma carga  $j$  são obtidos, respectivamente, por (4.2) e (4.3).

$$C_{MWh}^{Gi} = \frac{C_{Gi}}{P_{Gi}} \quad (4.2)$$

$$C_{MWh}^{Lj} = \frac{C_{Lj}}{P_{Lj}} \quad (4.3)$$

Nestas expressões:

- $C_{MWh}^{Gi}$  representa o custo por MWh do gerador  $i$ , em \$/MWh;
- $C_{Gi}$  representa o custo alocado ao gerador  $i$ , em \$/h;
- $P_{Gi}$  representa a potência gerada pelo gerador  $i$ , em MW;
- $C_{MWh}^{Lj}$  representa o custo por MWh da carga  $j$ , em \$/MWh;
- $C_{Lj}$  representa o custo alocado à carga  $j$ , em \$/h;
- $P_{Lj}$  representa a potência consumida pela carga  $j$ , em MW.

## 4.2 Rede 4-barras

O diagrama da rede 4-barras será repetido aqui por conveniência. Os resultados da alocação de custos para essa rede, já apresentados na Tabela 11, são mostrados agora na forma de um gráfico na Figura 14.

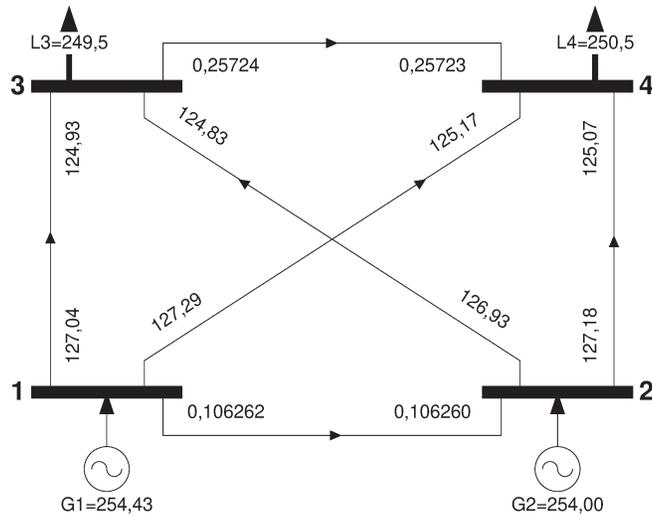


Figura 13 – Sistema 4-barras.

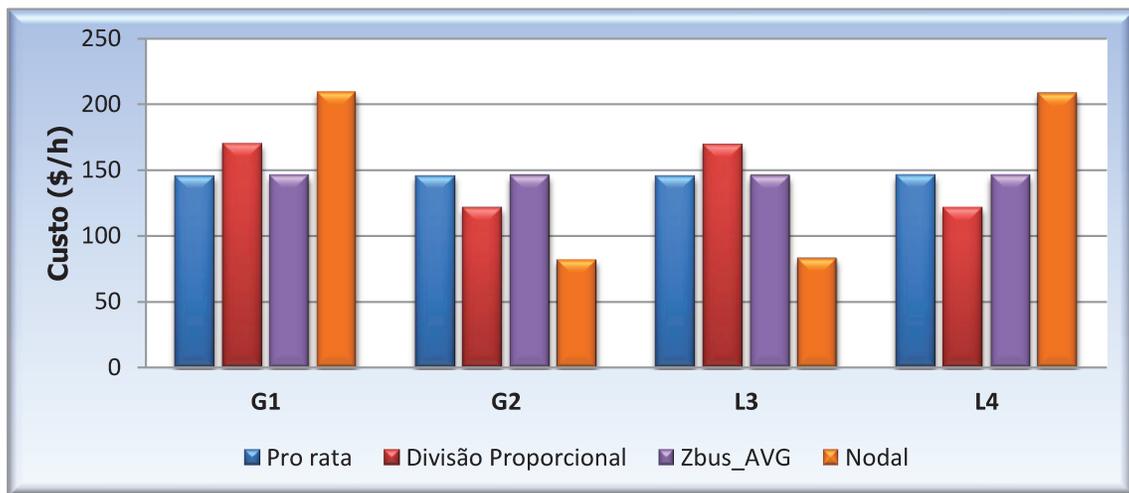


Figura 14 - Alocação de custos para a rede da Figura 13.

Deseja-se agora estudar as alterações na alocação de custos provocadas pela entrada de uma nova carga L5=100MW através de uma estrutura linha-barra como mostrada na Figura 15.



Figura 15 – Estrutura da nova carga L5=100MW.

Os parâmetros da nova linha são  $z = \alpha \cdot (0,01275 + j0,097)\text{pu}$  e  $b_{\text{total}}^{\text{sh}} = \alpha \cdot (j0,4611)\text{pu}$ , com  $\alpha \geq 0$ . A constante  $\alpha$  traz dois impactos principais toda vez que tem seu valor incrementado: o primeiro, de fator econômico, é o aumento do custo de utilização da linha, já que neste trabalho o mesmo é definido como  $1000 \cdot x_{j-k}$ ; o segundo, de natureza física, é elevar a distância elétrica da carga L5 do restante da rede. Para todas as simulações feitas, a potência ativa da carga L5 e as perdas provocadas pelo aumento de  $\alpha$  serão igualmente supridas por todos os geradores do sistema.

#### 4.2.1 INSTALAÇÃO DE NOVAS CARGAS EM ÁREAS PRÓXIMAS OU DISTANTES DA GERAÇÃO

Na Figura 13 observa-se que as barras 1 e 2 são de geração, enquanto as barras 3 e 4, de carga. Assim, a primeira análise que será discutida diz respeito à influência da conexão da estrutura da Figura 15 em barras próximas ou distantes dos geradores.

As Figuras 16 e 17 mostram, respectivamente, o diagrama do sistema considerando a nova carga de 100MW quando a conexão com a rede é feita na barra 2 (perto da geração), resultando em uma nova linha 2-5, e na barra 4 (longe da geração), resultando em uma nova linha 4-5. Em ambas as figuras mostram-se também os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão para  $\alpha = 1$ .

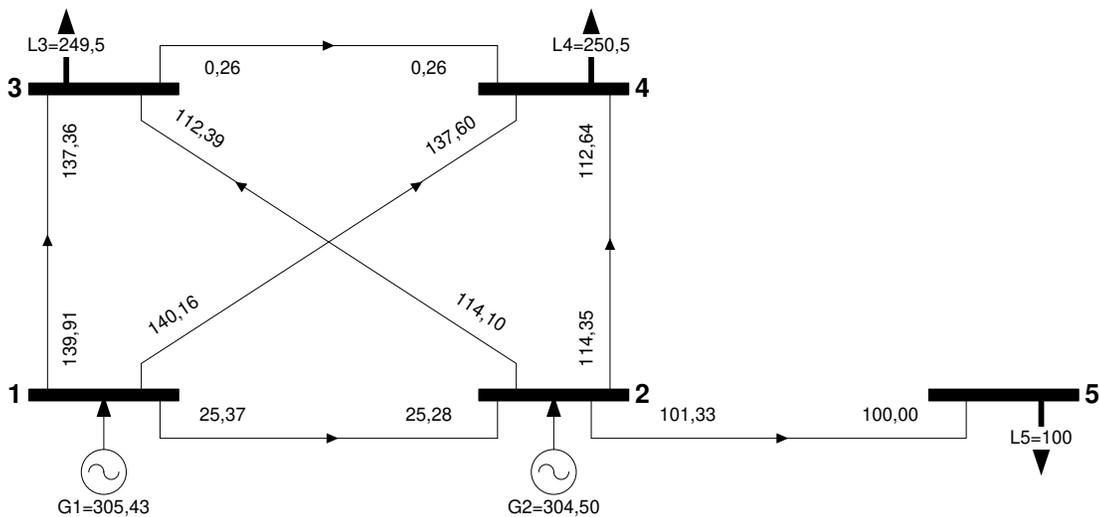


Figura 16 – Conexão de uma nova carga próxima da geração.

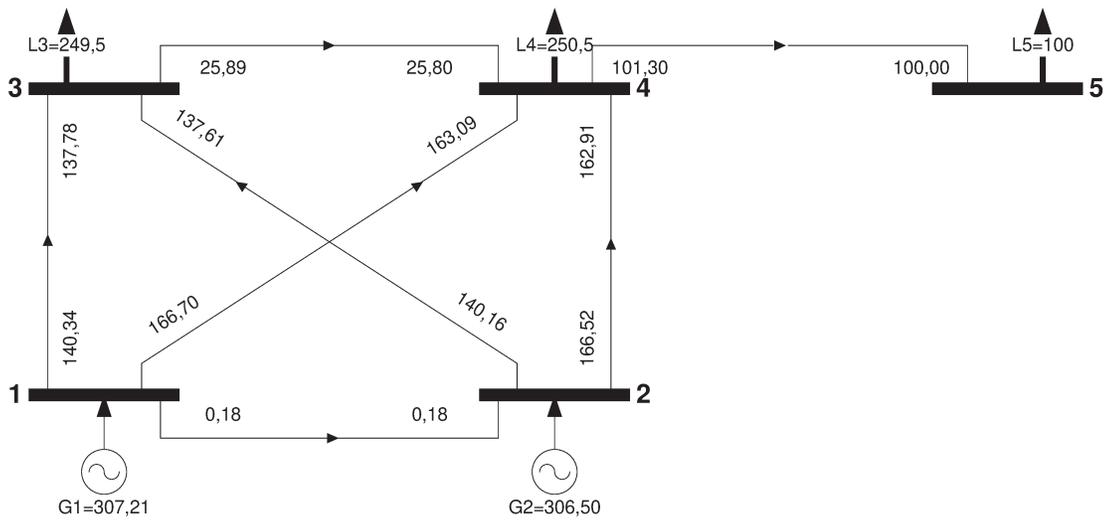


Figura 17 – Conexão de uma nova carga longe da geração.

As Figuras 18 e 19 ilustram os custos alocados à carga L5 considerando sua posição e os diferentes métodos de alocação de custos.

