

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso
do Sistema de Transmissão**

Joyce Michelle de Faria

Itajubá, Dezembro de 2013

Dissertação de Mestrado	Joyce Michelle de Faria	2013
-------------------------	--------------------------------	------

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Joyce Michelle de Faria

**Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso do Sistema
de Transmissão**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
José Wanderley Marangon Lima

Co-orientadora:
Mabel Scianni Morais

Dezembro 2013
Itajubá

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Joyce Michelle de Faria

**Metodologia da Área de Influência para Cálculo da Tarifa de Uso
do Sistema de Transmissão**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 06 de
Dezembro de 2013, conferindo ao autor o título de **Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Professor Dr. José Wanderley Marangon Lima

Professora Dra. Mabel Scianni de Moraes

Professora Dra. Luana Medeiros Marangon Lima

Professor Dr. Delberis Araujo Lima

**Itajubá
2013**

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre ao meu lado, por me dar forças quando preciso e por guiar meus caminhos.

Aos meus pais, João e Laurinda, por sempre apoiarem minhas decisões e por todo o amor e dedicação. Sem vocês não seria possível a realização de mais esta etapa.

Ao meu noivo Ricardo, por toda paciência, pelo incentivo quando estava desanimada, pelos bons conselhos e por toda dedicação.

Aos meus irmãos Michael e Elaine, a minha madrinha Cida, aos meus primos Wilha e Mayara, aos meus sobrinhos Laura, Vitor, Michael, Carol e David, minha cunhada Cris e minha grande amiga Vera, por sempre estarem presentes.

Ao meu querido vô Lau (in memorian) por todos os ensinamentos e carinho.

Aos meus amigos que gosto e respeito muito, Debora e Eduardo, por me incentivarem e por fazer parte de mais esta etapa.

Às minhas amigas da graduação e pós graduação, Paula Renata, Silvinha, Patrícia, Janaína, Cibele, Camila e, claro, Mabel com as quais tive a oportunidade de passar alguns bons anos. E aos meus amigos do GESIs.

Aos professores da graduação e pós graduação pelos ensinamentos passados, em especial, ao professor Marangon que me incentivou a fazer o mestrado pois sem seu incentivo não o teria feito.

Ao meu querido amigo e professor Hermeto, que sempre me ensinou muito e me deu bons conselhos.

Agradeço a Petrobras pelo apoio financeiro para realizar este trabalho através de um projeto de P&D ANEEL. Agradeço também aos colegas Professor Marangon, Mabel, Luana e Wellinton com quem tive a oportunidade de trabalhar nesse projeto e com os quais eu aprendi muito.

Aos demais amigos, familiares e a todos que de alguma forma participaram desta vitória.

“ A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê”

(Arthur Schopenhauer)

Resumo

As metodologias de cálculo das tarifas de transmissão buscam alocar e/ou atribuir todo ou parte dos custos existentes ou de novos custos da transmissão aos usuários da rede.

O Brasil adotou a metodologia nodal para determinar as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST), a qual tem como característica o rateio de uma receita estabelecida pelo órgão regulador cujo fator de distribuição é derivado dos custos marginais de longo prazo[1]. A definição destes custos marginais é onde, normalmente, encontram-se as diferenças básicas entre os métodos de alocação da receita. Além disso, muitas vezes a alocação não é completa, sendo necessário adicionar uma componente à tarifa para fazer a reconciliação de receita, que em função da forma de rateio foi denominada como Parcela Selo Postal. Tal reconciliação é feita utilizando um rateio proporcional ao montante da carga transportada que não incorpora o efeito da localização.

Este trabalho apresenta um método alternativo de cálculo das tarifas de transmissão, ou seja, o método da Área de Influência (AI) que também é baseado em uma solução de fluxo de potência nos ramos da rede mas cuja interpretação da Responsabilidade de Potência de cada usuário difere da metodologia atual da ANEEL. O objetivo do método da Área de Influência é fazer com que os agentes arquem com os custos de uso apenas dos elementos cujos fluxos são influenciados por suas injeções ou retiradas de potência.

A metodologia proposta é aplicada num sistema de 24 barras do IEEE para servir de análise básica e didática como também no Sistema Interligado Nacional. Os resultados demonstram que a metodologia proposta deve ser considerada como uma alternativa viável para rateio da Receita Anual Permitida.

Abstract

The methodologies for computing transmission charges seek to allocate and / or assign all or part of the costs of the existing and new transmission assets for the network users.

Brazil adopted the nodal methodology to determine tariffs for using the transmission system (TUST) that is characterized by the division of the annual allowed revenue using the concept of long-term marginal costs [1]. The definition of this marginal costs is the main factor most of the allocation methods differ. Moreover, the allocation is usually not complete and it is necessary to add a component to the tariff. This component has been called as the Postage Stamp portion. This tariff reconciliation is done using a pro-rata model using only the transacted load not incorporating the locational signal.

This paper presents an alternative method for calculating transmission charges using the area of influence (AI) approach also based on a solution of the power flow. The computation of the Power Responsibility in each branch is different from the current ANEEL's methodology. The purpose of the area of influence method is charge the agents only for the elements effectively used, i.e., only those which the flows are influenced by their injections or withdrawals of the transacted power.

The proposed methodology is applied to IEEE 24 branches as didactic purpose and is also applied to the Brazilian interconnected systems. The results show that the methodology may be considered as a viable alternative to prorating the allowed annual revenue.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Contexto	16
1.2 Organização dos Capítulos	17
2 MÉTODOS DE TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO	18
2.1 Introdução	18
2.2 Custo do Sistema Existente ou Custo Embutido	18
2.2.1 Selo Postal	19
2.2.2 MW-milha	19
2.2.3 Método do Módulo	20
2.2.4 Fluxo Positivo	21
2.2.5 Contrato Bilateral	22
2.3 Custo Incremental ou Custo Marginal	24
2.3.1 Custo Marginal de Curto Prazo (CMaCP)	24
2.3.2 Custo Marginal de Longo Prazo (CMaLP)	25
2.6 Conclusões	27
3 REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO	28
3.1 Introdução	28
3.2 Composição da Rede	28
3.3 Regulamentação da Tarifa de Uso	30
3.4 Cálculo da TUST-RB	31
3.5 Ajuste em Função das Usinas com Capacidade Inalterada	36
3.7 Conclusões	36
4 MÉTODO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA	37
4.1 Introdução	37
4.2 Área de Influência do Gerador	39
4.3 Área de Influência da Carga	40
4.4 Responsabilidade de Potência	42
4.5 Responsabilidade de Potência Parcial	46

4.6 Conclusões.....	48
5 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS.....	49
5.1 Introdução.....	49
5.2 Responsabilidade de Potência Total.....	50
5.3 Responsabilidade de Potência Parcial.....	54
5.4 Tarifação Nodal.....	57
5.5 Comparação entre as Metodologias.....	63
5.6 Conclusões.....	64
6 PRINCIPAIS RESULTADOS.....	65
6.1 Introdução.....	65
6.2 IEEE Reliability Test System (Sistema de 24 Barras).....	65
6.3 Resultados para o SIN.....	72
6.4 Conclusões.....	74
7 CONCLUSÃO GERAL.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
ANEXO A – Arquivos de Entrada.....	79
ANEXO B – Percentual de Variação de Usinas Ligadas a Rede Básica utilizando a Metodologia Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total.....	85

Lista de Figuras

Figura 3.1- Atualizações RB	29
Figura 3.2 - Representação do nó virtual	35
Figura 4.1- Rede com agentes de geração e consumo	37
Figura 4.2 - Sentido dos fluxos na rede	38
Figura 4.3- Área de Influência do Gerador A	39
Figura 4.4 - Área de Influência do Gerador B	39
Figura 4.5 - Área de Influência do Gerador C	40
Figura 4.6 - Área de Influência da Carga C6	40
Figura 4.7 - Área de Influência da Carga C5	41
Figura 4.8 - Área de Influência da Carga C4	41
Figura 4.9 - Área de Influência da Carga C3	41
Figura 4.10 - Área de Influência da Carga C2	42
Figura 4.11 - Cargas após a retirada do Gerador B.....	43
Figura 5.1 - Encargos e Tarifas da Geração.....	52
Figura 5.2 - Encargos e Tarifas da Carga.....	54
Figura 5.3 - Encargos e Tarifas da Geração com Selo	55
Figura 5.4 - Encargos e Tarifas da Carga com Selo.....	57
Figura 6.1 - Sistema de 24 barras - IEEE.....	66
Figura 6.2 - Encargos e Tarifas da Geração – Responsabilidade de Potência Total.....	66
Figura 6.3 - Encargos e Tarifas da Carga – Responsabilidade de Potência Total	67
Figura 6.4 - Encargos e Tarifas da Geração – Responsabilidade de Potência Parcial	67
Figura 6.5 - Encargos e Tarifas da Carga – Responsabilidade de Potência Parcial.....	68
Figura 6.6 - Comparação de encargos de uso para a AI com RP Total, AI com RP Parcial e Nodal ANEEL.....	72
Figura 6.7 - Comparação entre tarifas de algumas usinas utilizando método AI e Nodal para RB	73

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Fluxo nas linhas da rede para sistema de 6 barras.....	38
Tabela 5.1 - Área de Influência dos Geradores para o sistema de 6 barras – RP Total.....	51
Tabela 5.2 - Área de Influência da Carga para o sistema de 6 barras – RP Total.....	53
Tabela 5.3 - Relatório para a Geração para o sistema de 6 barras – RP Parcial.....	55
Tabela 5.4 - Relatório para a Carga para o sistema de 6 barras – RP Parcial.....	56
Tabela 5.5 – Comparativo entre os encargos Geração – Caso 6 barras.....	63
Tabela 5.6 – Comparativo entre os encargos Carga – Caso 6 barras.....	64
Tabela 6.1 - Relatório para a Geração para o sistema de 24 barras - Nodal.....	68
Tabela 6.2 - Tarifas Locacionais com Ajuste para o sistema de 24 barras - Nodal.....	69
Tabela 6.3 - Tarifas Totais para a Geração para o sistema 24 barras - Nodal.....	70
Tabela 6.4 – Percentual de Uso do Sistema para cada Gerador do Sistema.....	71
Tabela 6.5 – Percentual de Variação de algumas Usinas do Sistema.....	74

Lista de Abreviaturas

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão;

RP – Responsabilidade de Potência;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

TMAI – Tarifa Metodo Area de Influencia;

CMaCP – Custo Marginal de Curto Prazo;

ONS – Operador Nacional do Sistema;

RAP – Receita Anual Permitida;

CMaLP – Custo Marginal de Longo Prazo;

EPE – Empresa de pesquisa Energética;

REN – Resolução Normativa;

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

TUST – RB – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica;

TUST – FR – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Fronteira;

DIT – Demais Instalações de Transmissão;

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão;

TUSD_g – Tarifa de uso do Sistema de Distribuição aplicada ao gerador;

REH – Resolução Homologatória;

ENA - Energia Natural Afluyente;

Cli – Custos Anualizados;

AI – Área de Influência.

Lista de Símbolos

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente u (R\$ x 1000 / Ano);

RAP = Receita Anual Permitida (R\$ x 1000 / Ano);

$D(u)$ = Quantidade de carga da transação de transmissão (MW);

D_{tot} = Demanda total do sistema elétrico (MW);

C_l = Custo Anualizado do circuito l (R\$ x 1000 / Ano);

$f_l(u)$ = Fluxo no circuito l causado pelo agente u (MW);

\bar{f}_l = Capacidade do circuito l (MW);

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente u ;

$f_l(s)$ = Valor absoluto dos fluxos causado por todos os agentes que utilizam o circuito l (MW);

N_s = Número total de agentes que utilizam o circuito l ;

Ω_{l+} = Conjunto dos agentes com fluxo positivo no circuito l ;

Pl_l' = Demanda no circuito l sem o agente U em operação (MW);

Pl_l = Demanda no circuito l (MW);

Pl_j = Demanda pertencente à Área de Influência do agente U (MW);

G_U = Capacidade disponível do agente U (MW);

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente U ;

RP_l^U = Responsabilidade de Potência do agente U no circuito l ;

$Fluxo_l^U$ = Fluxo de potência no circuito l devido ao agente U (MW);

$Fluxo_l^j$ = Fluxo de potência dos geradores j que fazem uso do circuito l (MW);

NU = Número de geradores que fazem uso do circuito l ;

ΔCP = Variação do custo de produção;

π_{di} , π_{dj} = São os custos marginais das barras i e j;

W = Valor total da transação;

c_k = Custo unitário do circuito k que corresponde a $\frac{C_k}{f_k}$;

F_k = Fluxo líquido no circuito k;

\bar{f}_k = Capacidade do circuito k;

$[P]$ = Vetor das potências injetadas;

$[B]$ = Matriz de susceptância nodal;

$[\theta]$ = Vetor dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema;

b_{ij} = Susceptância do ramo k que está conectado entre o barramentos i e j;

θ_{ij} = Diferença angular entre os barramentos i e j;

$\pi_i^{g'}$ = TUST_{RB} sem ajuste para geração na barra i (R\$ / KW x mês);

β_{ji} = Variação de fluxo no circuito J devido à injeção de 1 pu na barra i ;

c_j = Custo unitário do circuito J ;

fp_j = Fator de ponderação sobre a utilização do circuito J ;

cap_j = Capacidade do circuito j (MW);

r_j = Fator de carregamento do circuito j;

r^{\min} = Fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação vale 0 (zero);

r^{\max} = Fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação vale 1 (um);

f_j = Módulo do fluxo no circuito j (MW);

π_i^g = TUST_{RB} ajustada para geração na barra i (R\$ / kW x mês);

$Selo^G$ = Parcela de ajuste das tarifas nodais de geração (R\$ / kW x mês);

RAP^G = Total dos encargos a serem pagos pelos geradores (R\$ x 1000 / Ano);

RA^G = Receita Anual adicional devido ao cálculo da parcela de TUSD_G e outras parcelas (R\$ x 1000 / Ano);

NB_{RB} = Número de barras que pagam TUST_{RB};

g_i = Capacidade disponível na barra i no ciclo atual (MW);

P^G = Parcela da RAP paga pelos geradores;

π_i^{cp} = TUST_{RB} ajustada para carga na barra i no horário de ponta (R\$ / kW x mês);

$Selo^{cp}$ = Parcela de ajuste das tarifas nodais de carga nos horários de ponta (R\$ / kW x mês);

RAP^c = Total dos encargos a serem pagos pelos consumidores (R\$ x 1000 / Ano);

d_i^p = Demanda máxima contratada na barra i no horário de ponta (MW);

P^G = Parcela da RAP paga pelos geradores, valor entre 0 e 1;

$RA^G = RA^c$ = Receita anual adicional devido ao cálculo da parcela de TUSD_G e outras parcelas (encargo de fora da rede básica) (R\$ / kW x mês);

d_i^f = Demanda máxima contratada na barra i no horário fora de ponta (MW);

π_i^{gn} = TUST_{RB} ajustada para geração na barra i , do ciclo tarifário anterior (R\$ / kW x mês);

NB^E = Número de barras de usinas existentes sem alteração da capacidade instalada;

NB^N = Número de barras de usinas novas ou com alteração da capacidade instalada;

Pl_C' = Demanda da carga C sem o gerador U em operação (MW);

Pl_C = Demanda da carga C (MW);

Ω_{NBU} = Conjunto de cargas pertencentes à Área de Influência do gerador U ;

G_U' = Capacidade disponível do gerador U sem a demanda da carga C (MW);

NG^c = Conjunto de geradores pertencente à Área de Influência da carga C ;

RP_i^U = Responsabilidade de Potência de um gerador U no ativo i ;

RP_i^C = Responsabilidade de Potência da carga C no ativo i ;

$Fluxo_i^C$ = Fluxo de potência no ativo i devido à carga C (MW);

NC = Número de cargas C que fazem uso do ativo i ;

$Encargo_U$ = Encargo do gerador U (R\$ x 1000 / Ano);

Cl_i = Custo anualizado do elemento i (R\$ x 1000 / Ano);

Ω_{NLU} = Conjunto de linhas da rede unificada pertencentes à Área de Influência do gerador U ;

$Encargo_C$ = Encargo para a carga C (R\$ x 1000 /ano);

Ω_{NLC} = Conjunto de linhas da rede pertencentes à Área de Influência da carga C ;

$CElem$ = Custo do elemento (R\$ x 1000);

$CVaoDe$ = Custo do vão referente à barra De (R\$ x 1000);

$CVaoPa$ = Custo do vão referente à barra $Para$ (R\$ x 1000);

δ = Encargo não recuperado;

$G1$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 1;

$G2$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 2;

$G3$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 7;

$G4$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 13;

$G5$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 15;

$G6$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 16;

$G7$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 18;

$G8$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 21;

$G9$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 22;

$G10$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 23.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

Quando se discute sobre precificação da transmissão, é necessário definir o que significa ou o que está incluso no serviço de transmissão de energia. A função de transmissão representa o serviço de transporte de energia elétrica com qualidade. Na estrutura atual do setor elétrico, ela é também responsável por facilitar a competitividade do mercado de energia pela imparcialidade no serviço de transporte para todos os geradores e consumidores. Para cobertura dos custos de provimento deste serviço é definido um preço que deve proporcionar um sinal compatível com a expansão e operação da rede de transmissão:

- Promovendo a eficiência econômica;
- Compensando financeiramente as transmissoras pela prestação de seus serviços;
- Alocando os custos de transmissão entre todos os usuários do sistema;
- Mantendo a segurança e a qualidade na rede de transmissão.

A atividade de transmissão de energia elétrica apresenta características inerentes de um monopólio natural. Essa estrutura difere dos mercados onde há a competição perfeita, que são geralmente utilizados como base para promover a eficiência e a produtividade nos vários setores da economia.

Em mercados de competição perfeita, a solução de equilíbrio é dada pela intersecção entre as curvas de oferta e procura. Mais que isso, os produtores e consumidores são definidos como tomadores de preço, ou seja, suas ações não influenciam o preço de mercado. Neste tipo de mercado, a única forma de maximização dos lucros dos geradores é o ajuste no nível de saída, onde o lucro é definido pela diferença entre a receita e o custo de produção.