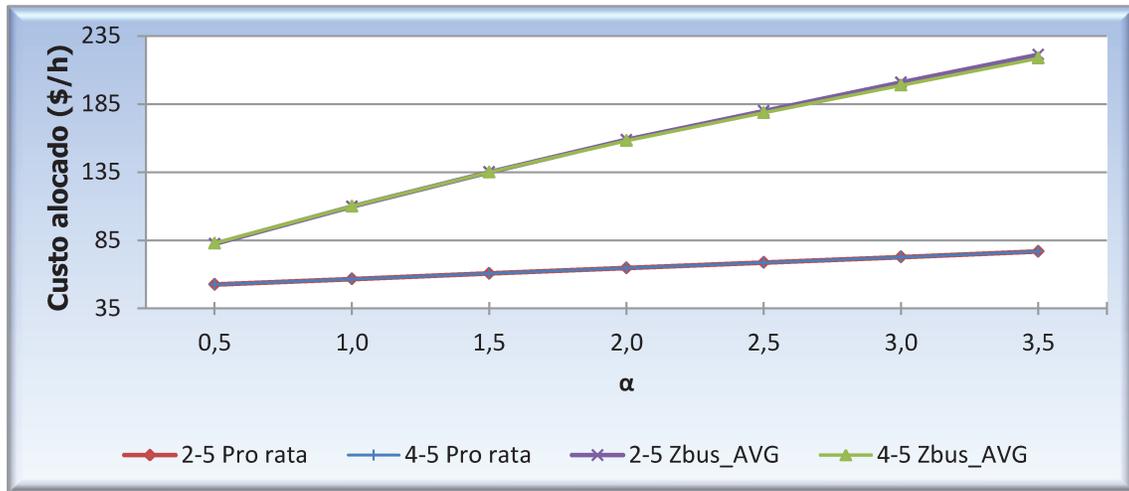


Figura 18 – Custos pelas metodologias Pro rata e Zbus\_AVG para L5 conectada nas barras 2 e 4.

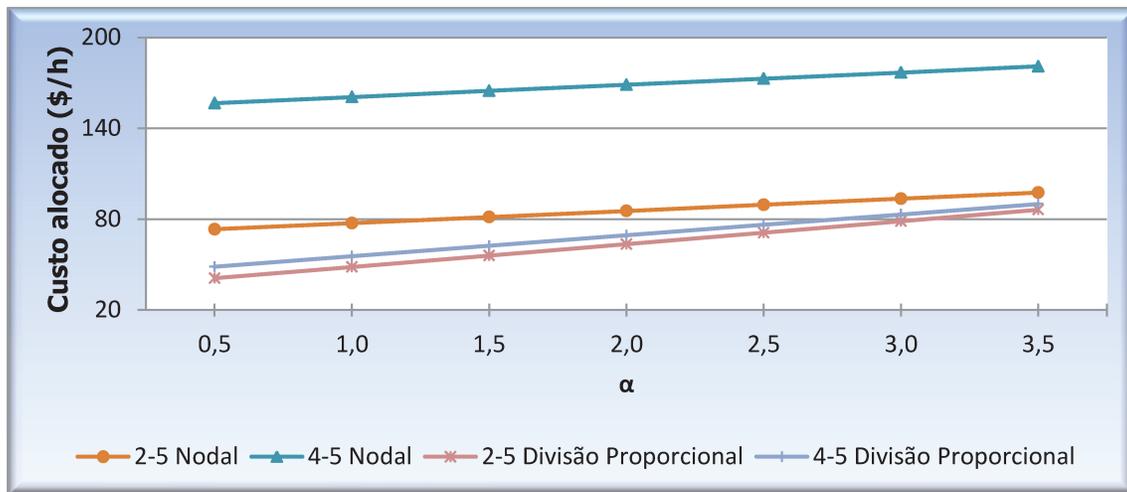


Figura 19 – Custos pelas metodologias Nodal e Divisão Proporcional para L5 conectada nas barras 2 e 4.

Pelo fato de não levar em conta o aspecto locacional, o método Pro rata destina os mesmos custos para a carga L5, independentemente desta se posicionar próxima ou distante da geração. Para as metodologias Divisão Proporcional e Nodal houve uma alocação maior de custos no cenário em que a nova carga está afastada da geração, mostrando um claro desestímulo financeiro à instalação de novos consumidores em áreas distantes dos centros de geração.

Apesar de considerar o aspecto locacional para alocar custos aos agentes do sistema, a metodologia Zbus\_AVG mostra resultados praticamente idênticos para a carga L5 conectada próxima ou distante da geração. Isso ocorre porque essa metodologia apresenta o chamado “efeito proximidade” que consiste em atribuir maiores custos pelo uso de uma linha de transmissão às barras eletricamente próximas a esta linha [28]. Devido à simetria da rede, as linhas eletricamente próximas de L5 são equivalentes independentemente da conexão próxima ou distante da geração. A pequena diferença numérica dos resultados se deve principalmente pelas perdas do sistema que são maiores quando L5 está afastada dos geradores.

#### 4.2.2 EXPANSÃO DO SISTEMA PARA REGIÕES ELETRICAMENTE DISTANTES

Como explicado anteriormente, a elevação no valor de  $\alpha$  implica aumento do custo de uso da linha e, por consequência, no custo total do sistema de transmissão. Portanto, é de se esperar, como mostram as Figuras 18 e 19, uma relação diretamente proporcional entre  $\alpha$  e o

custo alocado à nova carga de 100MW. Assim sendo, para uma melhor investigação do impacto da tarifa pelo uso da rede no incentivo à instalação de novos consumidores em pontos eletricamente distantes da rede, passa a ser mais interessante a utilização do custo proporcional, conforme definido na Seção (4.1).

Os custos proporcionais da carga L5 são mostrados nas Figuras 20 e 21.

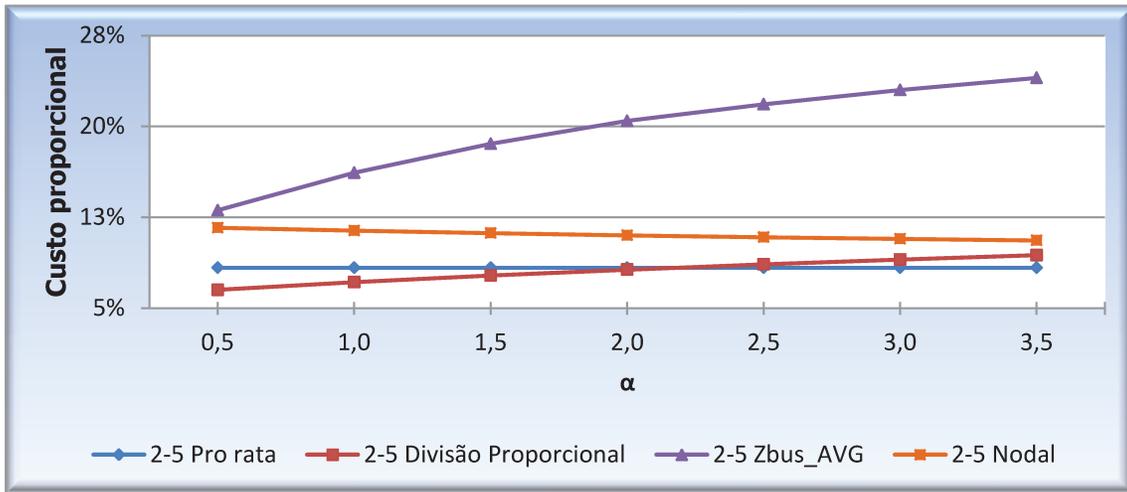


Figura 20 – Custo proporcional de L5 para conexão na barra 2.

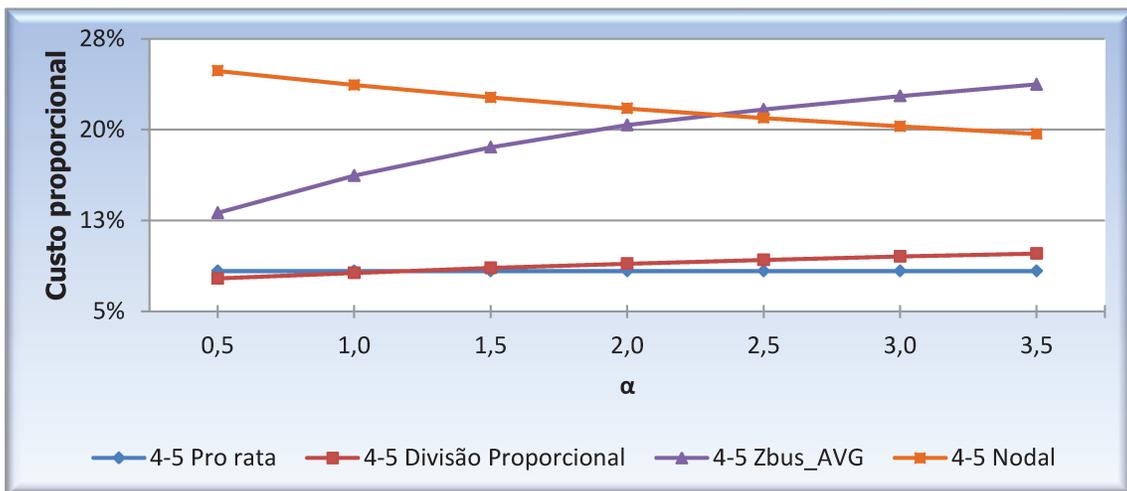


Figura 21 – Custo proporcional de L5 para conexão na barra 4.

Como esperado, o método Pro rata aloca para L5 um custo proporcional constante para quaisquer valores de  $\alpha$ . Em contrapartida, as metodologias locacionais indicam tendências opostas: enquanto o Nodal, com sua curva decrescente, sinaliza uma redução no custo proporcional com o aumento de  $\alpha$ , as rotinas Divisão Proporcional e Zbus\_AVG mostram o contrário, ou seja, um desencorajamento do ponto de vista tarifário à expansão da rede elétrica para regiões afastadas dos centros econômicos (centros de geração).