A condição de primeira ordem desta maximização define o custo marginal de produção, que representa também o ponto de equilíbrio. Assim, conclui-se que: o equilíbrio é obtido na intersecção das curvas de oferta e demanda; o preço de equilíbrio é igual ao custo marginal de produção e o superávit no mercado de competição perfeita é máximo [2]

Estas considerações não são aplicáveis a ambientes de monopólios naturais, como é o caso da transmissão. Desta forma, com objetivo de determinar uma forma de precificação pela prestação do serviço de transmissão, várias metodologias têm sido propostas. Em linhas gerais, estas metodologias buscam alocar e/ou atribuir todo ou parte dos custos dos ativos existentes ou de novos ativos da transmissão aos usuários da rede.

A tarifa nodal adotada para a rede brasileira tem como característica o rateio de uma receita estabelecida pelo órgão regulador cujo fator de distribuição é derivado dos custos marginais de longo prazo [1]. Na definição destes custos marginais é que normalmente encontram-se as

diferenças básicas entre os métodos de alocação da receita. Além disto, muitas vezes a alocação não é completa, pois é necessário adicionar uma componente à tarifa para fazer a reconciliação de receita. No caso da TUST brasileira, esta reconciliação é feita utilizando um rateio proporcional ao montante da carga transportada que não incorpora o efeito da localização conhecido como selo postal.

Após uma análise de várias metodologias de rateio existentes, este trabalho apresenta o método da Área de Influência que é baseado em uma solução de fluxo de potência nos ramos da rede e questões como até onde a potência gerada por um gerador caminha na rede ou o quanto um gerador ou uma carga fazem uso de uma linha de transmissão são respondidas através da observação destes fluxos. O objetivo deste método é fazer com que os agentes arquem com os custos de uso apenas dos elementos cujos fluxos são afetados por sua injeção ou retirada de potência.

A partir da definição da metodologia e dos conceitos envolvidos foi desenvolvido um programa computacional em JAVA denominado TMAI para teste de sistemas simples e do sistema interligado brasileiro possibilitando uma avaliação melhor da metodologia proposta. O desenvolvimento deste programa contou com a participação de pesquisadores do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) da UNIFEI e representou um produto de um P&D ANEEL patrocinado pela Petrobrás [3]. Uma análise detalhada dos resultados é feita comparando os resultados da metodologia proposta com o programa atual da ANEEL [6].

1.2 Organização dos Capítulos

O **capítulo 2** apresenta os métodos de Tarifação da Transmissão. Existem vários métodos, por isso serão apresentados apenas os mais importantes.

No **capítulo 3** é mostrado a Regulamentação dos Serviços de Transmissão, o detalhamento do método Nodal utilizado pela ANEEL.

O **capítulo 4** apresenta o método da Área de Influência que representa o elemento principal deste trabalho

No **capítulo 5** são mostrados e analisados os resultados aplicando a metodologia da Área de Influência para o cálculo da TUST.

No **capítulo 6** são apresentadas as conclusões do trabalho.

2 MÉTODOS DE TARIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO

2.1 Introdução

Alguns métodos têm sido propostos para a tarifa de uso da rede e podem ser classificados como pertencentes a um dos seguintes grupos: custo do sistema existente, custo incremental, ou ainda a combinação dos dois anteriores. Entre os métodos incrementais, o custo marginal de curto prazo, CMaCP, é bastante popular em função de seus sinais econômicos, isto é, fornece a direção aos investidores para uma melhor minimização dos custos de produção de energia elétrica. Entretanto, algumas limitações devem ser observadas na sua aplicação em sistemas elétricos de potência, tais como: não remuneração dos custos de transmissão, as tarifas obtidas são bastante oscilatórias no tempo e estes custos são obtidos levando em consideração os custos da geração. Por outro lado, os métodos de alocação dos custos do sistema existente ou custos embutidos proporcionam uma remuneração total dos custos de transmissão e são fáceis de implementar. No entanto, estes métodos são criticados devido à falta de um embasamento econômico consistente principalmente no que se refere aos sinais econômicos. A combinação dos métodos incremental e do sistema existente tem sido aplicado pois incorpora as principais vantagens de cada um. Neste caso, inclui-se uma parcela suplementar aos custos marginais para obter a Receita Anual Permitida. Este tipo de abordagem deve ser bastante criteriosa uma vez que pode distorcer os sinais econômicos produzidos pela metodologia marginalista .

A tarifação via custos marginais é a que proporciona a almejada eficiência econômica visto que estes custos equivalem ao preço do bem formado num ambiente de concorrência perfeita . Entretanto, sabe-se que a concorrência perfeita não existe na prática e o ponto de equilíbrio nos mercados reais normalmente não representam os custos marginais. A busca deste novo ponto de equilíbrio de mercados não perfeitos tem sido tema de pesquisa na área econômica.

2.2 Custo do Sistema Existente ou Custo Embutido

Nestes métodos, o custo total do sistema de transmissão é alocado entre os usuários da rede de transmissão. As metodologias de alocação diferem na sua definição e na medida de quanto cada agente usa o sistema.

Lembrando que o custo total da transmissão que deve ser rateado entre os usuários do sistema é na realidade igual a Receita Anual Permitida definida pela ANEEL para as empresas de transmissão e ONS.

Alguns exemplos das metodologias que fazem apenas o rateio da Receita Anual Permitida são apresentados a seguir [7] até o item 2.2.5, a partir deste item são apresentados os Métodos Incrementais.

2.2.1 Selo Postal

O Encargo de selo postal do serviço de transmissão é calculada pela razão entre a receita total da transmissão que no caso brasileiro é definida como Receita Anual Permitida (RAP) e a demanda total do sistema elétrico¹, produzindo assim um valor fixo por MW. Neste caso, uma determinado par geração-carga efetuada por um agente u pagaria:

$$En(u) = RAP \frac{D(u)}{D_{tot}} \quad (2-1)$$

Onde:

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente u (R\$ x 1000 / Ano);

RAP = Receita Anual Permitida (R\$ x 1000 / Ano);

$D(u)$ = Quantidade de carga da transação de transmissão (MW);

D_{tot} = Demanda total do sistema elétrico (MW).

Este tipo de rateio foi bastante usado, principalmente nos Estados Unidos. Para este método, as perdas da transmissão são tratadas separadamente. Em geral, o método do Selo Postal é considerado um método que dá um sinal econômico incorreto. Isso ocorre por alguns motivos, entre eles: o método não diferencia as distâncias elétricas entre carga e geração e o usuário do sistema paga um preço fixo independente da situação da rede de transmissão. Restrições e gargalos no sistema não são considerados. Por outro lado, o cálculo é simples, sendo usado frequentemente entre agentes do setor de energia.

2.2.2 MW-milha

O método de MW-milha² com base no fluxo de potência considera as condições reais da rede de transmissão utilizando análises de fluxo de potência, bem como as configurações das cargas e gerações. O custo alocado ao usuário é calculado com base na proporção de uso de cada elemento da rede [8]. Para este método, o primeiro passo é calcular o fluxo em cada circuito causado pela configuração das cargas/geração³ de cada agente com base no fluxo de potência.

¹ A demanda total do sistema representa o pico de carga definido para algum período. No caso brasileiro, este pico representa a demanda máxima observada no período de ponta para o período de um ano no Sistema Interligado Nacional (SIN).

² Este método foi proposto pela P&G em 1989 e é adotado parcilmente em alguns estados dos Estados Unidos.

³ O padrão cargas/geração corresponde ao vetor de injeções e retiradas de potência nas barras do sistema de transmissão. Ele pode ser ponto-a-ponto quando o fluxo é injetado em uma barra e retirado em outra ou multiponto quando existem mais de uma injeção e retirada de carga. É importante observar que em todos os casos, as injeções e retiradas devem estar balanceadas.

Desta forma, os custos da transmissão são alocados na proporção da razão entre o fluxo de potência e a capacidade do circuito, conforme a Equação (2-2):

$$En(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{|f_l(u)|}{\bar{f}_l} \quad (2-2)$$

Onde:

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente u (R\$ x 1000 / Ano);

C_l = Custo Anualizado do circuito l (R\$ x 1000 / Ano);

$f_l(u)$ = Fluxo no circuito l causado pelo agente u (MW);

\bar{f}_l = Capacidade do circuito l (MW);

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente u .

Este método elimina algumas limitações do método anterior, pois considera a ocupação dos circuitos da rede. No entanto, como o fluxo total do circuito é normalmente menor que a sua capacidade, esta regra de alocação não recupera a totalidade do custo total do sistema de transmissão. Em termos de interpretação do sistema de transmissão, isto significa que o MW-milha somente aloca os custos devido aos fluxos do caso base, mas não a “reserva de transmissão”, dado pela diferença entre a capacidade do circuito e o fluxo líquido de cada circuito da rede.

Se compararmos o MW-milha com a metodologia Nodal apresentada no capítulo posterior, verifica-se que o termo que multiplica o Custo Anualizado do circuito l na metodologia MW-milha equivale ao Fator de Carregamento do circuito l que é utilizado para o cálculo do Fator de Ponderação do circuito l . A diferença está na definição do que seria uso da rede pelos agentes.

2.2.3 Método do Módulo

Uma maneira simples de garantir a remuneração do custo total é substituir a capacidade do circuito no denominador da Equação (2-2) pela soma dos valores absolutos dos fluxos causados por todos os agentes que usam a rede:

$$En(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{|f_l(u)|}{\sum_{s=1}^{N_s} |f_l(s)|} \quad (2-3)$$

Onde:

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente u (R\$ x 1000 / Ano);

C_l = Custo Anualizado do circuito l (R\$ x 1000 / Ano);

$f_l(u)$ = Fluxo no circuito l causado pelo agente u (MW);

$f_l(s)$ = Valor absoluto dos fluxos causado por todos os agentes que utilizam o circuito l (MW);

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente u ;

N_s = Número total de agentes que utilizam o circuito l .

Este método assume que todos os agentes devem pagar pelo uso real da capacidade e pela reserva de transmissão. Esta reserva pode ser devido a necessidade do sistema atender a critérios de confiabilidade, estabilidade e segurança ou, também, devido a desajustes. Estes desajustes são normalmente ocasionados por “erros” de planejamento indicativo causados pelas incertezas inerentes ao processo. Um outro tipo de desajuste se refere às economias de escala e à indivisibilidade dos investimentos que só deixam de ser consideradas como desajuste quando inseridas em uma visão de longo prazo.

2.2.4 Fluxo Positivo

Neste método, não há nenhuma cobrança para o agente cujo fluxo está na direção oposta ao fluxo líquido, denominado fluxo dominante. Somente os agentes que usam o circuito na mesma direção do fluxo principal, normalmente denominado de fluxo dominante, pagam na proporção de seus fluxos.

$$En(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l \frac{f_l(u)}{\sum_{\text{todos} \in \Omega_{l+}} f_l(s)} \quad \text{para } f_l(u) \geq 0 \quad (2-4)$$

$$En(u) = 0 \quad \text{para } f_l(u) \leq 0 \quad (2-5)$$

Onde:

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente u (R\$ x 1000 / Ano);

C_l = Custo Anualizado do circuito l (R\$ x 1000 / Ano);

$f_l(u)$ = Fluxo no circuito l causado pelo agente u (MW);

$f_l(s)$ = Apenas fluxos positivos causados por todos os agentes que utilizam o circuito l (MW);

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente u ;

Ω_{l+} = Conjunto dos agentes com fluxo positivo no circuito l .

Este método assume que qualquer redução no fluxo líquido de qualquer elemento da rede é benéfica ao sistema, mesmo quando existe um excesso de capacidade instalada.

2.2.5 Contrato Bilateral

Este método tem como base o fluxo de potência da rede derivado de contratos proporcionais a demanda total do sistema a ser suprida por cada gerador, considerando as condições reais de operação e as configurações de carga e geração. Esta forma de identificação das responsabilidades é bastante utilizada em muitos métodos quando não se pode identificar o padrão geração-carga de cada agente [9]. O programa Nodal da ANEEL utiliza de forma indireta esta idéia ao fazer o ajuste da receita independender da barra “swing”.

O encargo de um determinado acessante como, por exemplo, um gerador, é calculado a partir de sua Responsabilidade de Potência, a fim de se levar em conta o impacto causado na rede devido à entrada deste gerador. A Responsabilidade de Potência exprime na realidade a responsabilidade do agente sobre um determinado circuito calculado através do fluxo observado segundo um critério estabelecido pelo método de alocação em questão.

A partir dos fluxos causados por cada agente são determinadas as Responsabilidades de Potência de cada elemento da rede. No cálculo da variação de fluxo causado por um gerador específico, por exemplo, deve-se realizar duas simulações: uma com o gerador presente e outra sem o gerador. Para a simulação sem o gerador, é necessário identificar as cargas que são supridas por este. A diferença entre o fluxo total em uma linha sem o gerador e o fluxo total com o gerador, representa apenas a contribuição desta usina para o fluxo nesta linha. Neste caso, devem-se considerar apenas os valores absolutos do fluxo. Desta forma, é possível determinar a Responsabilidade de Potência em todas as linhas da rede.

Ao retirar da rede a usina ou gerador U em estudo, o equivalente à sua potência é retirado de todas as cargas de forma proporcional às suas demandas, conforme a Equação (2-6):

$$Pl'_l = Pl_l - \left[\frac{Pl_l}{\sum_{j=1}^{N_l} Pl_j} * G_U \right] \quad (2-6)$$

Onde:

Pl'_l = Demanda na barra l sem o agente U em operação (MW);

Pl_l = Demanda original da barra l (MW);

Pl_j = Demanda proporcional alocada ao agente U (MW);

G_U = Capacidade disponível do agente U (MW);

N_l = Número total de barras pertencentes à rede.

Após serem calculados os fluxos de potência com e sem o gerador, a Responsabilidade de Potência em cada linha é então calculado pela Equação (2-7). A diferença entre o fluxo total em uma linha sem o gerador e o fluxo total com o gerador, representa apenas a contribuição deste gerador para o fluxo nesta linha. Neste caso, devem-se considerar apenas os valores absolutos do fluxo.

$$RP_l^U = \frac{|Fluxo_l^U|}{\sum_{j=1}^{NU} |Fluxo_l^j|} \quad (2-7)$$

Onde:

RP_l^U = Responsabilidade de Potência do agente U no circuito l ;

$Fluxo_l^U$ = Fluxo de potência no circuito l devido ao agente U (MW);

$Fluxo_l^j$ = Fluxo de potência dos geradores j que fazem uso do circuito l (MW);

NU = Número de geradores que fazem uso do circuito l .

O Encargo pelo Método do Contrato Bilateral da unidade geradora U é então calculada pela Equação (2-8).

$$En(u) = \sum_{l=1}^{N_l} C_l * RP_l^U \quad (2-8)$$

Onde:

$En(u)$ = Encargo alocado ao agente U (R\$ x 1000 / Ano);

C_l = Custo Anualizado do circuito l (R\$ x 1000 / Ano);

RP_l^U = Responsabilidade de Potência do agente U no circuito l ;

N_l = Número total de circuitos pertencentes à Área de Influência do agente U;

2.3 Custo Incremental ou Custo Marginal

Os custos incrementais tentam capturar o incremento causado nos custos do sistema por um determinado par geração-carga. Este par geração-carga é representado por uma mesma injeção e retirada de determinado nível de potência em barramentos diferentes. Esta análise pode ser de longo ou de curto prazo, caso considere os investimentos em capital ou não respectivamente.

2.3.1 Custo Marginal de Curto Prazo (CMaCP)

O custo marginal de curto prazo, normalmente, está associado apenas ao custo operacional, ou seja, variação no custo de produção que a injeção de 1 pu de geração ou carga provoca no sistema. Outros custos, tais como os referentes a reforços do sistema de transmissão, não são incluídos.

A maneira mais natural de calcular o impacto causado por determinada transação é verificar o custo total antes e depois de incluí-la no sistema. A diferença dos dois custos indicaria o seu impacto monetário. É possível obter esta diferença simulando os dois casos, o que seria complicado se o número de transações for grande, mas é possível obter também através da utilização dos multiplicadores de Lagrange, π_d , que representam os CMaCP's (Custo Marginal de Curto Prazo) de barra ou os "spot-prices" [10].

Estes multiplicadores são obtidos a partir da solução de um problema de otimização que no caso tem como função objetivo a minimização do custo de produção. Estes indicadores são originados a partir das restrições de transmissão e de capacidade dos geradores.

O problema abaixo apresenta uma versão do processo de otimização do custo de produção para o caso brasileiro onde a inserção de usinas hidráulicas é preponderante.

Minimizar Custo de Produção

sujeito a: (2-9)

- Equação da água
- Restrições de geração
- Restrições de transmissão π_d

Com o CMaCP por barra, é obtida a variação do custo de produção associada a uma determinada transação envolvendo transporte, através da diferença entre o custo marginal da barra onde está sendo injetada determinada potência e o da barra onde se está sendo retirada tal potência.

$$\Delta CP = W (\pi_{di} - \pi_{dj}) \quad (2-10)$$

Onde:

ΔCP = Variação do custo de produção;

π_{di} , π_{dj} = São os custos marginais das barras i e j ;

W = Valor total da transação.

A função objetivo que origina os coeficientes π_d [11] na Equação (2-10) é minimizar o custo de operação das usinas onde são incorporados os aspectos da coordenação hidrotérmica. A diferença dos CMaCP's representa, portanto, o impacto trazido pela transação no custo de produção do sistema. É importante ressaltar que este custo pode ser negativo caso a transação, em função das condições do sistema, beneficie a operação do sistema aliviando carregamentos no sistema de transmissão. Os valores de π_d variam em função do ponto de operação, ou seja, eles diferem a cada hora do dia e em cada estação ou período hidrológico do ano.

O CMaCP está diretamente associado à produção de energia elétrica e normalmente não consegue recuperar o custo total da transmissão necessitando de ajustes para igualar a remuneração com a receita permitida. Quando estes ajustes são relativamente pequenos, a eficiência obtida na alocação marginal dos custos não é prejudicada. Entretanto, o que se tem verificado é que estes ajustes tendem a ser muito grandes comprometendo o sinal econômico dos custos assim obtidos.