#### 4.2.3 CONFLITO DE INTERESSES

A ideia do custo proporcional acaba sendo particularmente interessante no estudo do chamado conflito de interesses. Por conflito de interesses entende-se o favorecimento de um determinado agente do sistema em detrimento de outro sob a ótica econômica toda vez que é feita alguma modificação, como por exemplo, a ampliação ou reforço da rede elétrica. Considerando fixo o custo total de utilização do sistema de transmissão, sempre que um agente paga proporcionalmente mais ou menos pela utilização da rede, outro(s) agente(s) certamente será(ão) responsável(is) pelo balanço final.

Os resultados mostrados até aqui são referentes a simulações de ampliação do sistema. A inclusão da estrutura da Figura 15, além de provocar o aumento no custo total, implica em alterações topológicas que se refletem no aspecto locacional de geradores e cargas ocasionando assim novas tarifas pós-alteração. As Figuras 22 e 23 são bem ilustrativas do problema do conflito de interesses.

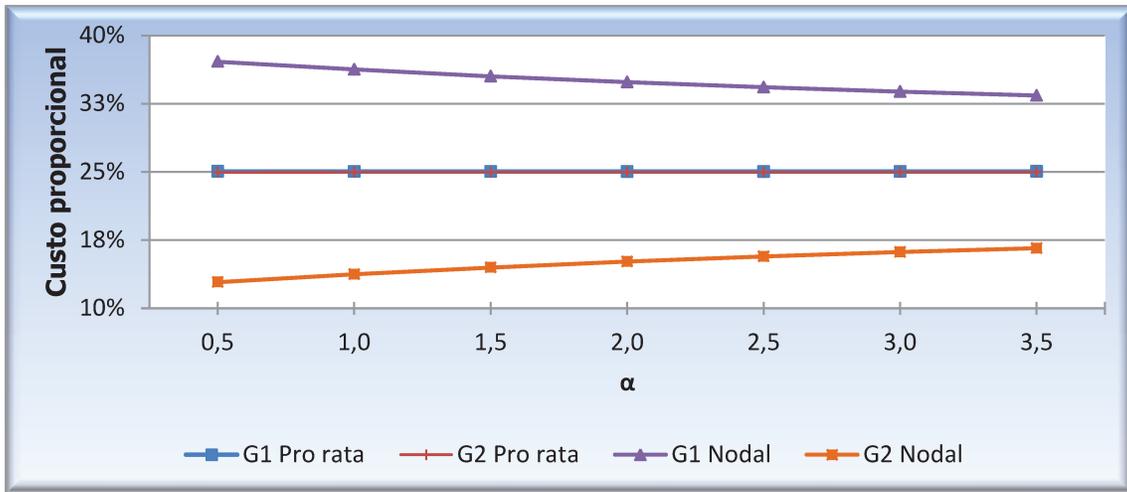


Figura 22 – Custo prop. de G1 e G2 pelas metodologias Pro rata e Nodal para L5 conectada na barra 2.

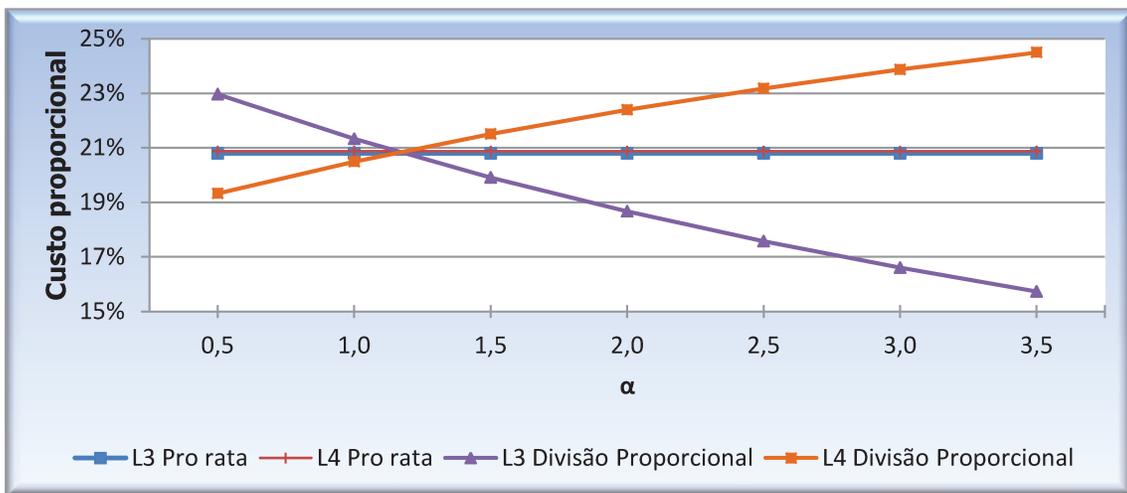


Figura 23 – Custo prop. de L3 e L4 pelas metodologias Pro rata e Div. Prop. para L5 conectada na barra 4.

A Figura 22 mostra que, com a elevação do valor de  $\alpha$ , o método Nodal aloca custos proporcionais decrescentes à G1, enquanto que para G2 a tendência é inversa. Em outras palavras, o aumento do custo total do sistema de transmissão provocado pela instalação da carga L5 em regiões eletricamente distantes faz com que o agente G1 pague proporcionalmente mais pela utilização da rede quando comparado com agente G2, caracterizando assim a existência do conflito de interesses.

Situação parecida pode ser vista na Figura 23 para o método Divisão Proporcional, mas agora considerando L3 e L4. Nas duas figuras são apresentados também os resultados do

método Pro rata para mostrar a ausência do conflito de interesses para o paradigma não-local.

#### 4.2.4 INFLUÊNCIA DO CARREGAMENTO DA REDE NA METODOLOGIA NODAL

Conforme apresentado no desenvolvimento da metodologia Nodal na Seção (3.3.4), neste trabalho foi considerado um fator de ponderação de carregamento,  $fp_j$ , igual a 1 para todas as linhas. Assim, deseja-se agora estudar o impacto provocado pela alteração no valor dessa variável sobre os resultados das simulações mostradas nos itens (4.2.1) e (4.2.2) que serão repetidas aqui, porém, considerando agora 3 cenários de carregamento da rede:

- I. Carregamento alto (todas as linhas com  $fp_j = 1$ );
- II. Carregamento médio (todas as linhas com  $fp_j = 0,5$ );
- III. Carregamento baixo (todas as linhas com  $fp_j = 0$ ).

De um lado, no cenário I o sinal locacional é máximo de forma que os resultados obtidos não diferem daqueles já apresentados anteriormente, como ser visto na Figura 24. Por outro lado, no cenário III o sinal locacional é nulo, implicando em uma alocação de custos idêntica ao método Pro rata, como ser comprovado na Figura 26. Finalmente, para o cenário II observa-se pela Figura 25 que não houve alterações na tendência da metodologia Nodal de desestímulo financeiro à instalação de novos consumidores em áreas distantes dos centros de geração e redução no custo proporcional com o aumento de  $\alpha$ .

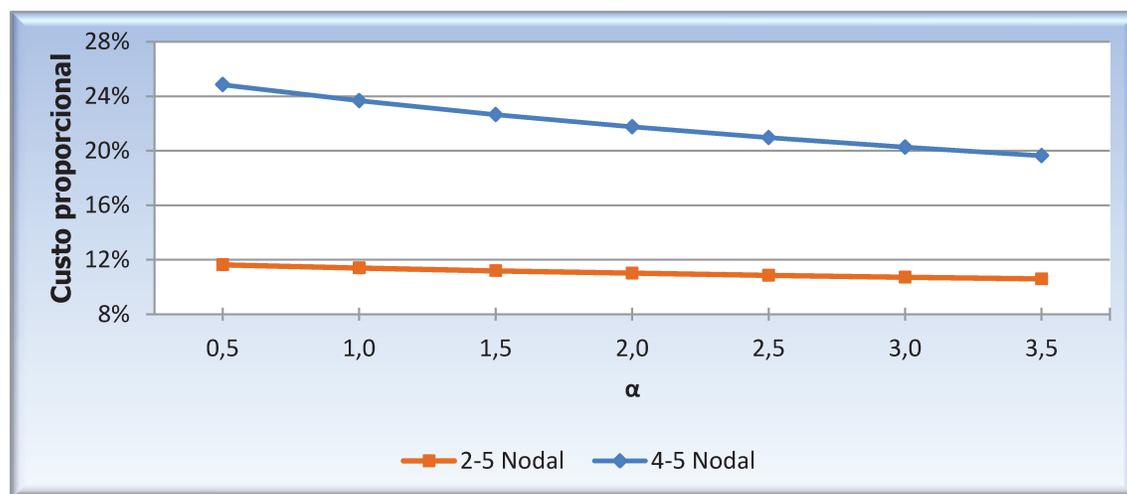


Figura 24 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento alto da rede.

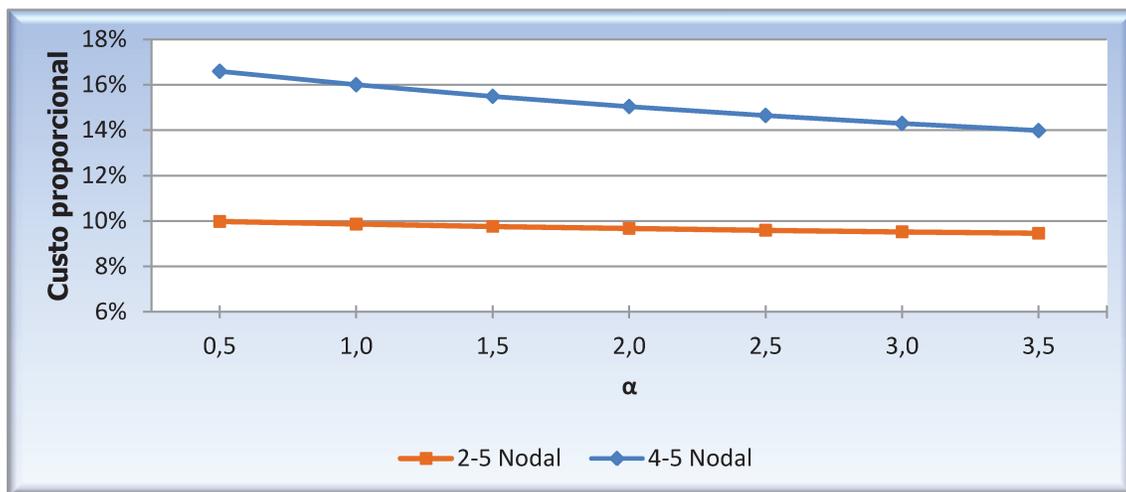


Figura 25 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento médio da rede.

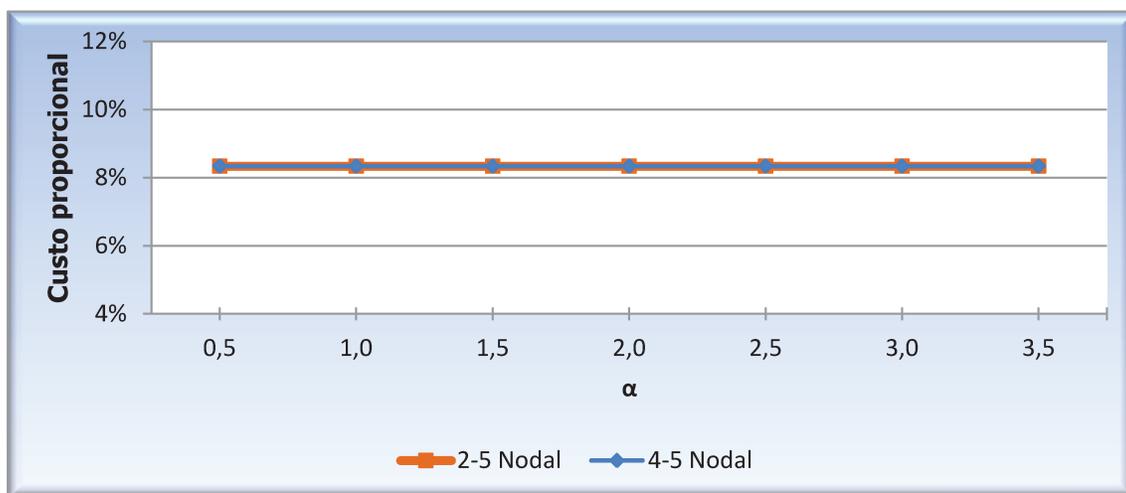


Figura 26 – Custo proporcional de L5 conectada nas barras 2 e 4 no cenário de carregamento baixo da rede.

### 4.3 Rede IEEE 14-barras

Uma análise do diagrama unifilar da rede IEEE 14-barras apresentado na Figura 27 [29] permite identificar duas zonas distintas: uma região de alta tensão (AT), que concentra todos os

geradores da rede (barras de 1 a 5), e outra de baixa tensão (BT), que possui um grande número de cargas (barras de 6 a 14).

Em relação ao banco de dados original disponível em [29] foram feitas as seguintes alterações para definir a rede do caso base utilizado neste trabalho:

- Inclusão de uma carga  $L8=12\text{MW}$  na barra 8 com o objetivo de evitar o fluxo de potência ativa nulo no ramo 7-8, o que ocasionaria problemas para as rotinas Divisão Proporcional e  $Z_{bus\_AVG}$ ;
- Remoção da demanda de  $21,7\text{MW}$  na barra 2 a fim de tornar todas as barras da rede só de geração ou só de carga.

As Figuras 28 a 30 mostram os resultados da alocação de custos para o caso base. Observa-se, neste caso, que a rotina Pro rata apresenta o mesmo custo por MWh para geradores e cargas. Para os agentes da região de alta tensão (G1, G2, L3, L4 e L5) esta metodologia, quando comparada com as rotinas locais, mostra uma tendência de cobrar tarifas maiores por MWh. Já para os agentes da região de baixa tensão, o fenômeno se inverte, ou seja, para as cargas de L6 a L14 são alocados custos maiores por MWh pelo uso da rede principalmente pelos métodos Divisão Proporcional e  $Z_{bus\_AVG}$ .

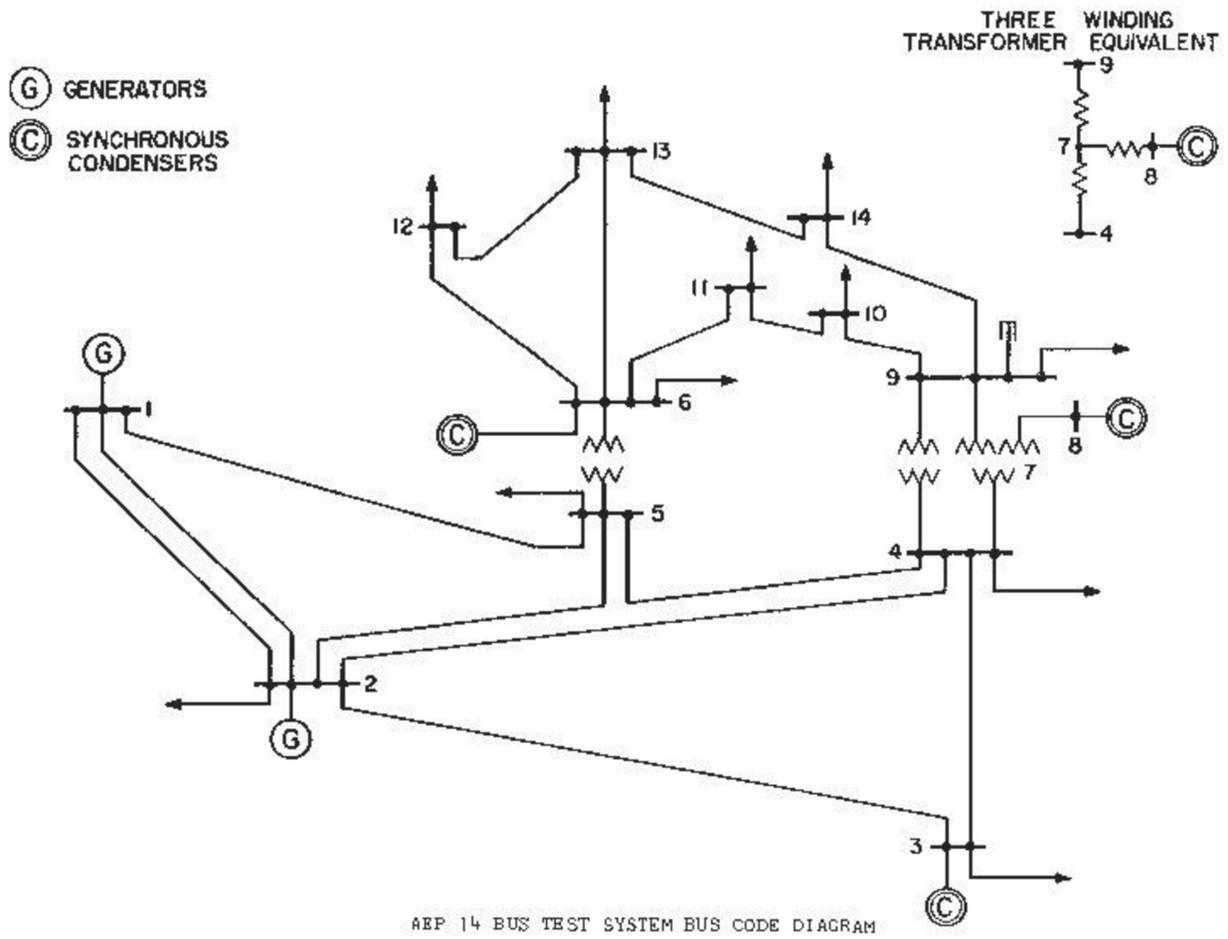


Figura 27 – Sistema IEEE 14-barras.

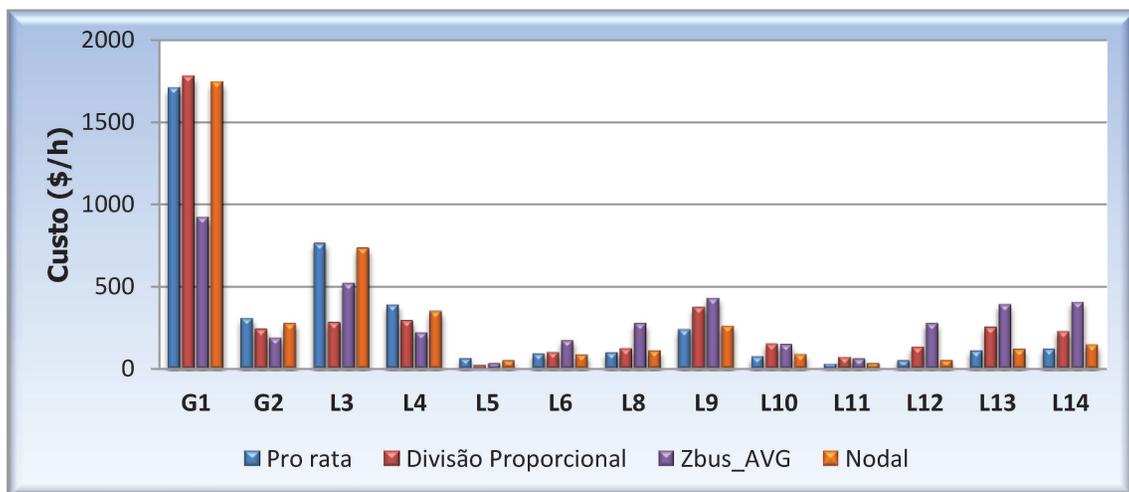


Figura 28 – Custo alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras.