2.3.2 Custo Marginal de Longo Prazo (CMaLP)

Quando na função objetivo são incorporados os custos de investimentos, os custos marginais passam a ser de longo prazo e os problemas dos desajustes são mitigados. A busca de uma formulação usando os custos marginais de longo prazo (CMaLP) tem sido constante mas esbarra sempre no problema da necessidade de dados do futuro e de um plano de expansão ótimo. Como

o grau de incerteza associado ao futuro é grande torna-se difícil obter este plano ótimo. Caso este fosse possível, os novos coeficientes π incorporariam não só os custos de produção mas também os investimentos em transmissão, e os resultados do uso da Equação (2-9) corresponderiam aos sinais econômicos corretos para os usuários do sistema de transmissão [12]. Não sendo possível obter os CMaLP's ideais, algumas simplificações são tentadas. Um exemplo, já bastante utilizado na tarifação tradicional, é o uso do custo médio incremental de longo prazo. Este custo é obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas. No caso brasileiro, a EPE elabora o plano indicativo de investimentos na geração que por sua vez produz um plano conjunto com a transmissão podendo ser usado para definir os custos incrementais.

Uma outra forma é mudar a função objetivo da Equação (2-9) para levar em conta os custos de cada circuito.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^N c_k F_k \quad (2-11)$$

s.a.:

$$[P] = [B][\theta] \quad (2-11.1)$$

$$|F_k| = |b_{ij}| |\theta_{ij}| \quad (2-11.2)$$

$$|F_k| \leq \bar{f}_k \quad \text{para todo } k \quad (2-11.3)$$

Onde:

c_k = Custo unitário do circuito k que corresponde a $\frac{C_k}{f_k}$;

F_k = Fluxo líquido no circuito k;

\bar{f}_k = Capacidade do circuito k;

$[P]$ = Vetor das potências injetadas;

$[B]$ = Matriz de susceptância nodal;

$[\theta]$ = Vetor dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema;

b_{ij} = Susceptância do ramo k que está conectado entre os barramentos i e j;

θ_{ij} = Diferença angular entre os barramentos i e j.

Os coeficientes de Lagrange obtidos a partir da primeira restrição tentam capturar o impacto no uso do sistema de transmissão ponderado pelos custos de cada equipamento. A idéia é construir um sistema de transmissão para atender os padrões geração/carga de cada usuário do sistema supondo que as capacidades dos circuitos pudessem ser ajustadas de acordo com as necessidades dos agentes.

É importante observar que a função objetivo da Equação (2-11) é similar a Equação (2-2) proposta pela metodologia MW-milha, e que se o padrão geração-carga é fixo ([P] é constante), ou seja, os despachos dos geradores e as cargas estão definidos, a região viável do problema (2-11) pode ser um ponto definido pela solução do fluxo de potência DC da Equação (2-11.1) ou ser um espaço vazio quando as restrições das Equações (2-11.2) e (2-11.3) forem ativadas. Desta forma, a solução do problema (2-11) que otimiza o uso do sistema de transmissão, ou “planeja” os investimentos de forma ótima, é a própria solução de um fluxo DC⁴. Esta propriedade facilita o cálculo dos coeficientes de Lagrange associados à restrição (2-11.1) que representam a sensibilidade da variação do custo de “ampliação da capacidade do sistema” frente ao incremento de carga⁵. Estes coeficientes podem ser obtidos a partir dos fatores de distribuição que deu origem ao método nodal atualmente em uso pela ANEEL.

2.6 Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma revisão das metodologias para a tarifa de uso da rede e foram divididos em dois grupos: Custo do Sistema Existente e Custo Incremental. É importante mencionar que outras metodologias foram propostas oriundas dos métodos aqui descritos como, também, outras mais específicas utilizando, por exemplo, teoria de jogos [4] e matriz Zbus [5].

O método Nodal da ANEEL, que é a metodologia vigente no Brasil, é na realidade uma composição dos métodos anteriores. O próximo capítulo apresentará esta metodologia.

⁴ Um bom observador vai verificar que dado que a função objetivo é igual a formulação do MW-milha e que como existe apenas uma solução que é a do próprio fluxo de potência, os dois métodos são similares, apenas com formas de cálculo diferentes.

⁵Em função desta visão um pouco força da destes coeficientes eles são denominados de custos marginais de longo prazo.

3 REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO

3.1 Introdução

A partir do conhecimento dos métodos mais comuns de tarifação de redes de transmissão, será apresentado a seguir o método Nodal utilizado pela ANEEL. Inicialmente é definida a rede e a sua receita para depois utilizar o método de rateio entre os usuários da rede.

3.2 Composição da Rede

A presente seção descreve os aspectos tarifários e de regulação econômica concernentes aos serviços de transmissão no Brasil.

A tarifa de transmissão baseia-se, entre outras coisas, na receita permitida das empresas de transmissão definida pela ANEEL. No entanto, somente farão jus à receita permitida dos serviços de transmissão, aquelas instalações que compõem a Rede Básica.

Os critérios para a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados estão presentes na REN 245/1998. Essa resolução revisou os critérios estabelecidos pela Portaria DNAEE no 244, de 28 de junho de 1996, adequando-os à reestruturação do setor elétrico brasileiro. De acordo com esta resolução, integram a Rede Básica as linhas de transmissão e subestações com tensão de 230 kV ou superior e instalações com tensão inferior a 230 kV que interliguem áreas de mercado ou que sejam relevantes para a operação da Rede Básica [13].

A composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro para o ano de 1999 foi definida pela RES 66/1999 [14]. A composição definida por esta resolução referia-se às instalações de transmissão em operação na data da sua publicação ou com previsão de operação até 31 de dezembro de 1999, e substituiu a composição da Rede Básica para os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul definida na REN 262/1988.

A RES 166/2000, atualizou a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, incluindo as instalações de transmissão em operação até 31 de dezembro de 1999, e as instalações de transmissão não integrantes da Rede Básica [15]. Desta maneira, foram estabelecidas claramente as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e outros equipamentos que compõem os ativos remuneráveis das empresas de transmissão ou das unidades de negócio de transmissão das concessionárias (uma vez que a desverticalização empresarial ainda não é completa no setor).

A REN 245/1998 foi revogada pela RES 433/2000 [16], que atualizou os critérios de composição da Rede Básica. De acordo com essa resolução, integram a Rede Básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior

a 230 kV, com as seguintes exceções: (i) instalações de transmissão destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou de consumidores; (ii) instalações de transmissão de interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de exportação ou importação de energia elétrica e; (iii) transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

Entretanto, nos anos que se passaram após a publicação da RES 433/2000, verificou-se que a rede reclassificada – subestações rebaixadoras da Rede Básica – não foi expandida o suficiente para permitir a adequada prestação do serviço aos usuários, de modo que a Agência propôs uma nova forma de classificação das instalações de transmissão na Audiência Pública 034/2003, na qual houve uma espécie de fusão entre as propostas da REN 245/1998 e a RES 433/2000: as referidas subestações voltam a integrar a Rede Básica, ou seja, passam a ter sua expansão determinada pelo Planejamento Setorial e feita sob responsabilidade das concessionárias de transmissão. Neste sentido a Audiência Pública nº 034/2003 fundamentou a edição da REN 067/2004 [17], que estabelece novos critérios de composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado.

A Figura 3.1 apresenta as atualizações da definição da Rede Básica.

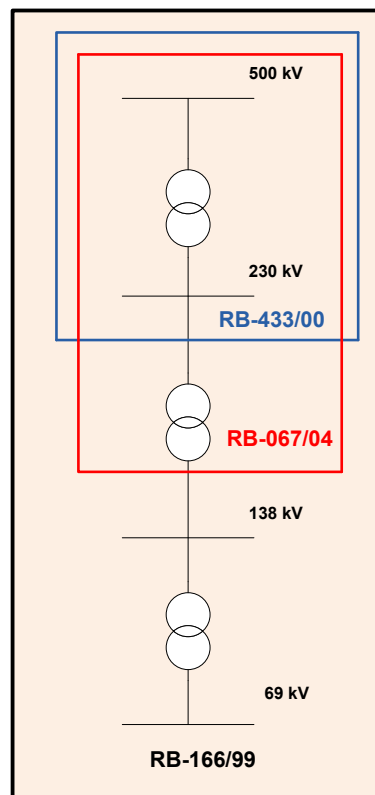


Figura 3.1- Atualizações RB

3.3 Regulamentação da Tarifa de Uso

Os encargos associados ao uso dos serviços de transmissão foram explicitados pela RES 281/1999, que estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. De acordo com o §1o do Art. 13 dessa resolução, esses encargos devem ser estabelecidos observando: (a) as Receitas Anuais Permitidas para as concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL; (b) a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL; e (c) a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior [1].

O Art. 14 da RES 281/99 determina que o encargo de uso será pago por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados e na tarifa de uso do sistema de transmissão, por ponto de conexão.

A metodologia de cálculo para a tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST vem sendo aplicada para os ativos considerados na Rede Básica, utilizando custos unitários para cada elemento do sistema, determinados a partir dos custos de reposição, operação e manutenção típicos do sistema de transmissão. Os encargos resultantes são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão, através de valor aditivo à tarifa de cada barra. De acordo com o §1o do Art. 16 da RES 281/99, os valores das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão componentes da Rede Básica são revistos anualmente pela ANEEL.

Com a RES 281/99 foi estabelecido que o rateio entre os usuários da Rede Básica seria baseado na Metodologia Nodal utilizada na Inglaterra, que procura refletir a variação do custo de expansão resultante de um aumento na capacidade de geração de cada barra.

Mudanças no cálculo da TUST foram introduzidas com a REN 117/ 2004 que define os limites do fator de ponderação, a natureza do despacho, o reajuste através do fator de atualização para usinas que não alteraram sua capacidade e elimina as tarifas negativas para a geração [18].

Em 2004, a Lei nº 10.848 alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e deu competência à ANEEL para estabelecer tarifas de uso de dois tipos de redes: transmissão e distribuição.

Dando cumprimento a essa condição, a ANEEL estabeleceu pela REN 067/2004, dois ambientes tarifários: transmissão (Rede Básica) e distribuição. Ainda nesta resolução a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST foi dividida em duas componentes:

I - TUSTRB: aplicável a todos os usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, calculada de acordo com a Metodologia Nodal (REN 117/2004), levando em conta as parcelas da Receita Anual Permitida - RAP associadas às instalações de transmissão da Rede Básica;

II - TUSTFR: aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as seguintes instalações de propriedade da concessionária de transmissão (ou Demais Instalações de Transmissão - DIT): a) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário (Transformadores de Fronteira), em caráter exclusivo ou

compartilhado; b) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da rede básica (DIT compartilhada), em caráter compartilhado, obtida a partir do rateio da RAP associada às respectivas instalações de fronteira pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratados pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição.

Com esta divisão, aquelas unidades geradoras que até então vinham pagando encargos de conexão pelo uso das instalações que foram nessa resolução reclassificadas como Demais Instalações de Transmissão - DIT passaram a remunerar tais redes por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada aos geradores (TUSDg) vigente para a concessionária de distribuição da localidade de seu acesso.

A forma de cálculo, aplicada à Rede Básica, que leva em consideração o sinal locacional dos agentes é apresentada a seguir.

3.4 Cálculo da TUST-RB

O método consiste em contabilizar as sensibilidades frente à variação do custo total associado aos incrementos e decrementos de capacidade dos elementos que compõem a rede, para uma variação infinitesimal na injeção ou retirada de carga num determinado nó do sistema [19].

A expressão abaixo apresenta a TUSTRB de um nó i para a geração:

$$\pi_i^{g'} = \sum_{j=1}^{N_l} (\beta_{ji} * c_j * fp_j) \quad (3-1)$$

Onde:

$\pi_i^{g'}$ = TUST_{RB} sem ajuste para geração na barra i (R\$ / KW x mês);

N_l = Número total de circuitos da Rede Básica;

β_{ji} = Variação de fluxo no circuito j devido à injeção de 1 pu na barra i ;

c_j = Custo unitário do circuito j ;

fp_j = Fator de ponderação sobre a utilização do circuito j .

O fator de ponderação foi um fator exógeno à metodologia original, que foi incorporado pela ANEEL e, de acordo com a REN 117/2004, varia entre 0 (zero) e 1 (um).

$$fp_i = \begin{cases} 0; & r_j < r^{\min} \\ \frac{r_j - r^{\min}}{r^{\max} - r^{\min}}; & r^{\min} \leq r_j \leq r^{\max} \\ 1; & r_j > r^{\max} \end{cases} \quad (3-2)$$

$$r_j = \frac{|f_j|}{cap_j}$$

Onde:

cap_j = Capacidade do circuito j (MW);

r_j = Fator de carregamento do circuito j;

r^{\min} = Fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação vale 0 (zero);

r^{\max} = Fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação vale 1 (um);

f_j = Módulo do fluxo no circuito j (MW).

Dado que a tarifa $\pi_i^{g'}$ não recupera a totalidade dos custos da rede de transmissão, é necessária a presença de uma parcela complementar de ajuste:

$$\pi_i^g = \pi_i^{g'} + Selo^G; \quad (3-3)$$

$$Selo^G = \frac{(RAP^G - RA^G) - \sum_{i=1}^{NB_{RB}} (\pi_i^{g'} * g_i)}{\sum_{i=1}^{NB_{RB}} g_i}; \quad (3-4)$$

$$RAP^G = RAP \times P^G, \quad (3-5)$$

Onde:

π_i^g = TUST_{RB} ajustada para geração na barra i (R\$ / kW x mês);

$\pi_i^{g'}$ = TUST_{RB} sem ajuste para geração na barra i (R\$ / kW x mês);

$Selo^G$ = Parcela de ajuste das tarifas nodais de geração (R\$ / kW x mês);

RAP^G = Total dos encargos a serem pagos pelos geradores (R\$ x 1000 / Ano);

RA^G = Receita Anual adicional devido ao cálculo da parcela de TUSD_G e outras parcelas (R\$ x 1000 / Ano);

NB_{RB} = Número de barras que pagam TUST_{RB};

g_i = Capacidade disponível na barra i no ciclo atual (MW);

P^G = Parcela da RAP paga pelos geradores.

Na REN 282/99 ficou estabelecido que 50 % da tarifa de uso do sistema de transmissão seria pago pelos geradores e que 50 % seria pago pelos consumidores.

A equação utilizada no cálculo da tarifa nodal da carga $\pi_i^{c'p}$, sem parcela de ajuste, na barra i é:

$$\pi_i^{c'p} = - \sum_{j=1}^{N_i} (\beta_{ji} * c_j * fp_j) \quad (3-6)$$

Adicionando o ajuste de receita obtém-se as equações:

$$\pi_i^{cp} = \pi_i^{c'p} + Selo^{Cp} \quad (3-7)$$

$$Selo^{Cp} = \frac{(RAP^C + RA^C) * (P^p) - \sum_{i=1}^{NB_{RB}} (\pi_i^{c'p} * d_i^p)}{\sum_{i=1}^{NB_{RB}} d_i^p} \quad (3-8)$$

$$RAP^C = RAP * (1 - P^G) \quad (3-9)$$

Onde:

π_i^{cp} = TUST_{RB} ajustada para carga na barra i no horário de ponta (R\$ / kW x mês);

$Selo^{Cp}$ = Parcela de ajuste das tarifas nodais de carga nos horários de ponta (R\$ / kW x mês);

RAP^C = Total dos encargos a serem pagos pelos consumidores (R\$ x 1000 / Ano);

d_i^p = Demanda máxima contratada na barra i no horário de ponta (MW);

P^G = Parcela da RAP paga pelos geradores, valor entre 0 e 1.

$RA^G = RA^C$ = Receita anual adicional devido ao cálculo da parcela de TUSD_G e outras parcelas (encargo de fora da rede básica) (R\$ / kW x mês);

NB_{RB} = Número de barras que pagam TUST_{RB}.

A TUSDG é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV. A Resolução Normativa que a define é de número REN 349/2009.

O percentual P^p aparece na Equação (3-8) devido à introdução da tarifa no horário fora de ponta, estabelecida pela REN 429/2011 [19].

$$P^p = \frac{\sum_{i=1}^{NB_{RB}} d_i^p}{\sum_{i=1}^{NB_{RB}} d_i^p + \sum_{i=1}^{NB_{RB}} d_i^f}$$

Onde:

d_i^p = Demanda máxima contratada na barra i no horários de ponta (MW);

d_i^f = Demanda máxima contratada na barra i no horário fora de ponta (MW);

NB_{RB} = Número de barras que pagam TUST_{RB}.

O fator de ponderação criado pela ANEEL que varia entre 0 (zero) e 1 (um) tende a amortecer a intensidade do sinal locacional. No limite, ou seja, quando estes fatores para qualquer ramo for nulo, o rateio passa a ser o selo postal. 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.

Uma outra opção que é adicionada ao Programa Nodal diz respeito à diferenciação entre as tarifas para geração e para carga. Dentro da filosofia da tarifa locacional, existiria sempre uma simetria, ou seja, a tarifa para os geradores em um determinado barramento seria o simétrico do estabelecido para a carga. A simetria produz o efeito da estabilidade do sinal, pois não é correto que um gerador que alimenta uma carga em um mesmo barramento pague tarifa de transmissão.

Na Equação (3-3) observa-se que a Parcela Selo, responsável pelo ajuste da receita, eleva de forma absoluta o nível da tarifa em todas as barras distorcendo a simetria.

A vantagem da Metodologia Nodal se refere ao fato de se ter uma tarifação por nó independente para quem ou de quem a potência está sendo transportada. Entretanto, o método supõe que para cada MW injetado existe uma entrega de uma parcela a cada nó de carga do sistema proporcional a carga individual deste nó. A almejada independência quanto à identificação do comprador e vendedor é obtida através de um critério de proporcionalidade que é arbitrária na sua essência, não sendo justo quanto ao real uso da rede.

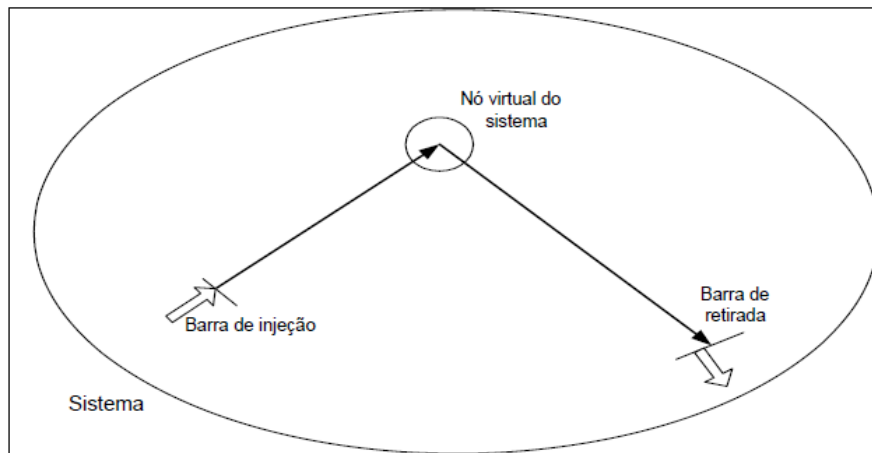


Figura 3.2 - Representação do nó virtual

Nota-se, portanto, que a Tarifa Nodal pode ser visualizada geometricamente como se para cada injeção ou retirada de potência em determinado nó existisse um caminho para um nó fictício ou virtual no centro geométrico do sistema.