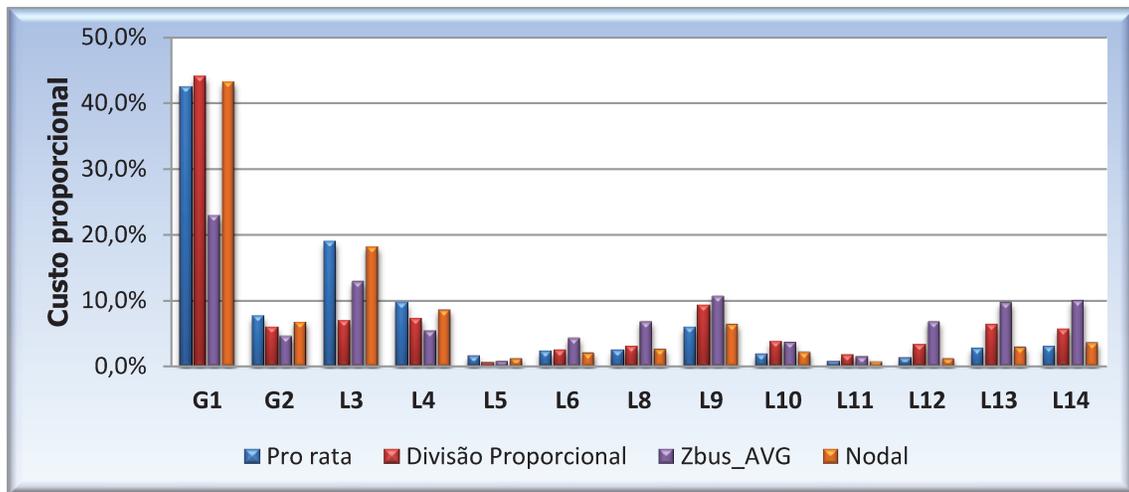


Figura 29 – Custo proporcional alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras.

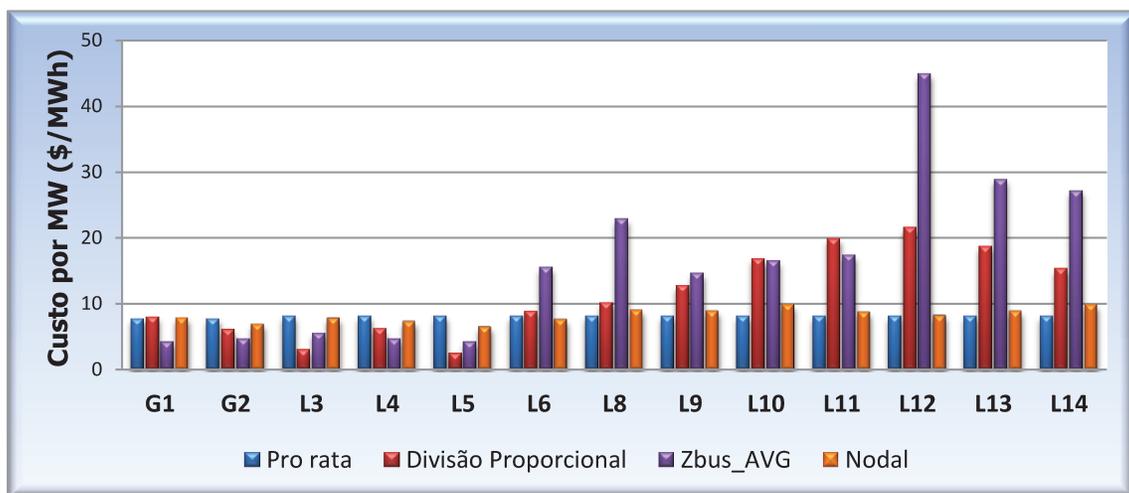


Figura 30 – Custo por MWh alocado para cada agente da rede IEEE 14-barras.

As simulações com a rede IEEE 14-barras têm dois objetivos fundamentais: o primeiro é confirmar, para um sistema de maior porte e semelhante a sistemas reais, as principais conclusões obtidas para a rede de 4-barras. Para isso será considerada a entrada de uma nova carga  $L15=10\text{MW}$  através de uma estrutura linha-barra ( $z = \alpha \cdot (0,017093 + j0,34802)\text{pu}$  e  $b_{\text{total}}^{\text{sh}} = 0\text{pu}$ , com  $\alpha \geq 0$ ) como mostrada na Figura 31; o segundo é apresentar uma proposta simples de uso das tarifas pagas pelos agentes do sistema como um critério de decisão a mais no problema do planejamento da expansão da transmissão. Adicionalmente será feita uma

comparação na alocação dos custos pelo método Nodal utilizando a matriz de sensibilidade AC (não linear) no lugar da DC (linear).



Figura 31 – Estrutura da nova carga L15=10MW.

#### 4.3.1 INSTALAÇÃO DE NOVAS CARGAS EM ÁREAS PRÓXIMAS OU DISTANTES DA GERAÇÃO

Para simular a instalação de uma nova carga perto da geração, a estrutura da Figura 31 será conectada à barra 6, resultando em uma nova linha 6-15. Já o cenário de instalação da mesma carga distante da geração será feita através da conexão na barra 14, resultando em uma nova linha 14-15. As Figuras 32 e 33 mostram os resultados obtidos.

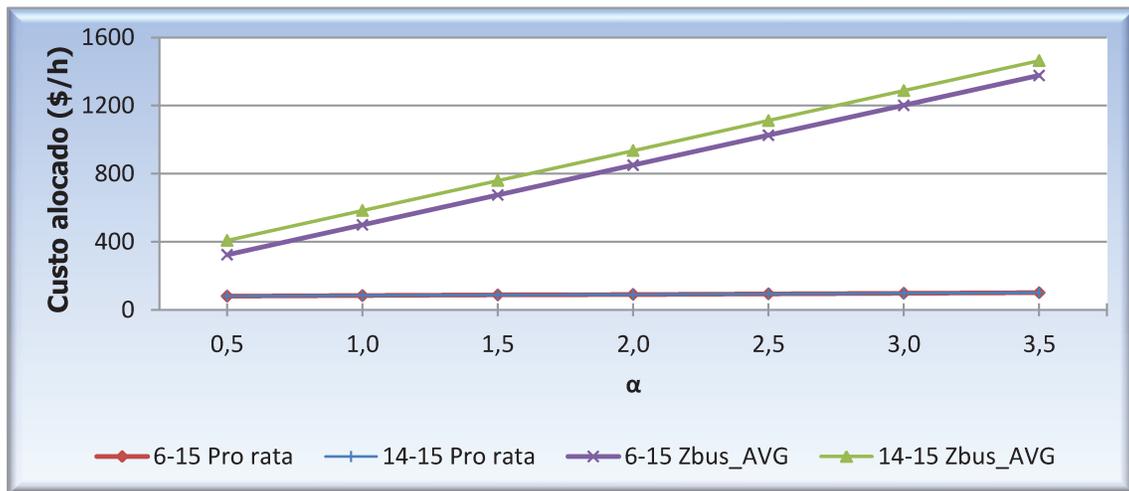


Figura 32 – Custos pelas metodologias Pro rata e Zbus\_AVG para L15 conectada nas barras 6 e 14.

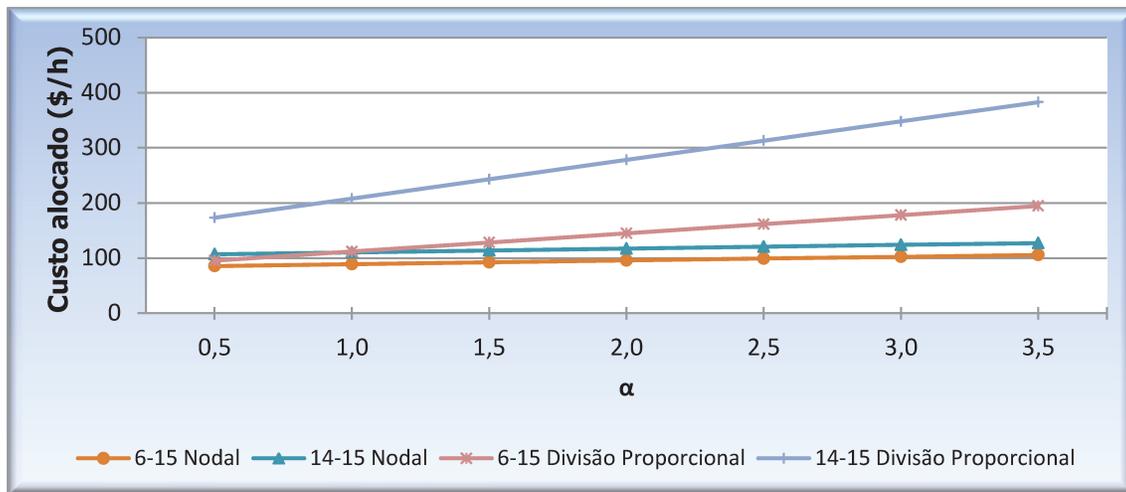


Figura 33 – Custos pelas metodologias Nodal e Divisão Proporcional para L15 conectada nas barras 6 e 14.

Conforme pode ser vistos pelos gráficos das Figuras 32 e 33, as conclusões obtidas para a rede de 4-barras se repetem para a rede IEEE 14-barras, sendo resumidas na Tabela 12. É importante lembrar aqui que nas simulações da metodologia Zbus\_AVG apresentadas para a rede de 4-barras, conforme explicado na Seção (4.2.1), não foi possível obter uma tendência a respeito do estímulo financeiro à instalação de novas cargas em áreas próximas ou distantes da geração. Porém, observando a Figura 32 fica evidente a maior alocação de custos no cenário em que a nova carga está afastada da geração.

Tabela 12 – Conclusões para a instalação de novas cargas em áreas próximas ou distantes da geração.

Metodologia	Região em que uma nova carga tem menor custo alocado
Pro rata	Indiferente
Divisão Proporcional	Próximo da geração
Zbus AVG	Próximo da geração
Nodal	Próximo da geração

Os resultados apresentados na Tabela 12 estão em concordância com o que se espera das metodologias locacionais, ou seja, as cargas instaladas próximas da geração, e que, portanto utilizam pouco a rede (“bom posicionamento”), têm asseguradas menores encargos pelo uso do sistema de transmissão.

### 4.3.2 EXPANSÃO DO SISTEMA PARA REGIÕES ELETRICAMENTE DISTANTES

Uma vez definido o ponto de instalação da nova carga na barra 6 (perto da geração) ou na barra 14 (longe da geração) o próximo passo é analisar o incentivo à expansão da rede elétrica para regiões distantes. Portanto, conforme explicado na Seção (4.2.2), torna-se mais adequado o uso do custo proporcional.