Quanto mais distante um determinado nó estiver deste nó virtual mais alta será esta tarifa. Esta análise geométrica é bastante útil quando são implementadas configurações de tarifação por sub-mercados [21,22].

A ANEEL publica anualmente resolução estabelecendo as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e as demais instalações de transmissão, para o período. Anualmente é publicada resolução estabelecendo as TUST, componentes do Sistema Interligado Nacional, e fixando a tarifa de transporte de Itaipu Binacional. Para o período 2013/2014, os atos administrativos que definiram a RAP e os valores de TUST foram, respectivamente, a Resolução Homologatória nº 1.555, e a Resolução Homologatória nº 1.559, ambas de 27 de junho de 2013.

3.5 Ajuste em Função das Usinas com Capacidade Inalterada

Para evitar grande variação na tarifa das usinas existentes de um ano para outro, a ANEEL através da REN 117/04 estabeleceu que estas usinas terão sua tarifa do ciclo anterior mantida e ajustada por um fator de atualização como na Equação (3-5):

$$\pi_i^g = \pi_i^{g''} * fator \quad (3-12)$$

$$fator = \frac{RAP^G - \sum_{i=1}^{NB^N} (\pi_i^g * g_i)}{\sum_{i=1}^{NB^E} (\pi_i^{g''} * g_i)} \quad (3-13)$$

Onde:

π_i^g = TUST_{RB} ajustada para geração na barra i (R\$ / kW x mês);

$\pi_i^{g''}$ = TUST_{RB} ajustada para geração na barra i, do ciclo tarifário anterior (R\$ / kW x mês);

RAP^G = Total dos encargos a serem pagos pelos geradores (R\$ x 1000 / Ano);

g_i = Capacidade disponível na barra i (MW);

NB^E = Número de barras de usinas existentes sem alteração da capacidade instalada;

NB^N = Número de barras de usinas novas ou com alteração da capacidade instalada.

3.7 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentados os marcos legais e o Método Nodal editados pela ANEEL. Observa-se uma leniência da ANEEL com relação a Parcela Selo, responsável pelo ajuste da receita, que eleva de forma absoluta o nível da tarifa em todas as barras distorcendo o sinal locacional. Para evitar este efeito é proposta no próximo capítulo uma nova metodologia utilizando o conceito de Área de Influência.

4 MÉTODO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA

4.1 Introdução

Este método é baseado em uma solução de fluxo de potência nos ramos da rede, de tal forma que questões como até onde a potência gerada por um gerador caminha na rede ou o quanto um gerador ou uma carga fazem uso de uma linha de transmissão, podem ser respondidas através do conceito de Área de Influência. O objetivo deste método é fazer com que os agentes arquem com os custos de uso apenas dos elementos sobre o qual o seu fluxo de potência impacta.

Assim, podemos definir a Área de Influência tanto de um gerador como de uma carga, para que as tarifas de ambos os agentes possam ser calculadas com base neste conceito.

- Área de influência de um gerador: é definida como o conjunto de barras que são alcançadas pela potência produzida por este gerador. A potência de um gerador alcança uma determinada barra se for possível encontrar um caminho através da rede que vai do gerador até a barra para o qual a direção é consistente com a direção do fluxo de potência calculado [20].
- Área de influência da carga: é o conjunto de barras de geração real ou fictícia que produzem a potência necessária para o atendimento de determinada carga localizada em um determinado barramento.

A seguir é dado um exemplo ilustrativo do cálculo das tarifas utilizando o Método da Área de Influência para a rede apresentada na Figura 4.1.

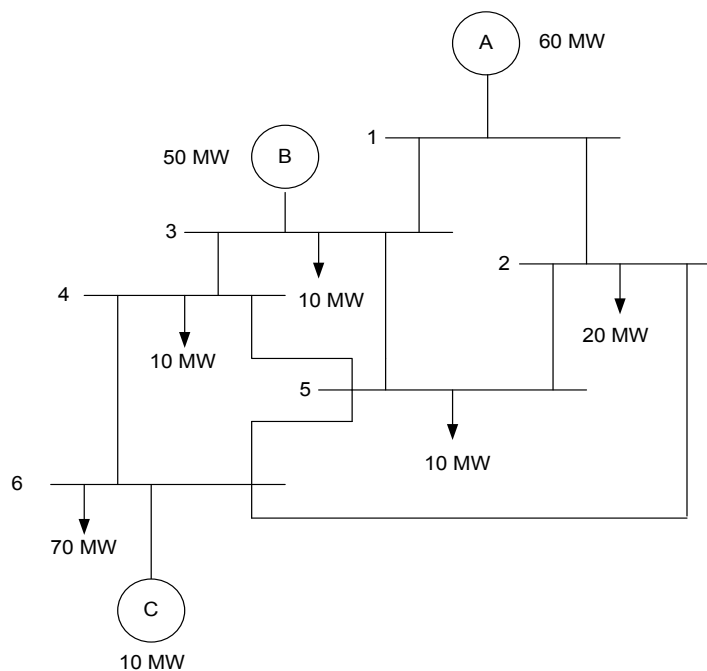


Figura 4.1- Rede com agentes de geração e consumo

Um cálculo de fluxo de potência foi executado e o resultado é apresentado na Figura 4.2 e na Tabela 4.1.

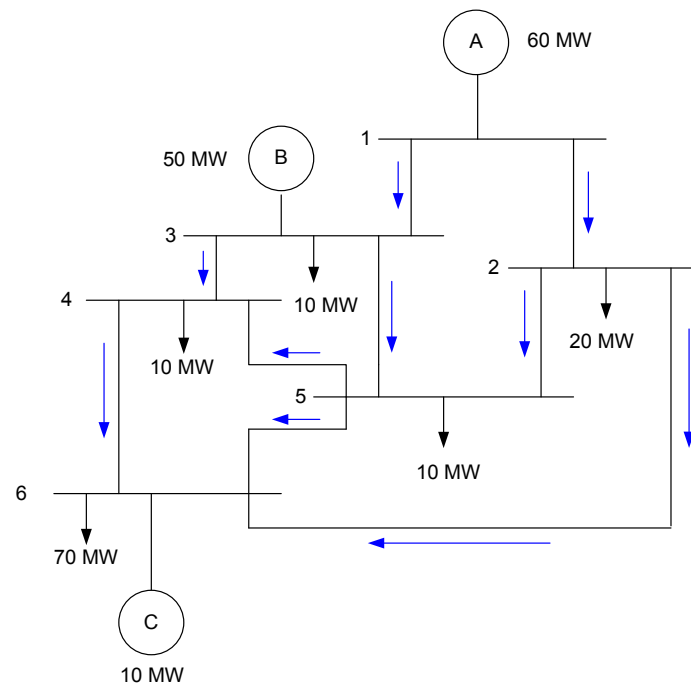


Figura 4.2 - Sentido dos fluxos na rede

Tabela 4.1 – Fluxo nas linhas da rede para sistema de 6 barras

RELATORIO DE RESULTADOS PARCIAIS					
DADOS DE ELEMENTOS					FLUXO
DE	NOME	PARA	NOME	NC	[MW]
1	UN-GER-1-GER	2	UBARRA-2-138	1	43,45
1	UN-GER-1-GER	3	UN-GER-2-GER	1	17,08
2	UBARRA-2-138	5	UBARRA-5-138	1	1,87
2	UBARRA-2-138	6	UN-GER-3-GER	1	21,43
3	UN-GER-2-GER	4	UBARRA-4-138	1	28,71
3	UN-GER-2-GER	5	UBARRA-5-138	1	28,24
4	UBARRA-4-138	5	UBARRA-5-138	1	-0,47
4	UBARRA-4-138	6	UN-GER-3-GER	1	19,09
5	UBARRA-5-138	6	UN-GER-3-GER	1	19,56

4.2 Área de Influência do Gerador

As Áreas de Influência dos geradores na rede são exemplificadas a partir da Figura 4.3 até a Figura 4.5, conforme a direção dos fluxos obtida no programa de fluxo de potência.

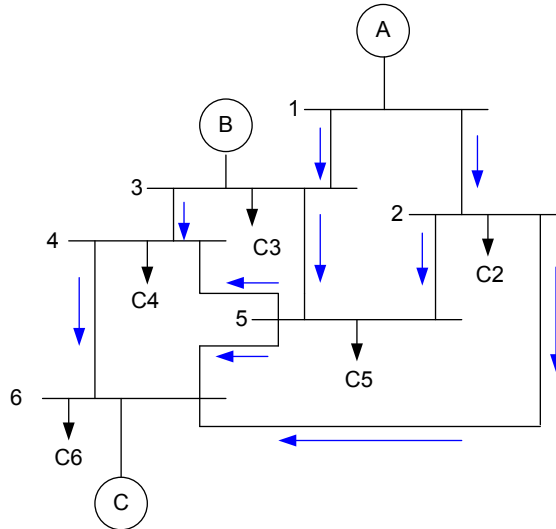


Figura 4.3- Área de Influência do Gerador A

Pode-se observar que na Figura 4.3, seguindo o caminho dos fluxos através da rede a partir do gerador, que a Área de Influência do gerador A compreende todas as barras do sistema, fazendo com que ele use todos os elementos da rede.

A Área de Influência do gerador B inclui somente as barras 3, 4, 5 e 6, com os respectivos elementos conectando as barras, como mostra a Figura 4.4.

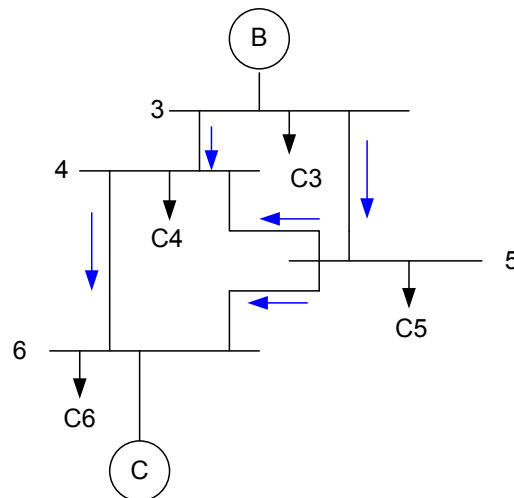


Figura 4.4 - Área de Influência do Gerador B

O gerador C limita-se apenas à barra 6 como mostra a Figura 4.5. Neste caso, o gerador supre apenas a carga conectada à barra não fazendo uso dos elementos da rede.

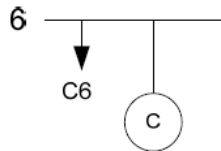


Figura 4.5 - Área de Influência do Gerador C

4.3 Área de Influência da Carga

Similarmente, pode-se identificar a Área de Influência de uma carga como sendo o conjunto de barras utilizadas no suprimento da mesma. As Áreas de Influência das cargas da rede são exemplificadas da Figura 4.6 até a Figura 4.10, conforme a direção dos fluxos obtida no programa de fluxo de potência.

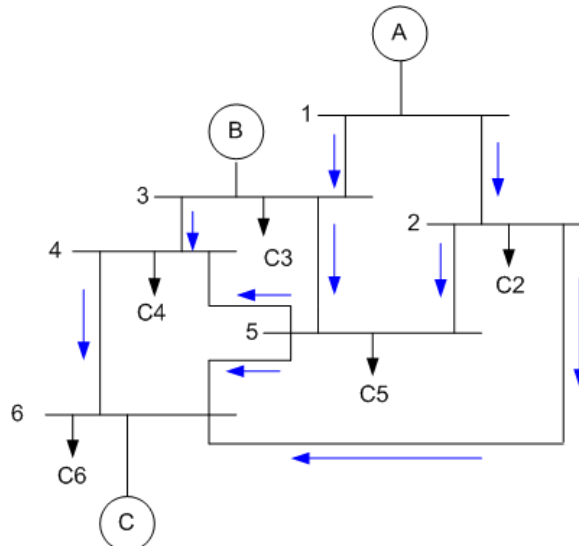


Figura 4.6 - Área de Influência da Carga C6

Pode-se observar na Figura 4.6 os diversos caminhos possíveis do fluxo para o suprimento da carga 6, como por exemplo, as linhas 1-3, 3-5, 5-4 e 4-6 ou 1-2, 2-5 e 5-6. Seguindo a direção contrária dos fluxos que chegam na carga C6 até os geradores A e B, observa-se que a Área de Influência da C6 compreende todas as barras do sistema, fazendo com que ela use todos os elementos da rede.

Já a Área de Influência da carga C5 inclui somente as barras 1, 2, 3 e 5, com os respectivos elementos conectando as barras, como mostra a Figura 4.7.

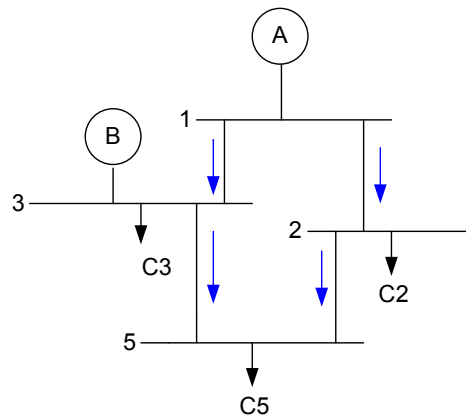


Figura 4.7 - Área de Influência da Carga C5

A Área de Influência da carga C4 inclui as barras 1, 2, 3, 4 e 5 como mostra a Figura 4.8.

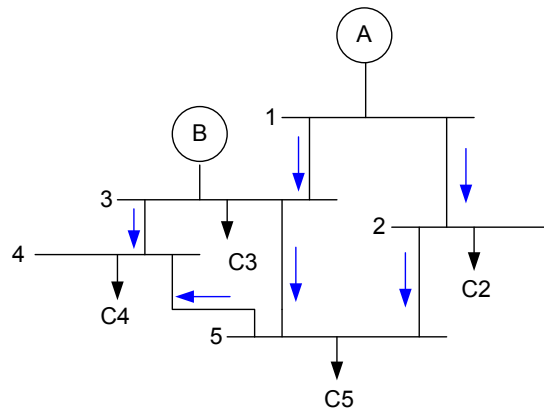


Figura 4.8 - Área de Influência da Carga C4

A carga C3 limita-se apenas às barras 1 e 3 como mostra a Figura 4.9.

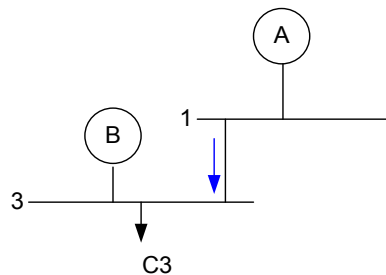


Figura 4.9 - Área de Influência da Carga C3

A carga C2 é suprida apenas pelo gerador A e sua Área de Influência é apresentada na Figura 4.10.

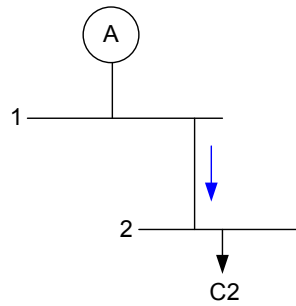


Figura 4.10 - Área de Influência da Carga C2

4.4 Responsabilidade de Potência

Como é esperado, pode existir uma sobreposição significativa de Áreas de Influência em uma rede. Portanto, para que cada carga ou gerador pague pelo custo do elemento de sua Área de Influência na proporção do seu uso, calcula-se a Responsabilidade de Potência de cada elemento, ou seja, a proporção em que cada carga ou gerador é responsável pelo fluxo naquele elemento.

Para determinar a Responsabilidade de Potência de cada elemento da rede, primeiramente, calcula-se o fluxo de potência total com todos os geradores e todas as cargas do sistema representadas com as demandas máximas independentes do horário.

No cálculo da variação de fluxo causado por um gerador específico, deve-se realizar duas simulações: uma com o gerador presente e outra sem o gerador. Para a simulação sem o gerador, é necessário identificar as cargas que são supridas por este. A diferença entre o fluxo total em uma linha sem o gerador e o fluxo total com o gerador, representa apenas a contribuição desta usina para o fluxo nesta linha. Neste caso, devem-se considerar apenas os valores absolutos do fluxo. Desta forma, a Responsabilidade de Potência é calculada para todas as linhas da rede.

Para a carga, determina-se da mesma forma a Responsabilidade de Potência em cada elemento da rede calculando-se a variação de fluxo causado por uma carga específica. Para isto realiza-se duas simulações: uma com a carga presente e outra sem a carga.

No cálculo da Responsabilidade de Potência de um gerador, ao retirar da rede o gerador em estudo, o equivalente à sua capacidade é retirado das cargas pertencentes à sua Área de Influência, conforme a Equação (4-1).

$$Pl'_C = Pl_C - \left(\frac{Pl_C}{\sum_{C \in \Omega_{NBU}} Pl_C} * G_U \right) \quad \text{para qualquer } C \in \Omega_{NBU} \quad (4-1)$$

Onde,

Pl'_C = Demanda da carga C sem o gerador U em operação (MW);

Pl_C = Demanda da carga C (MW);

G_U = Capacidade disponível do gerador U (MW);

Ω_{NBU} = Conjunto de cargas pertencentes à Área de Influência do gerador U .

Na Figura 4.11 pode ser visto como ficam as cargas após a retirada de um gerador específico.