As Figuras 34 e 35 trazem os custos proporcionais da nova carga L15 no sistema IEEE 14-barras de modo que é possível observar as mesmas tendências já verificadas para a rede de 4-barras e resumidas na Tabela 13.

Tabela 13 – Conclusões para a instalação de novas cargas em direção a regiões distantes.

Metodologia	Tendência do custo proporcional de uma nova carga para a expansão em direção a regiões distantes
Pro rata	Não se altera
Divisão Proporcional	Aumenta
Zbus AVG	Aumenta
Nodal	Diminui

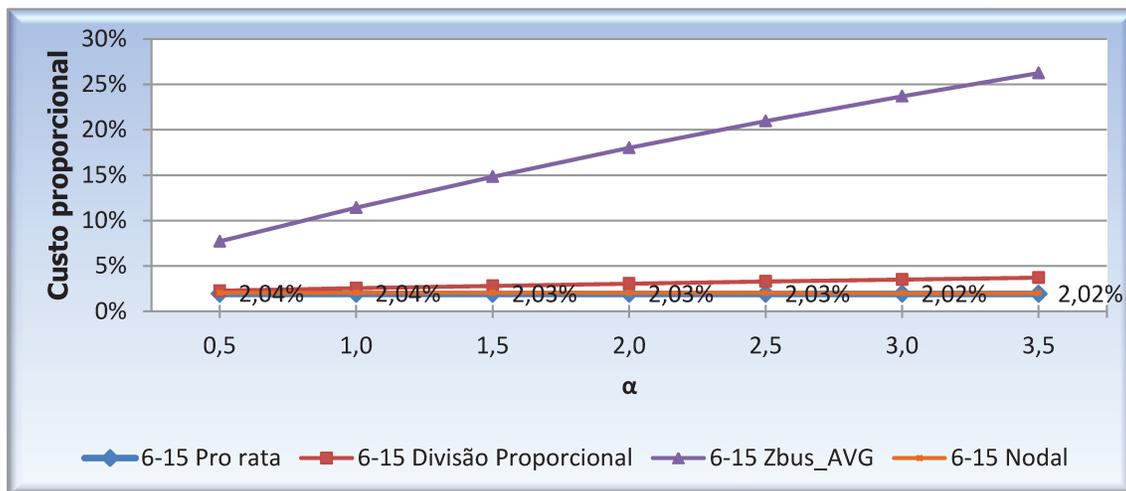


Figura 34 – Custo proporcional de L15 para conexão na barra 6.

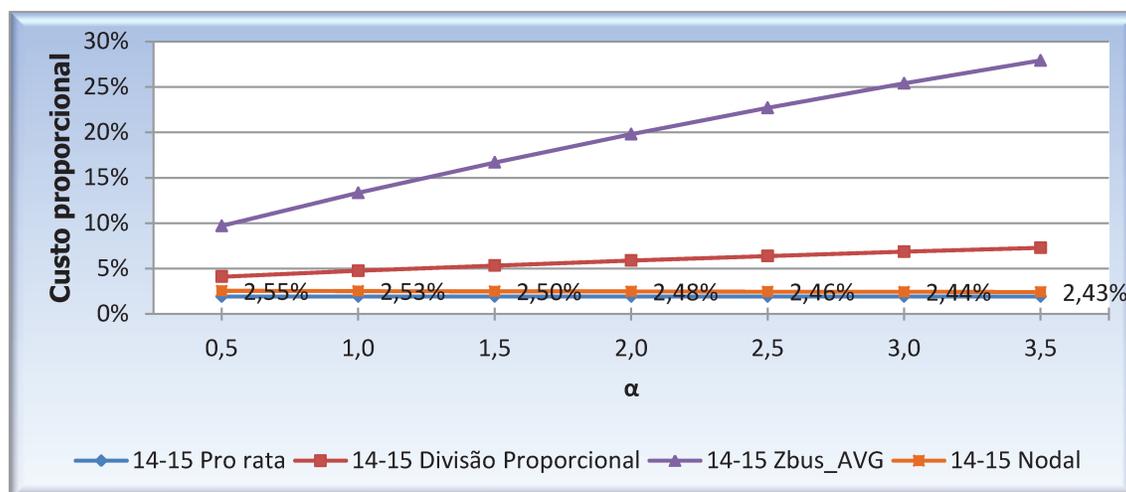


Figura 35 – Custo proporcional de L15 para conexão na barra 14.

A fim de facilitar a visualização da diminuição do custo proporcional de L15 com o aumento de  $\alpha$ , optou-se por colocar junto aos gráficos das Figuras 34 e 35 os valores numéricos obtidos pela metodologia Nodal.

Destaca-se aqui que considerando que as cargas instaladas em regiões eletricamente distantes contribuem para o aumento das perdas do sistema, o resultado obtido pelo Nodal vai de encontro ao que era esperado para uma metodologia locacional.

### 4.3.3 CONFLITO DE INTERESSES

O conflito de interesses foi apresentado anteriormente considerando simulações envolvendo a ampliação do sistema. O foco agora será na análise do mesmo problema, porém considerando alterações envolvendo o reforço da rede.

Sejam os seguintes cenários de reforço da rede elétrica:

- Cenário I: inclusão de uma nova linha (com os mesmos parâmetros do ramo 6-12) entre as barras 6 e 14;
- Cenário II: inclusão de um novo transformador idêntico ao já existente entre as barras 4 e 9.

Da mesma forma que foi explicado para a situação de expansão da rede, os dois cenários acima também provocam alterações topológicas que se refletem no aspecto locacional dos agentes, gerando assim novas tarifas pós-alteração como mostram as Figuras 36 a 38.

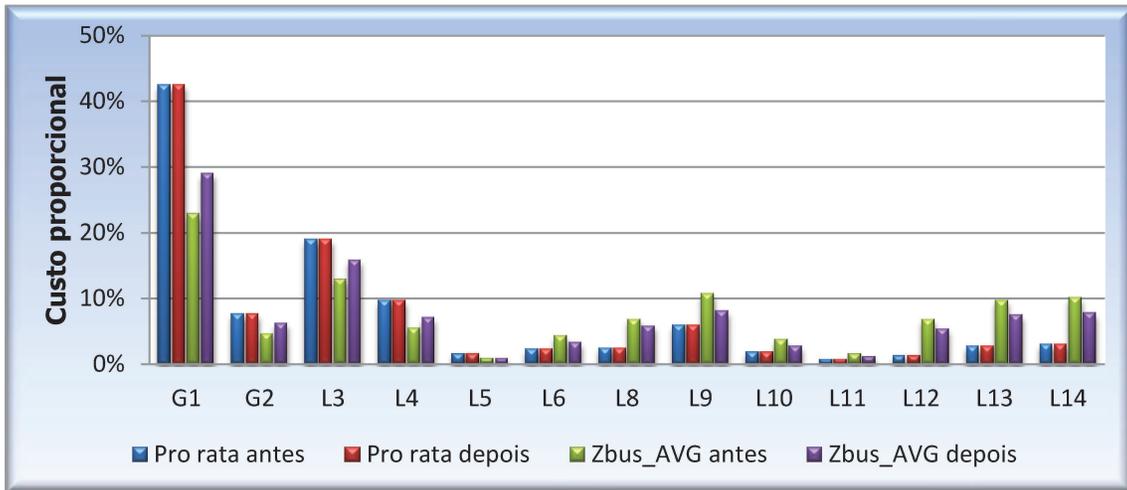


Figura 36 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Zbus\_AVG antes e depois do novo ramo 4-9.

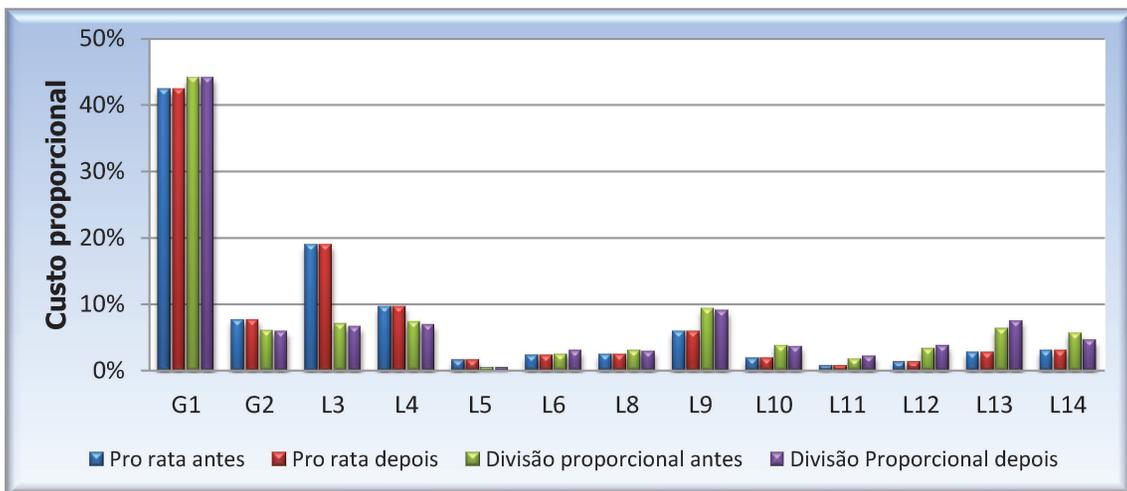


Figura 37 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Divisão Proporcional antes e depois do novo ramo 6-14.

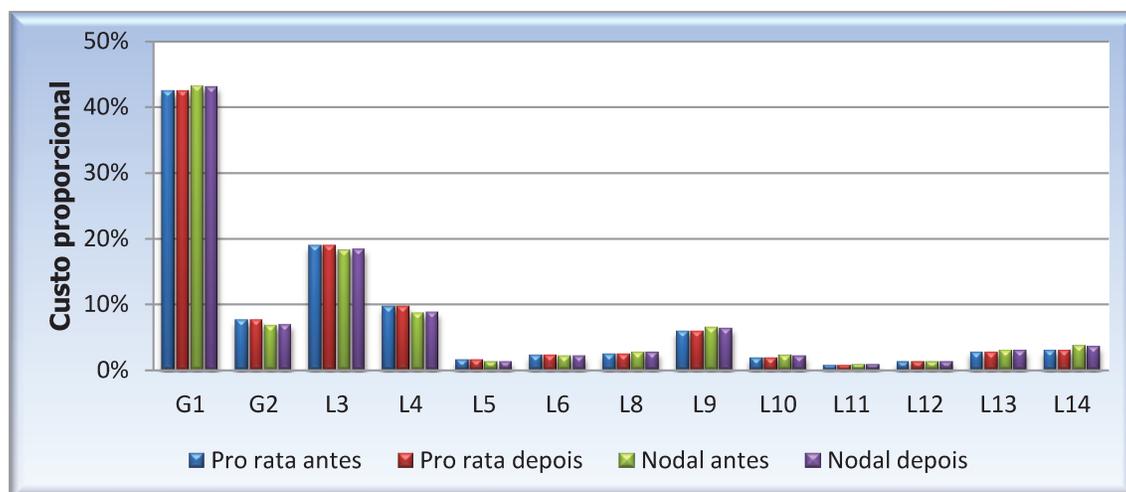


Figura 38 – Custo proporcional pelos métodos Pro rata e Nodal antes e depois do novo ramo 4-9.

Pela Figura 36 fica claro que reforçar o sistema com a adição de um novo transformador entre as barras 4 e 9 trouxe, pela metodologia Zbus\_AVG, um aumento no custo proporcional para os agentes da região de alta tensão com a contrapartida da queda no custo proporcional dos agentes da região de baixa tensão, caracterizando assim a existência de um conflito de interesses. Este problema pode ser visto também, mas agora pela metodologia Divisão Proporcional, na Figura 37 com a queda, por exemplo, no custo proporcional de L3 e L4 e aumento no custo proporcional de L12 e L13. Para a metodologia Nodal, embora presente de forma menos acentuada, é possível constatar a problemática do conflito de interesses na Figura 38 através, por exemplo, do aumento no custo proporcional de L4 e queda no custo proporcional de L13.

Nas Figuras 36, 37 e 38 também foram incluídos os resultados do método Pro rata indicando mais uma vez a ausência do conflito de interesses para o paradigma não-locacional. A Tabela 14 traz um resumo das conclusões obtidas a respeito do conflito de interesses.

Tabela 14 – Conclusões para o problema do conflito de interesses.

Metodologia	Existência do conflito de interesses
Pro rata	Não
Divisão Proporcional	Sim
Zbus AVG	Sim
Nodal	Sim

#### 4.3.4 USO DO CUSTO ALOCADO NO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

O planejamento da expansão do sistema de transmissão envolve diversos estudos técnicos. Como visto nas análises com as redes 4-barras e IEEE 14-barras, os agentes têm seus custos alterados de diferentes maneiras sempre que é feita uma alteração na rede elétrica. Isto resulta na ideia de que as tarifas de geradores e cargas poderiam ser utilizadas como um critério de decisão adicional no problema do planejamento da expansão da transmissão.

Seja então  $\sigma$  definido conforme (4.4)

$$\sigma = \sum_{i=1}^{NG+NL} (CP_i^{loc} - CP_i^{PR})^2 \quad (4.4)$$

Nesta expressão:

- $CP_i^{PR}$  representa o custo proporcional do agente  $i$  pelo método Pro rata;
- $CP_i^{loc}$  representa o custo proporcional do agente  $i$  por algum método que leve em conta o aspecto locacional;
- $NL$  representa de cargas do sistema;
- $NG$  representa o número de geradores do sistema.

O parâmetro  $\sigma$  pode ser interpretado como um desvio ou então uma medida da dispersão do custo proporcional alocado pelas metodologias locais em relação ao custo proporcional alocado pela metodologia Pro rata. Dessa forma, quanto menor o seu valor, menor seria o impacto do problema do conflito de interesses para os agentes do sistema. A Tabela 15 mostra os valores de  $\sigma$  para todas as metodologias locais considerando diferentes cenários de expansão da rede, sendo o cenário 0 o caso base.

Tabela 15 - Fator  $\sigma$  para os cenários de reforço da rede IEEE 14-barras.

Cenário	$\sigma_{PS}$	$\sigma_{Zbus\_AVG}$	$\sigma_{Nodal}$
0	1,95	6,24	0,038
I	2,12	7,12	0,029
II	1,80	2,79	0,027

Observa-se que a introdução do novo transformador entre as barras 4 e 9 (cenário II) foi o que trouxe maiores reduções em  $\sigma$ . Por outro lado, apesar de também provocar uma redução no valor de  $\sigma$  para a metodologia Nodal, a introdução de uma nova linha 6-14 (cenário I) intensifica o conflito de interesses para as metodologias Divisão Proporcional e Zbus\_AVG.

Conclui-se finalmente que, caso haja uma política de levar os agentes a arcarem com o mesmo custo proporcional pelo uso do sistema de transmissão ao longo do tempo, esta poderá ser reforçada levando em conta, além dos aspectos técnicos pertinentes, também o fator  $\sigma$  na determinação dos reforços apropriados na rede.

#### 4.3.5 INFLUÊNCIA DA MATRIZ DE SENSIBILIDADE AC E DC NA METODOLOGIA NODAL

O último resultado que será apresentado diz respeito a uma comparação entre as tarifas alocadas pela metodologia Nodal utilizando as matrizes de sensibilidade DC (linear) e AC (não linear) para o caso base da rede IEEE 14-barras.

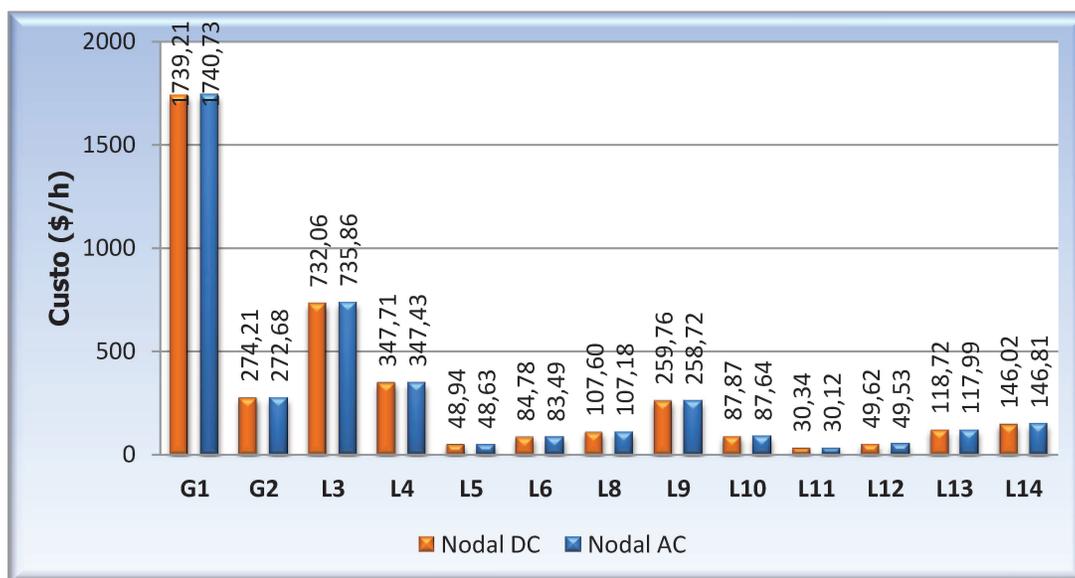


Figura 39 – Custo alocado pela metodologia Nodal utilizando as matrizes de sensibilidade DC e AC.

Pelos resultados apresentados na Figura 39, observa-se que a utilização da matriz de sensibilidade  $\beta_{AC}$  traz pouca alteração nos custos alocados em relação ao modelo DC, sendo a variação média de 0,50% com máxima de 1,54% para L6.



---

# Capítulo 5

## Conclusões

A principal contribuição deste trabalho é a comparação entre quatro metodologias de alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão (sendo uma delas baseada na atual metodologia utilizada pela ANEEL). De uma forma geral, estas metodologias procuram alocar os custos através de alguma medida do uso dessa rede por parte dos geradores e cargas, sendo que cada medida de uso conduz a resultados que podem ser muito diferentes e, com isso, ter consequências em aspectos de natureza política, econômica e social de um país. Assim, observou-se que as metodologias locais, nos casos simulados, estimulam financeiramente à instalação de novas cargas em áreas próximas da geração, como esperado. Verificou-se também que as metodologias que embutem o aspecto local em sua formulação provocam eventuais conflitos de interesse. As metodologias Divisão Proporcional e Zbus\_AVG levam cargas afastadas da barra de conexão a pagarem proporcionalmente mais pela mesma potência demandada que cargas próximas a essa barra. Como o custo total é fixo, isto significa que outras cargas são beneficiadas com a presença de cargas distantes. O método Nodal apresenta comportamento oposto, ou seja, cargas afastadas da barra de conexão pagam proporcionalmente menos pela mesma potência demandada que cargas próximas a essa barra. Há aqui também conflito de interesse, no sentido de que outras cargas acabam compensando benefícios concedidos às cargas distantes. O método Pro rata elimina esses conflitos de interesse, atribuindo custos proporcionais à demanda para todos os agentes.

A decisão sobre o método mais adequado depende de uma análise do mercado e da região analisada. Esta análise sob o ponto de vista da influência do aspecto locacional da tarifa de transmissão poderá ser útil para sistemas elétricos e países com características como o Brasil, para o qual ainda há necessidade e plenas condições de expansão da rede de transmissão, além da necessidade de se levar o desenvolvimento econômico a regiões mais afastadas dos grandes centros urbanos, inclusive para fins de desafogar essas áreas em termos de superpopulação, poluição, exacerbação de situações de pobreza e desemprego, etc. Nesse caso uma política possível de análise seria a criação de submercados para fins de alocação do custo de transmissão: aqueles com níveis de desenvolvimento e distribuição de população e/ou cargas adequados poderiam utilizar o método Pro rata; submercados para os quais é importante incentivar a ocupação e o desenvolvimento de certas regiões poderiam utilizar algum método que inclui o aspecto locacional favorecendo a instalação de cargas a distâncias maiores.