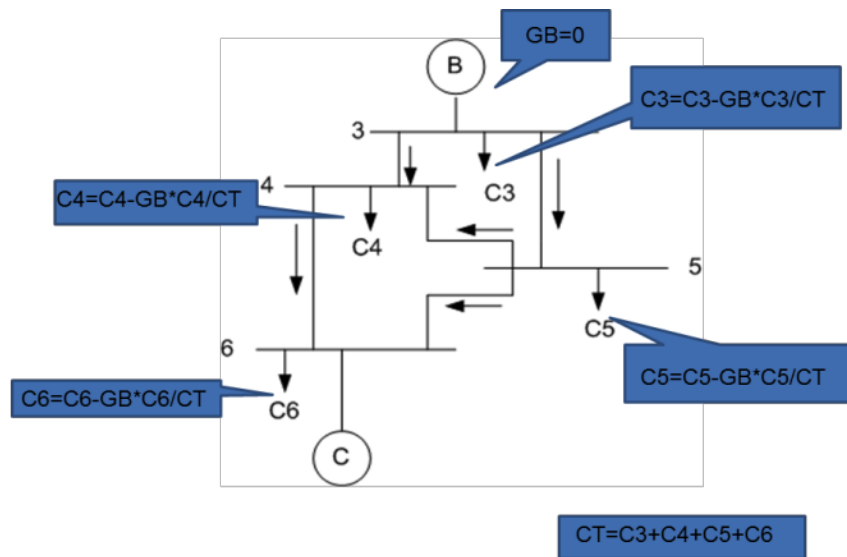


Figura 4.11 - Cargas após a retirada do Gerador B

Para o cálculo da Responsabilidade de Potência de uma carga, ao retirar da rede a carga em estudo, o equivalente à sua demanda é retirado das unidades geradoras pertencentes à sua Área de Influência conforme a Equação (4-2). O gerador fictício representado no ponto de conexão com a rede básica cuja potência gerada corresponde ao fluxo nos transformadores de fronteira também deverão ser considerados desde que estejam presentes na Área de Influência da carga em estudo.

$$G_U' = G_U - \left(\frac{G_U}{\sum_{U=1}^{NG^c} G_U} * Pl_C \right) \quad (4-2)$$

Onde:

Pl_C = Demanda da carga C (MW);

G_U' = Capacidade disponível do gerador U sem a demanda da carga C (MW);

G_U = Capacidade disponível do gerador U (MW);

NG^C = Conjunto de geradores pertencente à Área de Influência da carga C .

A diferença entre o fluxo total em uma linha sem a carga e o fluxo total com a carga, representa apenas a contribuição desta carga para o fluxo nesta linha. Neste caso, devem-se considerar apenas os valores absolutos do fluxo.

Tendo calculado a contribuição de um gerador ou de uma carga para o fluxo em cada elemento da rede, a Responsabilidade de Potência poderá então ser calculada.

Para que haja a recuperação total da Receita Anual Permitida, calcula-se a Responsabilidade de Potência “Total” de um gerador e de uma carga, conforme as Equações (4-3) e (4-4) respectivamente.

$$RP_i^U = \frac{|Fluxo_i^U|}{\sum_{j=1}^{NU} |Fluxo_i^j|} \quad (4-3)$$

Onde:

RP_i^U = Responsabilidade de Potência de um gerador U no ativo i ;

$Fluxo_i^U$ = Fluxo de potência no ativo i devido ao gerador U (MW);

NU = Número de geradores que fazem uso do ativo i .

$$RP_i^C = \frac{|Fluxo_i^C|}{\sum_{j=1}^{NC} |Fluxo_i^j|} \quad (4-4)$$

Onde:

RP_i^C = Responsabilidade de Potência da carga C no ativo i ;

$Fluxo_i^C$ = Fluxo de potência no ativo i devido à carga C (MW);

NC = Número de cargas C que fazem uso do ativo i .

A tarifa pela Área de Influência da unidade geradora U é então calculada pela relação do encargo dado pela Equação (4-5), pela sua respectiva capacidade.

$$Encargo_U = \sum_{i \in \Omega_{NLU}} Cl_i * RP_i^U \quad (4-5)$$

Onde:

$Encargo_U$ = Encargo do gerador U (R\$ x 1000 / Ano);

Cl_i = Custo anualizado do elemento i (R\$ x 1000 / Ano);

RP_i^U = Responsabilidade de Potência do gerador U no elemento i ;

Ω_{NLU} = Conjunto de linhas da rede unificada pertencentes à Área de Influência do gerador U .

A tarifa pela Área de Influência da carga C é então calculada pela relação do encargo dado pela equação (4-6), pela sua respectiva demanda:

$$Encargo_C = \sum_{i \in \Omega_{NLC}} Cl_i * RP_i^C \quad (4-6)$$

Onde:

$Encargo_C$ = Encargo para a carga C (R\$ x 1000 /ano);

Cl_i = Custo anualizado do elemento i (R\$ x 1000 /ano);

RP_i^C = Responsabilidade de Potência no elemento i da carga C ;

Ω_{NLC} = Conjunto de linhas da rede pertencentes à Área de Influência da carga C .

O custo anualizado Cl_i das linhas é dado pela Equação (4-7):

$$Cl_i = \frac{CT_i}{\sum_{i=1}^{NL} CT_i} * RAP \quad (4-7)$$

$$CT_i = CElem + CVaoDe + CVaoPa$$

Onde:

$CElem$ = Custo do elemento (R\$ x 1000);

$CVaoDe$ = Custo do vão referente à barra De (R\$ x 1000);

$CVaoPa$ = Custo do vão referente à barra Para (R\$ x 1000).

O cálculo das tarifas do gerador ou da carga também pode ser feito de modo a não se recuperar toda a receita permitida, ou seja, o rateio é feito apenas para a parcela de fluxo realmente utilizada no elemento, ou seja, o fluxo líquido. Neste caso, denominou-se de rateio através da Responsabilidade de Potência Parcial.

4.5 Responsabilidade de Potência Parcial

No item anterior foi apresentado o cálculo da Responsabilidade de Potência Total, onde os encargos resultantes recuperam a totalidade da Receita Anual Permitida de cada elemento da rede. No entanto, o cálculo das tarifas do gerador ou da carga pode ser feito de modo a não se recuperar toda a receita permitida.

No caso da metodologia Nodal utilizada pela ANEEL, apenas a parcela relativa à capacidade realmente utilizada no caso base é considerada para o cálculo da parcela locacional. Para comparação com a metodologia Nodal, foi utilizado o mesmo princípio no cálculo da Responsabilidade de Potência utilizando a Área de Influência mas para essa metodologia denominamos de Responsabilidade de Potência “Parcial”.

As Equações (4-8) a (4-9) mostram o cálculo dos encargos da geração e da carga respectivamente para este caso.

$$\text{Encargo}_U = \sum_{i \in \Omega_{NLU}} RP_i^{U'} * Cl_i \quad (4-8)$$

Onde:

$$RP_i^{U'} = \frac{|Fluxo Total_i|}{Cap_i} * RP_i^U \quad (4-9)$$

RP_i^U = Responsabilidade de Potência Total calculado na Equação (4-3) no item 4.4;

$Fluxo Total_i$ = Fluxo do caso base no elemento i (MW);

Cap_i = Capacidade do elemento i (MW);

Cl_i = Custo anualizado do elemento i (R\$ x 1000 /ano).

$$\text{Encargo}_C = \sum_{i \in NL_C} RP_i^{C'} * Cl_i \quad (4-10)$$

Onde:

RP_i^C = Responsabilidade de Potência Total calculado na Equação (4-4) no item 4.4.

Onde:

$$RP_i^{C'} = \frac{|Fluxo Total_i|}{Cap_i} * RP_i^C \quad (4-9)$$

Onde:

RP_i^C = Responsabilidade de Potência Total calculado na Equação (4-4) no item 4.4;

$Fluxo Total_i$ = Fluxo do caso base no elemento i (MW);

Cap_i = Capacidade do elemento i (MW);

Cl_i = Custo anualizado do elemento i (R\$ x 1000 /ano).

As tarifas são dadas pela relação dos encargos e respectivas capacidade do gerador e demanda na barra.

A receita que não é recuperada é então rateada via selo postal, conforme Equação (4-11). A tarifa total é a soma da tarifa sem ajuste com a Parcela Selo.

Se algum gerador ou carga não fazem uso da rede, eles pagarão apenas a Parcela Selo pela disponibilidade da rede.

$$SELO_U = \frac{RAP^U - \sum_{u \in \Omega_S} Encargo_U}{\sum_{g_i \in \Omega_S} g_i} \quad (4-11)$$

$$SELO_C = \frac{RAP^C - \sum_{c \in \Omega_S} Encargo_C}{\sum_{d_i \in \Omega_S} d_i}$$

Onde:

g_t = Geração total da rede;

d_t = Demanda total da rede.

4.6 Conclusões

A metodologia Nodal incorpora a Parcela Selo em sua tarifa o que amortece o sinal locacional, e alguns agentes acabam pagando mais do que realmente utilizam. A receita recuperada é a mesma, o que muda é a forma de rateio.

Na metodologia de Área de Influência com a Responsabilidade de Potência Total apresentada nesse capítulo, o agente irá arcar apenas com os custos de uso dos elementos sobre o qual o seu fluxo de potência impacta.

Como um dos objetivos da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é o de sinalizar para novos agentes de geração quais são os locais propícios para instalação de novas usinas, esta metodologia tem um sinal melhor pois quanto mais perto da carga o agente fará menos uso das linhas de transmissão e pagará menos tarifa.

Conforme é visto nos próximos capítulos, a metodologia da AI não incorpora o efeito do planejamento pois não tem o sinal negativo mas como na metodologia nodal, a ANEEL retira a tarifa negativa fazendo um ajuste arbitrário através do fator de ponderação, fica evidente que o sinal proposto aqui é melhor.

5 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS

5.1 Introdução

Neste capítulo é realizado uma comparação entre os métodos Nodal e Área de Influência utilizando Responsabilidade de Potência Total e Responsabilidade de Potência Parcial com o exemplo de 6 barras.

O sistema apresentado na Figura 4.1, é bem simples e fictício, utilizado para testar inicialmente a metodologia e realizar a comparação entre os métodos. É um sistema de seis barras, com três fontes geradoras e cinco cargas.

Para este exemplo considerou o valor da Receita Anual Permitida igual a R\$ 810.000,00 por ano. Para a obtenção dos custos anualizados (Cli) dos circuitos, utilizou-se um custo de equipamento de R\$ 1253,10 (x1000) e custo de vão DE e vão Para de R\$ 1739,69 (x1000). A capacidade das linhas é de 100 MW.

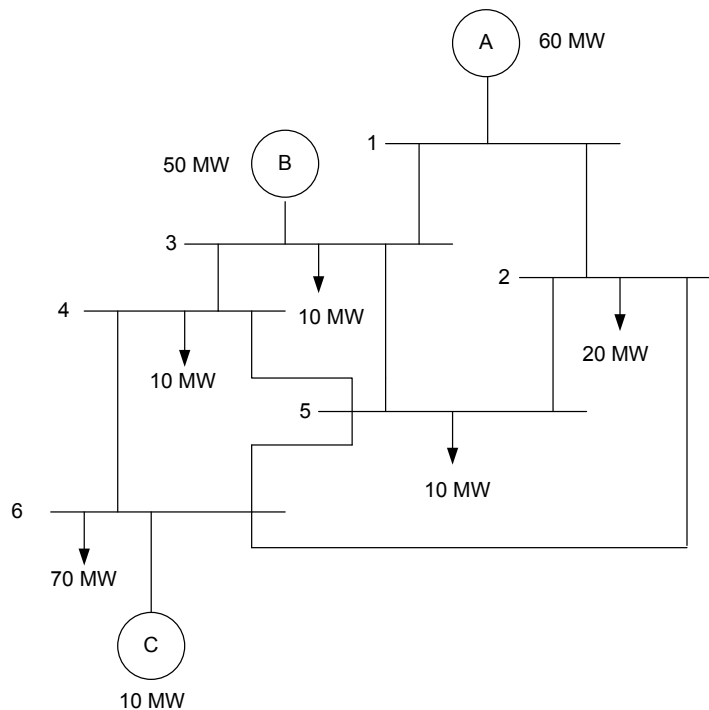


Figura 4.1 - Rede com agentes de geração e consumo

Após executar um cálculo de fluxo de potência o resultado é apresentado na Figura 4.2 e na Tabela 4.1.

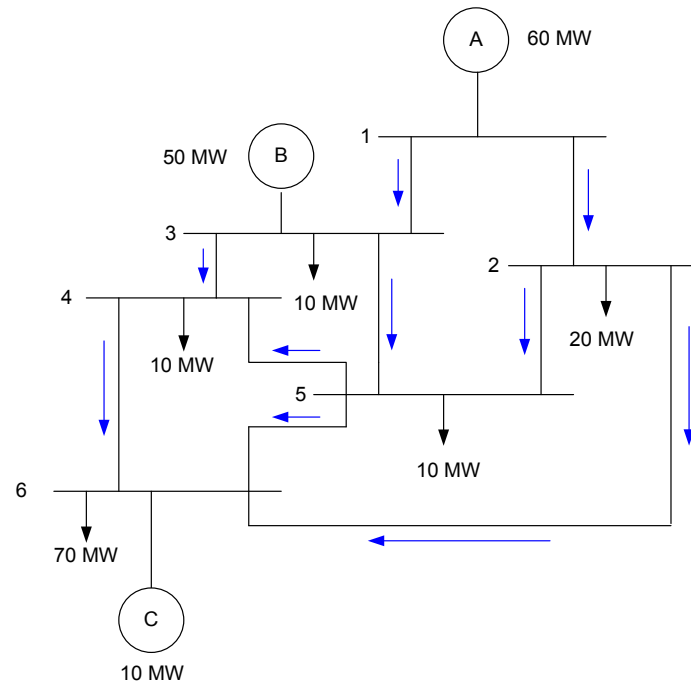


Figura 4.2 - Sentido dos fluxos na rede

Tabela 4.1- Fluxo nas linhas da rede

RELATORIO DE RESULTADOS PARCIAIS					
DADOS DE ELEMENTOS					FLUXO
DE	NOME	PARA	NOME	NC	[MW]
1	UN-GER-1-GER	2	UBARRA-2-138	1	43,45
1	UN-GER-1-GER	3	UN-GER-2-GER	1	17,08
2	UBARRA-2-138	5	UBARRA-5-138	1	1,87
2	UBARRA-2-138	6	UN-GER-3-GER	1	21,43
3	UN-GER-2-GER	4	UBARRA-4-138	1	28,71
3	UN-GER-2-GER	5	UBARRA-5-138	1	28,24
4	UBARRA-4-138	5	UBARRA-5-138	1	-0,47
4	UBARRA-4-138	6	UN-GER-3-GER	1	19,09
5	UBARRA-5-138	6	UN-GER-3-GER	1	19,56

5.2 Responsabilidade de Potência Total

A Tabela 5.1 apresenta o resultado da Área de Influência de cada gerador da rede com a Responsabilidade de Potência Total em cada elemento.

Tabela 5.1 - Área de Influência dos Geradores para o Sistema de 6 barras – RP Total

DE	PARA	Responsabilidade de Potência	CUSTOS (R\$ x 1000)	CL (R\$ x 1000 / Ano)/100	FLUXO G (MW)	FLUXO (MW)/100
USINA : GERADOR A=GERADOR 1						
1	2	1	4732,48	0,45	0,21825501	0,4345396
1	3	1	4732,48	0,45	0,08659804	0,1707940
2	5	1	4732,48	0,45	0,00960009	0,0186670
2	6	1	4732,48	0,45	0,10745254	0,2142740
3	4	0,5321366	4732,48	0,45	0,14365773	0,2870803
3	5	0,5465263	4732,48	0,45	0,14125703	0,2824126
4	5	0,2087448	4732,48	0,45	0,00240069	-0,0046676
4	6	0,5293999	4732,48	0,45	0,09545176	0,1909393
5	6	0,5138935	4732,48	0,45	0,09785245	0,1956069
USINA: GERADOR B=GERADOR 2						
3	4	0,4678634	4732,48	0,45	0,12630628	0,2870803
3	5	0,4534738	4732,48	0,45	0,11720636	0,2824126
4	5	0,7912552	4732,48	0,45	-0,00909991	-0,0046676
4	6	0,4706001	4732,48	0,45	0,08485006	0,1909393
5	6	0,4898268	4732,48	0,45	0,09394997	0,1956069
USINA: GERADOR C=GERADOR 3						
-	-	-	-	-	-	-

Conforme a Equação (4-7), o custo anualizado foi calculado como é apresentado abaixo.

$$CI = (4732,48 / 42592,32) * (810 / 2) = 45$$

Para ilustrar o cálculo da Responsabilidade de Potência Total, apresentado no item 4.4, pode-se tomar qualquer elemento da rede, como exemplo a linha 4-5. Observa-se que a contribuição do gerador 1 nesta linha é de -0,00240069 MW e do gerador 2 é de -0,00909991 MW. Somando-se as duas contribuições, em valor absoluto, chega-se a um fluxo total de 0,0115006 MW.

Assim, a Responsabilidade de Potência do gerador 1 nesta linha é igual a:

$$\frac{0,00240069}{0,0115006} = 0,2087448$$

Tabela 5.2 - Área de Influência da Carga para o sistema de 6 barras – RP Total

DE	PARA	Responsabilidade de Potência	CUSTOS (R\$ x 1000)	CL (R\$ x 1000 / Ano)	FLUXO C (MW)	FLUXO (MW)
CARGA: UBARRA-2-138						
1	2	0,2406580	4732.48	0,45	0,10457546	0,4345396
CARGA: UBARRA -3-138						
1	3	0,2138196	4732.48	0,45	0,03651912	0,1707940
CARGA: UBARRA-4-138						
1	2	0,0683383	4732.48	0,45	0,02969571	0,4345396
1	3	0,1380991	4732.48	0,45	0,02358651	0,1707940
2	5	0,2068391	4732.48	0,45	0,00386107	0,0186670
3	4	0,1897747	4732.48	0,45	0,05448057	0,2870803
3	5	0,0715209	4732.48	0,45	0,02019840	0,2824126
4	5	0,8174642	4732.48	0,45	-0,00381563	-0,0046676
CARGA: UBARRA-5-138						
1	2	0,0790410	4732.48	0,45	0,03434644	0,4345396
1	3	0,1125093	4732.48	0,45	0,01921592	0,1707940
2	5	0,3968737	4732.48	0,45	0,00740845	0,0186670
3	5	0,1577627	4732.48	0,45	0,04455417	0,2824126
CARGA: UBARRA-6-138						
1	2	0,6119626	4732.48	0,45	0,26592204	0,4345396
1	3	0,5355719	4732.48	0,45	0,09147248	0,1707940
2	5	0,3962872	4732.48	0,45	0,00739750	0,0186670
2	6	1	4732.48	0,45	0,21427397	0,2142740
3	4	0,8102253	4732.48	0,45	0,23259969	0,2870803
3	5	0,7707164	4732.48	0,45	0,21766004	0,2824126
4	5	0,1825358	4732.48	0,45	-0,0008520	-0,0046676
4	6	1	4732.48	0,45	0,19093931	0,1909393
5	6	1	4732.48	0,45	0,19560695	0,1956069

A Figura 5.2 apresenta o resultado dos encargos e tarifas para as cargas da rede.

```

➤ NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
➤
➤
➤          ➤ RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS
➤ X-----X-----X-----X-----
➤          X
➤ ➤ CARGA                ENCARGO                PL                TARIFA
➤          (R$×1000/Ano)                (MW)                (R$/kW.mês)
➤ X-----X-----X-----X-----
➤          X
➤ ➤ 2 UBARRA-2-138        10,83                20,000                0,0451
➤ ➤ 3 UN-GER-2-GER        9,62                 10,000                0,0802
➤ ➤ 4 UBARRA-4-138        67,14                10,000                0,5595
➤ ➤ 5 UBARRA-5-138        33,58                10,000                0,2798
➤ ➤ 6 UN-GER-3-GER        283,83               70,000                0,3379

```

Figura 5.2 - Encargos e Tarifas da Carga com RP "Total" – Caso 6 barras

Observa-se que somando os encargos a recuperação de 50% da Receita Anual Permitida.