O modelo de submercados tal como proposto no parágrafo anterior poderia levantar críticas por ir de encontro ao pensamento de estímulo à eficiência hoje fortemente presente nos países de economia de livre mercado. Entretanto, cabe lembrar aqui que além de se tratar de um serviço de utilidade pública, a energia elétrica é um insumo básico para diversos ramos econômicos ligados à agricultura, indústria e serviços, sem mencionar no seu papel crucial para o pleno desenvolvimento humano ao tornar possível o uso de bens de consumo de elevado grau tecnológico. Dessa forma a exclusão ao acesso da energia elétrica não se dá apenas pela indisponibilidade de infraestrutura básica, mas também pela condição de os consumidores arcarem com os custos associados ao seu consumo [30] o que justifica pesquisas, como feita neste trabalho, que busquem uma tarifa acessível para todos os usuários. Por conseguinte, o que se questiona não é o sinal econômico locacional em si, que pode continuar presente como ferramenta de análise nos planejamentos de expansão da geração e da transmissão, mas sim a sua transferência para a tarifa de energia elétrica (detalhada no Capítulo 2), o que, em última instância, pode ser entendido como o embate entre os princípios da eficiência versus o interesse público.

É evidente que a tentativa de se fazer política regional com a tarifa da energia, acaba criando outro ponto de divergência dentro da área de estudo dos mercados elétricos que são os

subsídios. Assim, deve-se perguntar primeiro se o subsídio é justificável e em seguida, como financiá-lo [31]. Não se pretende aqui estender o debate a respeito da primeira questão, porém para a segunda pergunta, qualquer que seja a fonte do subsídio (contribuinte via impostos, rateio entre os consumidores de energia elétrica, etc.) a posição neste trabalho é de o mesmo deva ser temporário, isto é, que seja mantido por um tempo suficiente de modo a garantir o desenvolvimento de uma determinada região.

Foi visto também que, mesmo nos casos em que se decide pela utilização do método Pro rata, os resultados apresentados indicam a importância de se utilizar as informações fornecidas pelos métodos que incluem o aspecto locacional no processo de decisão sobre reforços na rede de transmissão. Através do parâmetro  $\sigma$  proposto neste trabalho, procurou-se mostrar que os reforços no sistema de transmissão podem ser escolhidos no sentido de equalizar os custos alocados aos agentes, ou seja, os reforços são escolhidos de maneira que os custos alocados pelo método que considera o aspecto locacional aproximem-se dos custos alocados pelo método Pro rata.

Uma análise mais específica do método Nodal mostrou que a simplificação adotada neste trabalho com relação ao fator de ponderação de carregamento da rede não trouxe alteração nas tendências das simulações feitas. Além disso, observou-se que o uso do modelo AC na definição da matriz de sensibilidade teve pouco impacto na variação dos custos alocados para os agentes do sistema.

Para finalizar, os seguintes temas são propostos como continuidade desta pesquisa:

- Análise do aspecto locacional na alocação de custos da distribuição;
- Aplicação das metodologias de alocação de custos apresentadas neste trabalho para o sistema elétrico brasileiro utilizando o conjunto de dados fornecidos pela ANEEL para simulação da TUST através do Software Nodal;
- Estudo do impacto das tarifas de uso da rede (transmissão e distribuição) dentro do cenário da geração distribuída;
- Aprofundar a análise crítica para os demais princípios das metodologias de alocação de custos apresentados na Seção (3.1);

- Avaliar os impactos da modificação na proporção do rateio do custo total do sistema de transmissão atualmente estabelecido em 50% para as unidades geradoras e 50% para as unidades consumidoras;
- Explorar o uso do parâmetro  $\sigma$  no problema do planejamento da expansão da transmissão.

---

# Referências Bibliográficas

- [1] Rudnick, H.;, "Pioneering electricity reform in South America," Spectrum, IEEE , vol.33, no.8, pp.38-44, Aug 1996.
- [2] Operador Nacional do Sistema, Disponibilização de dados para cálculo de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, Submódulo 15.2, Revisão 2, 2007.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, <http://www.aneel.gov.br>. Última consulta em 08 de agosto de 2012.
- [4] Chamada no. 003/2008 Projeto Estratégico: "Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão," ANEEL, Outubro de 2008.
- [5] "Pedido de Invalidação relativo à Resolução ANEEL no. 349, de 13 de janeiro de 2009, e à Resolução Homologatória ANEEL no. 845, de 30 de junho de 2009, " APMPE – Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica, 2010.
- [6] Leme, Alessandro André;, "A reforma no setor elétrico brasileiro: uma abordagem acerca de seus fundamentos e de sua nova estrutura de regulação," Tese de Doutorado, Unicamp, 2007.
- [7] Landini, Luiz Alberto Rodrigues;, "A consolidação das redes de transmissão e de distribuição do sistema elétrico brasileiro em face da intervenção do Estado na propriedade," Tese de Doutorado, Unicamp, 2007.
- [8] Carlos A. Castro, "ET720 – Sistemas de Energia Elétrica I," Notas de aula, Unicamp, <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro>.
- [9] Mauricio T. Tolmasquim, "Novo modelo do setor elétrico brasileiro," Synergia; EPE, 2011.
- [10] Dicionário Houaiss da Língua Portuguesa, <http://houaiss.uol.com.br>. Última consulta em 12 de dezembro de 2011.
- [11] Saraiva, J.P.T.; Silva, J.L.P.; Leão, M.T.P.;, "Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes," FEUP Edições, 2002.

- [12] Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, <http://www.abrate.org.br>. Última consulta em 07 de agosto de 2012.
- [13] Volpado, Paulo Roberto; Campo, Renato;, “Proposta de modelo de empresa de transmissão de energia visando a análise econômica do negócio: um estudo preliminar,” IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão, 2008.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Cadernos Temáticos ANEEL: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica,” Abril 2005.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Por dentro da conta de luz – COPEL,” [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha\\_COPEL\\_pdf.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_COPEL_pdf.pdf). Última consulta em 08 de agosto de 2012.
- [16] Marangon Lima, J.W., “Allocation of transmission fixed charges: an overview,” Power Systems, IEEE Transactions on , vol.11, no.3, pp.1409-1418, Aug 1996.
- [17] Shirmohammadi, D.; Filho, X.V.; Gorenstin, B.; Pereira, M.V.P., “Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing,” Power Systems, IEEE Transactions on , vol.11, no.2, pp.1002-1008, May 1996.
- [18] Lima, L.M.M., “Aprimoramento da metodologia Nodal para tarifação do uso do sistema elétrico de transmissão,” Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2007.
- [19] Lima, D. A.; Padilha-Feltrin, A., “Estudo comparativo dos métodos Nodal e Zbus para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão,” SBA Sociedade Brasileira de Automática, v.19, pp.165-177, 2008.
- [20] Bialek, J., “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access,” Power Systems, IEEE Transactions on , vol.12, no.3, pp.1185-1193, Aug 1997.
- [21] Bialek, J., “Tracing the flow of electricity,” Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , vol.143, no.4, pp.313-320, Jul 1996.
- [22] Conejo, A. J.; Contreras, J.; Lima, D. A.; Padilha-Feltrin, A., “Zbus Transmission Network Cost Allocation,” Power Systems, IEEE Transactions on , vol.22, no.1, pp.342-349, Feb. 2007.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas e uso dos sistemas elétricos,” 1999.

- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica, “NODAL Versão 3.4 – Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUST<sub>RB</sub> e TUST<sub>FR</sub> – MANUAL DO USUÁRIO,” Jun. 2005.
- [25] Carlos A. Castro, “IT615 – Análise de alterações em redes de energia elétrica,” Notas de aula, Unicamp, <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro>.
- [26] Carlos A. Castro, “IT743 – Cálculo de fluxo de carga,” Notas de aula, Unicamp, <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro>.
- [27] Stott, B.; Jardim, J.; Alsac, O.;, "DC Power Flow Revisited," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.24, no.3, pp.1290-1300, Aug. 2009
- [28] Lima, Delberis Araujo;, “Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão,” Tese de Doutorado, UNESP, 2007.
- [29] University of Washington, 14 Bus Power Flow Test Case, <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>. Última consulta em 14 de setembro de 2011.
- [30] DIEESE, “As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores”, Nota Técnica, No.58, Dezembro 2007.
- [31] Montalvão, Edmundo;, “Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores,” Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Setembro 2009.
- [32] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Por dentro da conta de luz da CPFL Paulista,” [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/cartilha\\_CPFL\\_PAULISTA\\_2p.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/cartilha_CPFL_PAULISTA_2p.pdf). Última consulta em 31 de maio de 2012.
- [33] Daniel S. Kirschen; Goran Strbac;, “Fundamentals of Power System Economics,” Wiley, 2004.
- [34] Lago, Juliana Nascimento;, “Tributos e encargos na tarifa de energia elétrica: uma análise sob o ponto de vista do consumidor e da política de tarifa social,” Dissertação de Mestrado, UERJ, 2006.
- [35] Pinto Jr, Roberto;, “Análise do fluxo de caixa de empreendimentos de transmissão de energia elétrica no mercado brasileiro,” Dissertação de Mestrado, UFF, 2008.
- [36] Robert S. Pindyck; Daniel L. Rubinfeld;, "Microeconomia," Pearson, 7ª ed.

[37] Shirmohammadi, Dariush; Gribik, Paul R.; Law, Eric T. K.; Malinowski, James H.; O'Donnell, Richard E.; , "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions," Power Engineering Review, IEEE , vol.9, no.11, pp.37, Nov. 1989.

---

# Apêndice A

## Trabalho publicado pelo autor

- Elias K. Tomiyama; Carlos A. Castro,, “Análise crítica do aspecto locacional da alocação de custos de utilização da rede de transmissão de energia elétrica, ” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012, Goiânia, GO.