5.3 Responsabilidade de Potência Parcial

A seguir apresentam-se os resultados para a Responsabilidade de Potência Parcial, onde se incorpora uma Parcela Selo no cálculo das tarifas em função de se ter uma recuperação parcial da receita de cada elemento.

A Tabela 5.3 exhibe os resultados obtidos para a geração.

Tabela 5.3 - Relatório para a Geração para o sistema de 6 barras – RP Parcial

DE	PARA	Responsabilidade de Potência Total	CL (R\$ x 1000 / Ano)/100	FLUXO (MW)/100	CAP (MW)/100	RP'	ENCARGO PARCIAL (R\$ x 1000 / Ano)/100
USINA : GERADOR 1							
1	2	1	0,45	0,4345396	1	0,434539	0,195543
1	3	1	0,45	0,1707940	1	0,170794	0,076857
2	5	1	0,45	0,0186670	1	0,018667	0,008400
2	6	1	0,45	0,2142740	1	0,214274	0,096423
3	4	0,5321366	0,45	0,2870803	1	0,152766	0,068745
3	5	0,5465263	0,45	0,2824126	1	0,154346	0,069456
4	5	0,2087448	0,45	-0,004667	1	0,000974	0,000438
4	6	0,5293999	0,45	0,1909393	1	0,101083	0,045487
5	6	0,5138935	0,45	0,195607	1	0,100521	0,044907
USINA: GERADOR 2							
3	4	0,4678634	0,45	0,2870803	1	0,134314	0,060441
3	5	0,4534738	0,45	0,2824126	1	0,128067	0,05763
4	5	0,7912552	0,45	-0,004667	1	0,003693	0,001662
4	6	0,4706001	0,45	0,1909393	1	0,089856	0,040435
5	6	0,4898268	0,45	0,195607	1	0,095814	0,043116
USINA: GERADOR 3							
-	-	-	-	-	-	-	-

A Figura 5.3 apresenta as tarifas para a geração.

```

> NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
>
> RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS USINAS
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----
--X
> USINA          CAP      TARIFA          ENCARGO          ENCARGO          TARIFA          ENCARGO
>                 (MW)     SEM SELO      SEM SELO        SELO             SEM SELO      TOTAL          TOTAL
>                 (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano)
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----
> GERADOR 1      60,0      0,0842         60,63           0,225           162,02         0,3092         222,65
> GERADOR 2      50,0      0,0339         20,33           0,225           135,02         0,2589         155,35
> GERADOR 3      10,0      0,225          27,00           0,225           27,00          0,2250         27,00
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----
> TOTAL ENCARGO SEM SELO:           80,95 (R$x1000/Ano)
> TOTAL ENCARGO SELO      :           324,05 (R$x1000/Ano)
> TOTAL ENCARGO           :           405,00 (R$x1000/Ano)

```

Figura 5.3 - Encargos e Tarifas da Geração com Selo para RP Parcial – Caso 6 barras

Pode ser observado na Figura 5.3 que, como o gerador 3 não faz uso da rede, ele paga somente a Parcela Selo.

A Tabela 5.4 apresenta os resultados obtidos para a carga.

Tabela 5.4 - Relatório para a Carga para o sistema de 6 barras – RP Parcial

DE	PARA	Responsabilidade de Potência Total	CL (R\$ x 1000 / Ano)/100	FLUXO (MW)/100	CAP (MW)/100	RP'	ENCARGO PARCIAL(R\$ x 1000 / Ano)/100
CARGA: UBARRA-2-138							
1	2	0,240658	0,45	0,4345396	1	0,104575	0,047059
CARGA: UBARRA-3-138							
3	4	0,170794	0,45	0,2870803	1	0,049032	0,016434
CARGA: UBARRA-4-138							
1	2	0,068338	0,45	0,43454	1	0,029696	0,013363
1	3	0,138099	0,45	0,170794	1	0,023586	0,010614
2	5	0,206839	0,45	0,018667	1	0,003861	0,001737
3	4	0,189775	0,45	0,28708	1	0,054481	0,024516
3	5	0,071521	0,45	0,282413	1	0,020198	0,009089
4	5	0,817472	0,45	-0,00467	1	0,003817	0,001717
CARGA: UBARRA-5-138							
1	2	0,079041	0,45	0,43454	1	0,034346	0,015456
1	3	0,112509	0,45	0,170794	1	0,019215	0,008647
2	5	0,396874	0,45	0,018667	1	0,007408	0,003334
3	5	0,157763	0,45	0,282413	1	0,044554	0,020049
CARGA: UBARRA-6-138							
1	2	0,611963	0,45	0,43454	1	0,265922	0,119665
1	3	0,535572	0,45	0,170794	1	0,091472	0,041163
2	5	0,396288	0,45	0,018667	1	0,007397	0,003329
2	6	1	0,45	0,214274	1	0,214274	0,096423
3	4	0,810225	0,45	0,28708	1	0,232599	0,10467
3	5	0,770716	0,45	0,282413	1	0,217660	0,097947
4	5	0,182537	0,45	-0,00467	1	0,000852	0,000383
4	6	1	0,45	0,190939	1	0,190939	0,085923
5	6	1	0,45	0,195607	1	0,195607	0,088023

A Figura 5.4 mostra as tarifas para a carga.

```

>
> NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
>
>
> RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS USINAS
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
>
> CARGA      PL      TARIFA      ENCARGO      ENCARGO      TARIFA      ENCARGO
>           (MW)    SEM SELO    SEM SELO      SELO         SELO         TOTAL       TOTAL
>
>           (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$x1000/Ano)
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
> UBARRA-2   20,00   0,0196      4,71         0,2250       54,01        0,2446      58,71
> UBARRA-3   10,00   0,0137      1,64         0,2250       27,00        0,2387      28,65
> UBARRA-4   10,00   0,0509      6,10         0,2250       27,00        0,2759      33,11
> UBARRA-5   10,00   0,0396      4,75         0,2250       27,00        0,2646      31,75
> UBARRA-6   70,00   0,0759      63,75        0,2250       189,03       0,3009      252,78
> X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
> TOTAL ENCARGO SEM SELO:      80,95 (R$x1000/Ano)
> TOTAL ENCARGO SELO      :      324,05 (R$x1000/Ano)
> TOTAL ENCARGO      :      405,00 (R$x1000/Ano)

```

Figura 5.4 - Encargos e Tarifas da Carga com Selo para RP “Parcial”

Nas Figura 5.3 e Figura 5.4 pode-se observar que a receita obtida antes de acrescentar a Parcela Selo, aqui denominada Receita Parcial, é de R\$ 80,95 (R\$x1000/Ano).

5.4 Tarifação Nodal

Não é comum a utilização da Responsabilidade de Potência Parcial no método da Área de Influência, mas foi inserido nesse trabalho para efeito de comparação com a metodologia Nodal vigente. O uso da Responsabilidade de Potência Parcial faz com que a Parcela Selo apareça e da forma como foi idealizada esta parcela é idêntica à obtida no Método Nodal. Conseguir-se desta forma, fazer uma comparação direta entre os métodos como será apresentado a seguir. Além disto, com o desenvolvimento do P&D ANEEL Tema Referencial 3, esta identificação ficou mais precisa.

Conforme já demonstrado anteriormente, mas repetido aqui para uma melhor compreensão, na metodologia Nodal, o produto do custo unitário do circuito j pelo termo $j-i$ da matriz β de sensibilidade, representa o custo da parcela utilizada do circuito j ao se injetar 1 MW na barra i .

Assim, a Tarifa Nodal da barra i representa a soma dos custos de utilização de todos os circuitos do sistema provocados pela injeção de 1 MW na barra i e é dada por:

$$\pi_i = \sum_{j=1}^{nl} (c_j * \beta_{ji}) \quad (6-2)$$

Onde:

π_i = TUST;

c_j = Custo unitário do circuito j;

β_{ji} = Termo j-i da matriz de sensibilidade;

nl = Número de linhas do sistema.

Para o cálculo da Tarifa Nodal da barra i foi considerado sem o fator de ponderação, pois deseja-se fazer uma comparação entre o rateio da parcela utilizada da rede.

O produto do vetor de Tarifas Nodais (π) pelo vetor de injeções de potências (P) resulta no custo da transmissão utilizada, que representa um encargo sem ajuste de receita (E). Ou seja:

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} (\pi_i \cdot P_i) = E \quad (6-3)$$

Onde:

nb = Número de barras.

Este somatório corresponde ao que seria recuperado pelo Método Nodal, se estas tarifas fossem aplicadas diretamente aos geradores e cargas, e se trata de um montante menor que o custo total da transmissão. Logo, um ajuste posterior, ou seja, uma parcela “selo” será necessária para garantir a recuperação da receita total.

A troca da barra de referência resulta em uma alteração da matriz de sensibilidade, “deslocando” todos os elementos do vetor de Tarifas Nodais de um valor constante. Isto faz com que a Parcela Selo resulte num valor dependente da barra de referência.

Para que a metodologia de alocação de custos seja transparente para os usuários do sistema, a escolha da referência não deve exercer qualquer influência no valor das tarifas. Assim, um ajuste pode ser feito para tornar as tarifas independentes da escolha da referência, conforme proposto no P&D ANEEL Tema 3 [21]. Esse ajuste é feito apenas para retirar a dependência da barra de referência das tarifas não ajustadas, mas não influencia a tarifa final depois do ajuste selo, como detalhado a seguir.

Primeiro Ajuste: Eliminação da Dependência da Barra de Referência

Como no modelo DC não são consideradas perdas na transmissão, a soma dos elementos do vetor de potências P é nula. Logo, a seguinte propriedade é válida:

$$\pi_0 \times P = 0 \quad (6-4)$$

Onde:

$\pi_0 = [m \ m \ m \dots m]$; um vetor da mesma dimensão de π , isto é, $1 \times nb$ com elementos iguais a uma constante m .

Se π_0 for usado como um ajuste aditivo ao vetor de tarifas π na Equação (6-3), chega-se em:

$$(\pi + \pi_0) \times P = \pi \times P = E \quad (6-5)$$

Ou seja, a introdução do ajuste aditivo não modifica o custo recuperado pelo método, que permanece igual à E como obtido na Equação (6-3). Contudo, o valor de m pode ser determinado para que este custo seja dividido igualmente entre as classes de geração e consumo. Para isto, deve-se fazer:

$$(\pi + \pi_0) \times PG = (\pi + \pi_0) \times (-PC) \quad (6-6)$$

Onde PG e PC são, respectivamente, os vetores de geração e carga nas barras.

Desenvolvendo a Equação (6-6) vem:

$$\pi \times PG + \pi_0 \times PG = -\pi \times PC - \pi_0 \times PC \quad (6-7)$$

$$\pi_0 \times (PG + PC) = -\pi \times (PG + PC) \quad (6-8)$$

Com relação ao primeiro membro da Equação (6-8), note que:

$$\pi_0 \times (PG + PC) = m(PG_1 + PC_1) + \dots + m(PG_{nb} + PC_{nb})$$

$$\pi_0 \times (PG + PC) = m(PG_1 + PC_1 + \dots + PG_{nb} + PC_{nb})$$

$$\pi_0 \times (PG + PC) = m \left(\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k \right) \quad (6-9)$$

Combinando as Equações (6-8) e (6-9) vem:

$$m \left(\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k \right) = -\pi \times (PG + PC) \quad (6-10)$$

$$m = \frac{-\pi \times (PG + PC)}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (6-11)$$

$$m = -\frac{\pi_1 (PG_1 + PC_1) + \dots + \pi_{nb} (PG_{nb} + PC_{nb})}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (6-12)$$

O ajuste m corresponde à parcela a ser adicionada às tarifas de todas as barras para torná-las independentes da escolha da barra de referência e fazer com que o custo da transmissão utilizada (E) seja alocado em partes iguais entre a geração e a carga do sistema.

Para ilustrar esta etapa, reconsidere o caso exemplo da Figura 4.2, onde a barra 1 é admitida como referência resultando na matriz de sensibilidade e vetor de tarifas abaixo:

$$\beta^1 = \begin{bmatrix} 0,0 & -0,68182 & -0,31818 & -0,45455 & -0,50000 & -0,54545 \\ 0,0 & -0,31818 & -0,68182 & -0,54545 & -0,50000 & -0,45455 \\ 0,0 & 0,18182 & -0,18182 & -0,21212 & -0,33333 & -0,12121 \\ 0,0 & 0,13636 & -0,13636 & -0,24242 & -0,16667 & -0,42424 \\ 0,0 & -0,1364 & 0,13636 & -0,42424 & -0,16667 & -0,24242 \\ 0,0 & -0,18182 & 0,18182 & -0,12121 & -0,33333 & -0,21212 \\ 0,0 & 0,04546 & -0,04546 & -0,30303 & 0,16667 & -0,03030 \\ 0,0 & -0,09091 & 0,09091 & 0,27272 & 0,00000 & -0,27273 \\ 0,0 & -0,04545 & 0,04545 & -0,03030 & 0,16667 & -0,30303 \end{bmatrix}$$

Resolvendo a Equação (6-2) encontra-se:

$$\pi = [0 \quad -0,0818 \quad -0,0682 \quad -0,1545 \quad -0,1250 \quad -0,1955]$$

Os vetores PG e PC são, em pu:

$$PG = [60 \quad 0 \quad 50 \quad 0 \quad 0 \quad 10]$$

$$PC = [0 \quad 20 \quad 10 \quad 10 \quad 10 \quad 70]$$

Deste modo, calculando o ajuste m , chega-se a:

$$m = \frac{24,1596}{120 + 120} = 0,1007$$

Assim, o vetor após o primeiro ajuste das tarifas nodais é:

$$\pi + \pi_0 = [0,1007 \quad 0,0188 \quad 0,0325 \quad -0,0539 \quad -0,0243 \quad -0,0948]$$

Admitindo-se a barra 2 como referência, o vetor de tarifas fica:

$$\pi = [0,0808 \quad 0 \quad 0,0136 \quad -0,0727 \quad -0,0432 \quad -0,1136]$$

O ajuste m é:

$$m = 0,0188$$

O vetor de tarifas nodais após o ajuste é:

$$\pi + \pi_0 = [0,1007 \quad 0,0188 \quad 0,0325 \quad -0,0539 \quad -0,0243 \quad -0,0948]$$

Assim, conclui-se que a troca da barra de referência provoca modificações nas tarifas nodais iniciais e no valor do ajuste aditivo. Porém, as tarifas corrigidas permanecem inalteradas. Essas tarifas dependem apenas dos parâmetros elétricos, da topologia e do ponto de operação do sistema.

Segundo Ajuste: Recuperação do Custo Total da Transmissão

Ao término do primeiro ajuste, dispõe-se de tarifas que independem da escolha da referência. No entanto, o valor recuperado pela aplicação dessas tarifas corresponde ao custo da parcela utilizada do sistema de transmissão (E), que é menor que o custo total da transmissão, ou seja, a RAP. O custo da transmissão não utilizada (δ) pode ser calculado por:

$$\delta = RAP - E \tag{6-13}$$

Onde:

δ = Encargo não recuperado;

E = Calculado pela Equação (6-3), na qual π representa o vetor de tarifas com ajuste m .

Para garantir a proporção 50:50% estabelecida na metodologia nodal, metade do δ deverá ser rateada entre os geradores e a outra metade entre as cargas.

Desta forma, o ajuste aditivo ou “selo” a ser feito na tarifa de cada gerador ou carga equivale à relação entre a metade do encargo sem selo e seu montante de potência gerada ou consumida. Assim, tem-se, para geradores e cargas, que:

$$k^G = \frac{\delta / 2}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k} \quad (6-14)$$

$$k^C = \frac{\delta / 2}{\sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (6-15)$$

Assim, pode-se finalmente definir os vetores de tarifas nodais aplicáveis aos geradores e cargas como:

$$\begin{aligned} \pi_G^{final} &= \pi + \pi_0 + k^G \\ \pi_C^{final} &= -(\pi + \pi_0) + k^C \end{aligned} \quad (6-16)$$

No caso exemplo da Figura 4.2, para uma RAP de 810 (R\$×1000/ano), tem-se, de acordo com a Equação (6-3):

$$E = [0,1007 \quad 0,0188 \quad 0,0325 \quad -0,0539 \quad -0,0243 \quad -0,0948] \times \begin{bmatrix} 60 \\ -20 \\ 40 \\ -10 \\ -10 \\ -60 \end{bmatrix} = 13,436$$

$$E = 13,436 \times 12 = 161,2 \quad (\text{R\$} \times 1000 / \text{ano})$$

O encargo E calculado corresponde à receita parcial locacional encontrada no método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial e também calculada pela Equação (6-1).

Atribuindo 50% para os agentes de carga e geração, obtém-se uma receita parcial de 80,6 (R\$×1000/ano) para cada um.

Calculando o custo da transmissão não utilizada (δ) obtém-se:

$$\delta = 810 - 161,2 = 648,8 \quad (\text{R\$} \times 1000 / \text{ano})$$

O ajuste aditivo será:

$$k^G = k^C = \left(\frac{648,8/2}{120} \right) / 12 = 0,225$$

Logo, de acordo com a Equação (6-16):

$$\pi_G^{final} = [0,3259 \quad 0,2441 \quad 0,2578 \quad 0,1714 \quad 0,2009 \quad 0,1305] \quad (\text{R\$} / \text{kW.mês})$$

$$\pi_C^{final} = [0,1246 \quad 0,2064 \quad 0,1928 \quad 0,2792 \quad 0,2496 \quad 0,3201] \quad (\text{R\$} / \text{kW.mês})$$

Conforme era esperado, o valor do ajuste aditivo, k^G e k^C , é igual ao valor do selo obtido no método da Área de Influência, com Responsabilidade de Potência Parcial.

5.5 Comparação entre as Metodologias

Após encontrar os valores dos encargos através das metodologias Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total, Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial e Nodal, é realizado então um comparativo entre os encargos (R\$ x 1000 / ano).

Tabela 5.5 – Comparativo entre os encargos Geração – Caso 6 barras

Gerador	RP Total	RP Parcial	Nodal
Gerador A = 1	284,71	222,65	234,50
Gerador B = 2	120,29	155,35	154,5
Gerador C = 3		27,00	15,62

Observa-se que pela metodologia Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial e Metodologia Nodal o Gerador C paga encargo mesmo não fazendo uso da rede, isso acontece devido a parcela Selo.

Tabela 5.6 – Comparativo entre os encargos Carga – Caso 6 barras

Carga	RP Total	RP Parcial	Nodal
Carga 2	10,83	58,71	49,53
Carga 3	9,62	28,65	23,13
Carga 4	67,14	33,11	33,50
Carga 5	33,58	31,75	29,95
Carga 6	283,83	252,78	268,88

Um dos pontos a ser observado no comparativo entre encargos das cargas é que a Carga 3 paga um encargo mais baixo pela metodologia RP Total se comparado com as metodologias RP Parcial e Nodal. Isso é devido que a metodologia RP Total enxerga que a Carga 3 quase não faz uso da rede, já que um dos geradores que o supre é o gerador que está ligado a mesma barra que ele e o outro gerador que o supre faz uso de apenas uma linha.

5.6 Conclusões

Pode-se observar que os valores encontrados na metodologia Nodal e metodologia da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial são próximos, a diferença entre as duas metodologias está na forma de rateio da parcela utilizada da rede.. Na metodologia da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total encontram-se valores mais coerentes, pois imprime-se ao agente apenas o que ele realmente usa da rede.

No capítulo 6 são mostrados dois exemplos da metodologia proposta: um utilizando o sistema de 24 barras do IEEE e outro utilizando o sistema interligado brasileiro.

6 PRINCIPAIS RESULTADOS

6.1 Introdução

Para testar a Metodologia Área de Influência para cálculo das tarifas de transmissão foi desenvolvido por uma equipe um programa em linguagem Java. Este programa foi utilizado para cálculo dos casos mais simples, para verificação da metodologia, assim como para avaliação do Sistema Interligado Nacional utilizando os arquivos de entrada do ONS, disponibilizados para o programa Nodal.

A metodologia proposta foi aplicada no IEEE Reliability Test System de 24 barras [23] e depois no Sistema Interligado Nacional (SIN).

6.2 IEEE Reliability Test System (Sistema de 24 Barras)

A metodologia proposta foi aplicada no IEEE Reliability Test System de 24 barras [23] apresentado na Figura 6.1. Primeiro será realizado uma análise sobre as tarifas encontradas pelas três metodologias, e depois uma análise sobre o uso de cada agente gerador da rede.

O sistema possui 38 circuitos, 10 unidades geradoras e 17 consumidores. A capacidade total instalada é de 3405 MW e a demanda total é 2850 MW. Considera-se que a Receita Anual Permitida do sistema é de R\$ 1.000.000,00 por ano e todos os 38 circuitos, incluindo os transformadores, têm o mesmo custo de R\$ 26.315,79 por ano.

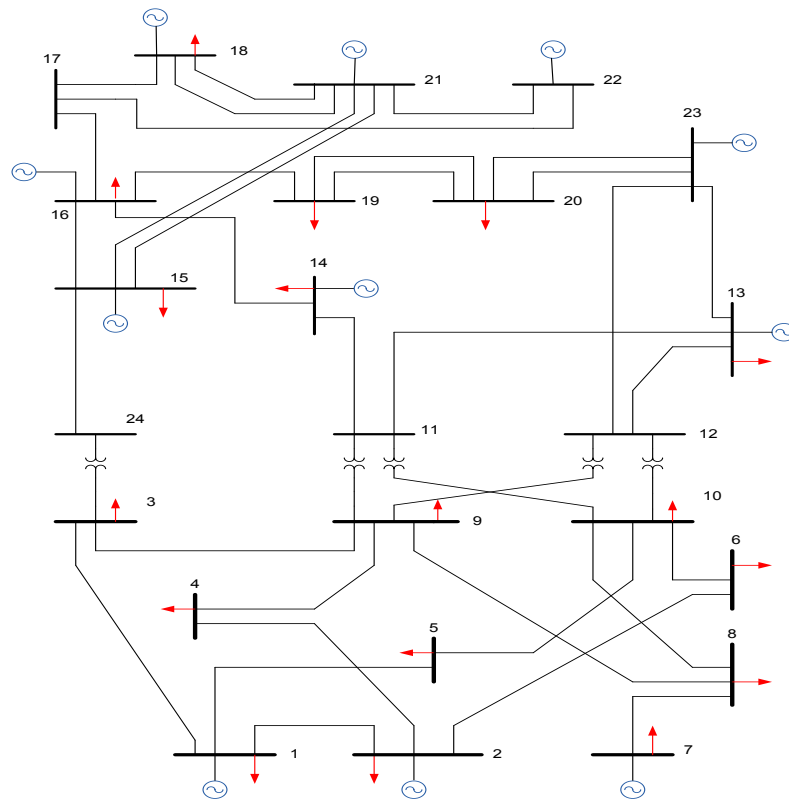


Figura 6.1 - Sistema de 24 barras - IEEE

As tarifas calculadas utilizando o método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total, com RAP igual a 1000,00 (R\$ \times 1000/Ano) podem ser visualizadas nas Figura 6.2 e Figura 6.3, para geração e carga respectivamente.

```

➤ NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
➤
➤ RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS USINAS
➤
➤ X-----X-----X-----X
➤      USINA                ENCARGO                CAP                TARIFA
➤                          (R$ $\times$ 1000/Ano)          (MW)              (R$/kW.mês)
➤ X-----X-----X-----X
➤      GERADOR 1             15,96                192,000            0,0069
➤      GERADOR 2             3,30                 192,000            0,0014
➤      GERADOR 3             13,16                300,000            0,0037
➤      GERADOR 4             74,28                591,000            0,0105
➤      GERADOR 5             23,67                215,000            0,0092
➤      GERADOR 6             18,65                155,000            0,0100
➤      GERADOR 7             37,64                400,000            0,0078
➤      GERADOR 8             82,66                400,000            0,0172
➤      GERADOR 9             88,30                300,000            0,0245
➤      GERADOR10            142,40               660,000            0,0180
➤ X-----X-----X-----X
➤ TOTAL DE ENCARGOS: 500,02 (R$ $\times$ 1000/Ano)

```

Figura 6.2 - Encargos e Tarifas da Geração – Responsabilidade de Potência Total

```

➤ NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
➤
➤
➤ RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS CARGAS
➤
➤ X-----X-----X-----X
➤   CARGA                ENCARGO                PL                TARIFA
➤                   (R$×1000/Ano)            (MW)            (R$/kW.mês)
➤ X-----X-----X-----X
➤ 1 UN-GER-1-GER        21,20                108,000          0,0164
➤ 2 UN-GER-2-GER        26,18                97,000           0,0225
➤ 3 UBARRA-3-138        43,14                180,000          0,0200
➤ 4 UBARRA-4-138        44,29                74,000           0,0499
➤ 5 UBARRA-5-138        41,74                71,000           0,0490
➤ 6 UBARRA-6-138        58,24                136,000          0,0357
➤ 7 UN-GER-7-GER        67,74                125,000          0,0330
➤ 8 UBARRA-8-138        27,77                175,000          0,0132
➤ 9 UBARRA-9-138        33,35                195,000          0,0143
➤ 10 UBARRA10-138       5,13                 265,000          0,0016
➤ 13 UN-GER13-GER       15,42                194,000          0,0066
➤ 14 UBARRA14-138       9,03                 317,000          0,0024
➤ 15 UN-GER15-GER       6,19                 100,000          0,0052
➤ 16 UN-GER15-GER       24,11                333,000          0,0060
➤ 18 UN-GER18-GER       64,11                181,000          0,0295
➤ 19 UBARRA19-138      12,37                128,000          0,0081
➤ X-----X-----X-----X
➤ TOTAL DE ENCARGOS: 500,01 (R$×1000/Ano)

```

Figura 6.3 - Encargos e Tarifas da Carga – Responsabilidade de Potência Total

Para as tarifas utilizando o Método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial, os resultados encontrados são mostrados na Figura 6.4 e na Figura 6.5, para geração e carga respectivamente.

```

➤ NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO
➤
➤ RELATORIO DE ENCARGOS E TARIFAS DAS USINAS
➤
➤ X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
➤   USINA    CAP    TARIFA    ENCARGO    SELO    TARIFA    ENCARGO    ENCARGO
➤           (MW)   (R$/kW.mês) (R$×1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$×1000/Ano) (R$/kW.mês) (R$×1000/Ano)
➤           -----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
➤ GERADOR 1  192,0  0,0011    2,62    0,0090    0,0101    20,77    23,39
➤ GERADOR 2  192,0  0,0003    0,70    0,0090    0,0093    20,77    21,47
➤ GERADOR 3  300,0  0,0027    9,62    0,0090    0,0117    32,45    42,07
➤ GERADOR 4  591,0  0,0027   19,28    0,0090    0,0117    63,93    83,21
➤ GERADOR 5  215,0  0,0027    7,01    0,0090    0,0117    23,26    30,26
➤ GERADOR 6  155,0  0,0022    4,02    0,0090    0,0112    16,77    20,79
➤ GERADOR 7  400,0  0,0022   10,48    0,0090    0,0112    43,27    53,75
➤ GERADOR 8  400,0  0,0043   20,47    0,0090    0,0133    43,27    63,74
➤ GERADOR 9  300,0  0,0061   22,01    0,0090    0,0151    32,45    54,46
➤ GERADOR10 660,0  0,0045   35,48    0,0090    0,0135    71,39   106,87
➤ X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
➤ TOTAL ENCARGO SEM SELO:          131,69 (R$×1000/Ano)
➤ TOTAL ENCARGO SELO      :          368,31 (R$×1000/Ano)
➤ TOTAL ENCARGO           :          500,00 (R$×1000/Ano)

```

Figura 6.4 - Encargos e Tarifas da Geração – Responsabilidade de Potência Parcial

Os vetores PG e PC são, respectivamente, os vetores de geração e carga nas barras. Cabe ressaltar que PG corresponde ao “despacho” do gerador na barra e não a sua capacidade, pois não considera-se as perdas sendo assim o somatório de PG é igual ao somatório de PC. O vetor PG representa o despacho proporcional de cada gerador na respectiva barra.

Com o m , calculam-se as tarifas com ajuste $\pi + m$, utilizadas no cálculo do custo da transmissão utilizada (E) pela Equação (6-3). Tem-se desta forma:

Tabela 6.2 - Tarifas Locacionais com Ajuste para o sistema de 24 barras - Nodal

Barra	$\pi + m$	Barra	$\pi + m$	Barra	$\pi + m$
1	-0,005423	9	-0,005839	17	0,005529
2	-0,016812	10	-0,008083	18	0,008782
3	-0,006999	11	-0,002887	19	-0,002591
4	-0,023309	12	-0,001277	20	0,001457
5	-0,019255	13	0,002081	21	0,012150
6	-0,022706	14	-0,000416	22	0,013943
7	-0,006961	15	0,006775	23	0,005659
8	-0,019493	16	0,002188	24	0,000896

O encargo parcial é calculado pelas Equações (7-1) e (7-2), para geração e carga respectivamente:

$$E_G = \sum_{i=1}^{nb} (\pi + m)_i \cdot PG_i = 131,739 \quad (\text{R}\$ \times 1000 / \text{Ano}) \quad (7-1)$$

$$E_C = \sum_{i=1}^{nb} (\pi + m)_i \cdot (-PC_i) = 131,739 \quad (\text{R}\$ \times 1000 / \text{Ano}) \quad (7-2)$$

Pode-se observar que, embora algumas barras tenham apresentado tarifas negativas, conforme esperado, o encargo parcial recuperado com a parcela locacional é o mesmo encontrado no método Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial.

O custo da transmissão não utilizada, calculado pela Equação (6-13) é:

$$\delta = 1000 - (2 \times 131,739) = 736,522 \quad (\text{R}\$ \times 1000 / \text{ano})$$

Através das Equações (6-14) e (6-15), são calculadas as parcelas selo da geração e carga, respectivamente:

$$k^G = \left(\frac{736,522/2}{3405} \right) / 12 = 0,009013$$

$$k^C = \left(\frac{736,522/2}{2850} \right) / 12 = 0,01077$$

Conforme era de se esperar, os selos encontrados neste método são iguais aos do método da Área de Influência (vide Figura 6.4 e Figura 6.5).

Lembrando que no cálculo do k^G utiliza-se a capacidade das usinas e não o despacho, por isso neste exemplo, k^G difere k^C e no exemplo de 6 barras eles são iguais já que o despacho era igual a capacidade naquele exemplo.

Calculando as tarifas totais para a geração pela Equação (6-16), obtém-se:

Tabela 6.3 - Tarifas Totais para a Geração para o sistema 24 barras - Nodal

Barra	π total	Barra	π total	Barra	π total
1	0,003590	9	0,003174	17	0,014541
2	-0,007799	10	0,000929	18	0,017795
3	0,002014	11	0,006126	19	0,006421
4	-0,014296	12	0,007736	20	0,010470
5	-0,010243	13	0,011094	21	0,021163
6	-0,013693	14	0,008597	22	0,022955
7	0,002052	15	0,015788	23	0,014672
8	-0,010480	16	0,011201	24	0,009909

Comparando a Figura 6.4 e a Tabela 6.3, observa-se que apesar dos dois métodos fornecerem o mesmo encargo parcial total e o mesmo valor da Parcela Selo, as tarifas individuais de cada barra do sistema são diferentes. Uma justificativa imediata é que no método da Área de Influência não existe tarifa negativa, ou seja, o “pay-back” já é excluído de uma forma coerente. No Método Nodal existe esta possibilidade, pois os agentes que trafegam no sentido contrário ao fluxo líquido do elemento têm custo negativo. Portanto, para algumas barras percebe-se tarifas negativas, mas para outras as tarifas positivas tendem a ser maiores para compensar estas tarifas negativas.

Se há uma premissa inicial de que não é prudente determinado agente pagar para outro agente utilizar a rede, o método da Área de Influência se mostra mais interessante. Além disto, o método dispensaria a utilização da Parcela Selo tornando mais aderente com a operação real da rede quando se utiliza a Responsabilidade de Potência Total. Conforme já mencionado, a ANEEL retira as tarifas negativas através dos fatores de ponderação que são a princípio arbitrários. A equipe que trabalhou no Tema Preferencial 3 da ANEEL sugere retirar a parcela negativa da tarifa não ajustada através de uma realocação entre os agentes com tarifas positivas o que não nos parece apropriado.[21]

A segunda parte da análise utiliza o mesmo sistema de 24 barras, mas o foco recai sobre os geradores. Para isso considera-se a Responsabilidade de Potência de cada gerador calculada conforme (4-3). A Tabela 6.4 apresenta o percentual de uso de cada gerador, onde esses percentuais foram calculados somando as Responsabilidades de Potência de todos os circuitos pertencentes à Área de Influência do gerador e dividindo por 38 que é o número de circuitos da rede. Como o custo dos circuitos é o mesmo, o percentual de uso deverá ser proporcional aos encargos, ou seja, os geradores que usam mais a rede pagam mais.

Tabela 6.4 – Percentual de Uso do Sistema para cada Gerador do Sistema

G1	3.2%	G6	3.7%
G2	0.7%	G7	7.5%
G3	2.6%	G8	16.5%
G4	14.9%	G9	17.7%
G5	4.7%	G10	28.5%

Onde:

$G1$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 1;

$G2$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 2;

$G3$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 7;

$G4$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 13;

$G5$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 15;

$G6$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 16;

$G7$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 18;

$G8$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 21;

$G9$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 22;

$G10$ = Corresponde ao gerador ligado na barra 23.

A Figura 6.6 apresenta uma comparação entre os encargos anuais de cada gerador para os três métodos: Método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total, Método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial e Método Nodal da ANEEL.

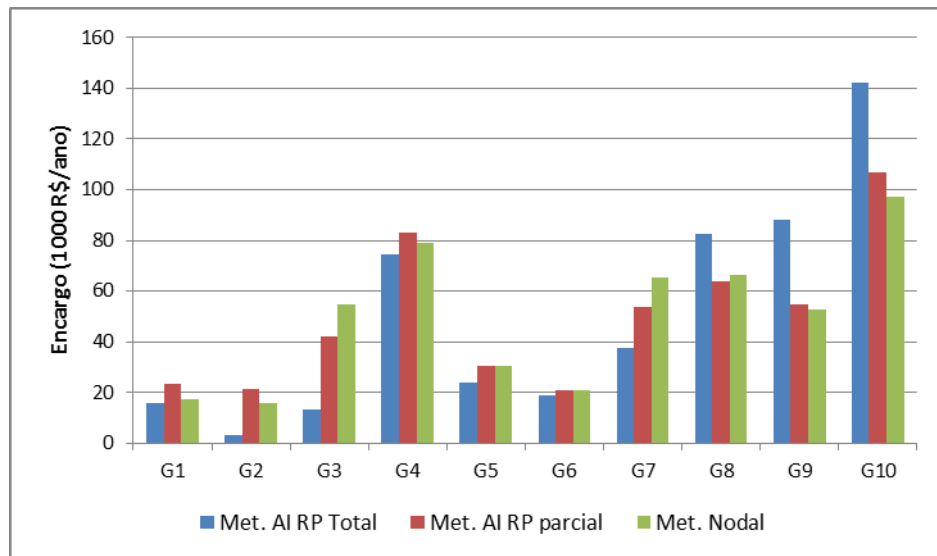


Figura 6.6 - Comparação de encargos de uso para a AI com RP Total, AI com RP Parcial e Nodal ANEEL

Observa-se que os resultados do método de Área de Influência com Responsabilidade de Potência Parcial e metodologia Nodal são próximos já que os dois métodos possuem a mesma filosofia de recuperar o custo da parcela utilizada da rede pela parcela locacional e o custo da disponibilidade da rede pela Parcela Selo. Caso considere na Metodologia Nodal o ajuste que torna a parcela locacional independente da barra referência [21], os métodos apresentam a mesma Parcela Selo. Apenas a distribuição do encargo pela parcela utilizada da rede é diferente.

Já as diferenças entre os encargos produzidos pelo método Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total e Método Nodal são maiores. Observa-se que os geradores G3 e G7 são beneficiados pelo método Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total enquanto os geradores G8, G9 e G10 são beneficiados pelo método Nodal.

Os geradores G7, G8 e G9 estão localizados em barras próximas e têm, portanto, encargos similares com a metodologia Nodal. De acordo com a Tabela 6.4, o percentual de uso da rede do G7 é menor do que de G8 e G9. Isso porque G7 tem capacidade instalada de 400 MW e está localizado na barra 18 que possui uma carga de 333 MW, portanto parte de sua geração é absorvida por essa carga. O método da Responsabilidade de Potência consegue capturar isso resultando em um encargo menor para G7 quando comparado ao encargo de G8 e G9.

6.3 Resultados para o SIN

A metodologia proposta também foi aplicada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), foi realizada uma comparação entre as tarifas de transmissão quando calculadas pelo método da Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total e das Tarifas Nodais Vigentes. Essa comparação foi realizada para cada usina, considerando apenas as que estão ligadas na rede básica.

Após comparação entre as TUST das duas metodologias é apresentado na Figura 6.7 o resultado de algumas usinas. As setas vermelhas sinalizam um aumento nas tarifas e as verdes uma

diminuição na tarifa, a ponta da seta indica aproximadamente a localização da usina correspondente a numeração. Na Tabela 6.5 é apresentado o nome da usina correspondente a numeração e sua variação da tarifa.

Observa-se que o método proposto acaba diminuindo as tarifas dos geradores que estão próximos dos grandes centros de carga como os geradores da região Sul e Sudeste. Este resultado é coerente com o que se deseja em termos de sinais locais. A tarifa para os geradores da região Norte, como a UHE Samuel e a UHE Santo Antônio, tem um aumento expressivo quando utiliza-se a metodologia da área de influência com RP total. Isso porque a área de influência desses geradores engloba muitos ativos de transmissão uma vez que atendem não só consumidores localizados em suas nas proximidades, como também consumidores localizados na região Sul.

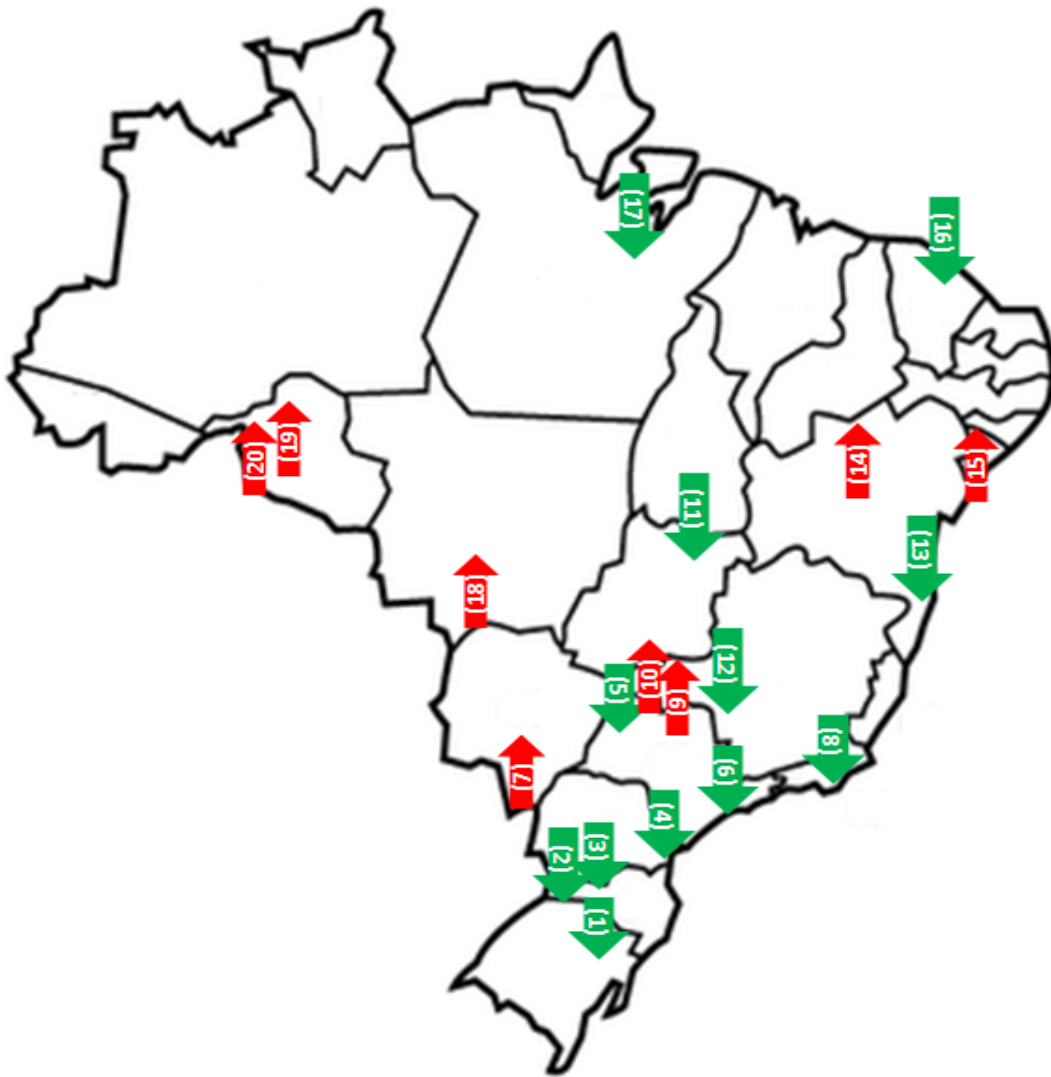


Figura 6.7 - Comparação entre tarifas de algumas usinas utilizando método AI e Nodal para RB

Tabela 6.5 – Percentual de Variação de algumas Usinas do Sistema

Nº Usina	Nome usina	Variação na Tarifa	%
(1)	UHE 14 de Julho	Diminuiu	84%
(2)	UHE Foz do Chapecó	Diminuiu	39%
(3)	UHE Machadinho	Diminuiu	41%
(4)	UHE Gov. Parigot Souza	Diminuiu	25%
(5)	UHE Iha Solteira	Diminuiu	31%
(6)	UTE Euzebio Rocha (Cubatão)	Diminuiu	72%
(7)	UTE Santa Luzia I	Aumentou	62%
(8)	UTE Angra I	Diminuiu	26%
(9)	UHE São Simão	Aumentou	51%
(10)	UTE Boa Vista	Aumentou	85%
(11)	UHE Serra da Mesa	Diminuiu	57%
(12)	UHE Mascarenhas de Moraes	Diminuiu	85%
(13)	UHE Itapebi	Diminuiu	44%
(14)	UHE Sobradinho	Aumentou	4%
(15)	UHE Xingo	Aumentou	78%
(16)	UTE Termoceará	Diminuiu	69%
(17)	UHE Tucuruí	Diminuiu	7%
(18)	UHE Manso	Aumentou	35%
(19)	UHE Samuel	Aumentou	217%
(20)	UHE Santo Antonio	Aumentou	64%

6.4 Conclusões

Este capítulo apresentou uma comparação entre a tarifa calculada pelos métodos Área de Influência e Nodal usando dois exemplos. De uma forma geral podemos afirmar que o efeito da localização foi melhor representado no método Área de Influência visto que tende a ter uma coerência maior com o que se espera de uma tarifa locacional, ou seja, geradores próximos aos centros de carga deveriam pagar menos.

7 CONCLUSÃO GERAL

A definição de uma metodologia justa para alocação dos custos de transmissão tem ocupado a mente de pesquisadores ao redor do mundo. O Brasil adotou a metodologia Nodal proposta na Inglaterra em 1993 e tem feito melhorias no sentido de adaptá-la ao sistema brasileiro face as suas dimensões continentais. Apesar de todos os esforços, ainda existem lacunas que merecem uma atenção especial e esta visão foi confirmada quando a ANEEL lançou o Tema Preferencial 3 para P&D em 2008. A metodologia proposta nesta dissertação vem adicionar mais um esforço no sentido de colocar luz a este tema buscando uma alocação mais justa.

Apesar de na metodologia proposta da Área de Influência (AI) a alocação dos custos ser completa quando se utiliza a Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total, foi realizada uma comparação com o sinal locacional emitido antes da adição da Parcela Selo entre a metodologia Nodal e Área de Influência. Isto foi possível incorporando o conceito de Responsabilidade de Potência Parcial que separa a receita rateada de forma locacional com a rateada através do selo postal. A metodologia só muda na definição da tarifa não ajustada, sendo o resto do cálculo o mesmo que o programa Nodal da ANEEL utiliza.

Um sistema simples de 6 barras foi utilizado para realizar uma comparação entre os métodos. E um sistema de 24 barras foi utilizado para exemplificar as diferenças básicas das metodologias propostas com a metodologia Nodal da ANEEL. Observa-se que a metodologia proposta apresenta resultados mais coerentes que a metodologia da ANEEL no que se refere ao posicionamento dos agentes na rede e conseqüentemente no valor a ser atribuído pelo uso da rede.

A metodologia proposta neste trabalho já incorpora na sua formulação o conceito de que não se deve ter tarifa negativa, ou seja, não é razoável um agente utilizar a rede e ainda receber dinheiro. Apesar desta premissa ser contestada sob o ponto de vista econômico, isto é, o agente deve sim receber se ele posterga investimento e melhora a operação da rede, a ANEEL entende que esta visão marginalista não é adequada. Dado que, nas mudanças do modelo do setor elétrico brasileiro ocorridas com a promulgação da Lei 10848 de 2004, a expansão da transmissão é definida através de um órgão central, no caso, o MME/EPE, o sinal da expansão para os agentes passa a ser irrelevante e conseqüentemente a visão marginalista é relegada ao segundo plano.

A partir desta nova visão, entende-se que o sinal simplesmente associado ao uso real da rede é suficiente para uma melhor alocação dos custos ao acessante. A metodologia via Área de Influência é simples e de fácil interpretação pelos agentes. Quando esta é aplicada à rede básica, verifica-se que há uma racionalidade maior quando se comparam os resultados com a metodologia da ANEEL.

Ao definir uma tarifa para as redes de transmissão e distribuição é necessário avaliar uma série de fatores como nível de tensão, hora de utilização, localização, segurança e qualidade. No caso

das tarifas de transmissão tratadas neste trabalho, considerou-se basicamente a localização e o nível de tensão o que deixa ainda um amplo trabalho de pesquisa pela frente. Além disto, dentro do próprio método da Área de Influência, ainda restam dúvidas quanto ao despacho a ser utilizado e ao rateio das cargas atingidas pela influência de determinado gerador.

Conforme já mencionado, este trabalho é resultado de uma inquietação por parte da Petrobras SA quando observava as tarifas de uso derivadas do Método Nodal para as suas usinas térmicas localizadas próximas aos centros de carga. O método da AI é favorável a estas usinas quando comparadas as tarifas da ANEEL e a equipe da Petrobras que patrocinou este trabalho através de um P&D ANEEL conseguiu verificar claramente o que realmente estava ocorrendo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hal R. Varian, “Intermediate Microeconomics”, W W Norton & Company, 6th Edition.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N.º 281, de 01 de Outubro de 1999, “Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica”. www.aneel.gov.br
- [3] J. W. Marangon Lima, L. M. Marangon Lima, M. S. Morais, J. M. Faria, “Tarifa de Uso de Sistema de Transmissão:aw Utilizando Área de Influência”. IV SBSE – Maio de 2012, Goiânia,GO.
- [4] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveria, L. M. Thome, M. V. Pereira, “An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 22, I 4, 2007.
- [5] A. J. Conejo, J. Contretas, D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, “Zbus Transmission Network Cost Allocation”, IEEE Transactions on Power System, Vol 22, I 1, 2007.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica -. Nodal Versão 4.4. Manual do Usuário. Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico: TUSTRB, TUSTFR e TUSDg. Brasília. www.aneel.gov.br.
- [7] J. W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed charges: an overview”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1409-1418, 1996.
- [8] D. SHIRMOHAMMADI, P.R. GRIBIK, E.T.K. LAW, J.H. MALINOWSKI, R.E O’DONNELL, “Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, pp. 1405-1413, October 1989.
- [9] F. D. Galiana, A. J. Conejo and H. A. Gil, “Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, pp. 1425–1431, Nov. 2003.
- [10] F.C. SCHWEPPE, M.C. CARAMANIS, R.D. TABORS, R.E. BOHN, “Spot pricing of electricity”. Kluwer Academics Publishers, 1988
- [11] MACEIRA, M.E.P. Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos com representação do processo estocástico de aflúências por modelos autoregressivos periódicos. Relatório Técnico CEPEL. 1994.
- [12] M.C. CALVIOU, R.M. DUNNET, P.H. PLUMPTRE, “Charging for use of transmission system by marginal cost methods”. Proceedings Power System Computation Conference, Avignon, France, 1993.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N° 245, de 31 de julho de 1998, “Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados”. www.aneel.gov.br.

- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N° 66, de 16 de Abril de 1999, “Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações” . www.aneel.gov.br.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N° 166, de 31 de Maio de 2000, “Atualiza a Composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações”. www.aneel.gov.br.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N.º 433, de 10 de Novembro de 2000. “Atualiza os critérios para a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado e dá outras providências”. www.aneel.gov.br.
- [17] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N.º 067 de Junho de 2004, “Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.” www.aneel.gov.br.
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N°. 117 de 3 de dezembro de 2004, “Altera a sistemática de cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST” – www.aneel.gov.br.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução Normativa N°. 429 de 15 de março de 2011, “Altera a Resolução Normativa nº 399, de 13 de abril de 2010, modificando o disposto nos arts. 13 e 22 e incluindo o art. 21-A.” – www.aneel.gov.br.
- [20] D. Kirschen, R. Allan, G. Strbac, “Contributions to Individual Generators to Loads and Flows”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997.
- [21] J.C.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimarães, R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, XXI SNPTEE – Outubro de 2011, Florianópolis,SC.
- [22] L. M. Marangon Lima, Dissertação de Mestrado, Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso do Sistema Elétrico de Transmissão, 2007. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- [23] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov.Dec./1979 , “IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM”.

17	22 1	1.35	10.53	500	625
18	21 1	0.33	2.59	500	625
18	21 2	0.33	2.59	500	625
19	20 1	0.51	3.96	500	625
19	20 2	0.51	3.96	500	625
20	23 1	0.28	2.16	500	625
20	23 2	0.28	2.16	500	625
21	22 1	0.87	6.78	500	625

99999

DARE

(Ar	(Xchg)	(Identificacao da area)	(Xmin)	(Xmax)
1	0.		ALAGOAS			
2	0.		BAHIA			
3	0.		CEARA			
4	0.		DISTRITO FEDERAL			
5	0.		ESPIRITO SANTO			
6	0.		GOIAS			
7	0.		MARANHAO			
8	0.		MATO GROSSO			
9	0.		MATO GROSSO DO SUL			
10	0.		MINAS GERAIS			
11	0.		PARA			
12	0.		PARAIBA			
13	0.		PARANA			
14	0.		PERNAMBUCO			
15	0.		PIAUI			
16	0.		RIO DE JANEIRO			
17	0.		RIO GRANDE DO NORTE			
18	0.		RIO GRANDE DO SUL			
19	0.		SANTA CATARINA			
20	0.		SAO PAULO			
21	0.		SERGIPE			
22	0.		TOCANTINS			
24	0.		ACRE			
26	0.		RONDONIA			

99999

FIM

Arquivo .TRA

(

(No)	(Nome DE)	(No)	(Nome PARA)	Nc	(Cap)	(Custo Eq)	(Custo VD)	(Custo VP)
1		2		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
1		3		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
1		5		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
2		4		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
2		6		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
3		9		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
3		24		1	400.0	1253.10	1739.69	1739.69
4		9		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
5		10		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
6		10		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
7		8		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
8		9		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
8		10		1	175.0	1253.10	1739.69	1739.69
9		11		1	400.0	1253.10	1739.69	1739.69
9		12		1	400.0	1253.10	1739.69	1739.69
10		11		1	400.0	1253.10	1739.69	1739.69
10		12		1	400.0	1253.10	1739.69	1739.69
11		13		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
11		14		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
12		13		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
12		23		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
13		23		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
14		16		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
15		16		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
15		21		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
15		21		2	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
15		24		1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69

16	17	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
16	19	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
17	18	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
17	22	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
18	21	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
18	21	2	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
19	20	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
19	20	2	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
20	23	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
20	23	2	500.0	1253.10	1739.69	1739.69
21	22	1	500.0	1253.10	1739.69	1739.69

Arquivo .USI

(Nome da Usina)	(En. Ass)	(MUST/MUSD)
(No)	(Nome Barra)	(MUST/MUSD)	
(
UHE GERADOR 1		192.00	192.00
1	UN-GER-1-GER	192.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 2		192.00	192.00
2	UN-GER-2-GER	192.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 3		300.00	300.00
7	UN-GER-3-GER	300.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 4		591.00	591.00
13	UN-GER-4-GER	591.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 5		215.00	215.00
15	UN-GER-5-GER	215.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 6		155.00	155.00
16	UN-GER-6-GER	155.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 7		400.00	400.00
18	UN-GER-7-GER	400.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 8		400.00	400.00
21	UN-GER-8-GER	400.00	0.0
99999			
UHE GERADOR 9		300.00	300.00
22	UN-GER-9-GER	3000.00	0.0

99999

UHE GERADOR10		660.00	660.00
---------------	--	--------	--------

23	UN-GER10-GER	660.00	0.0
----	--------------	--------	-----

99999

Arquivo .DES

NodalJava v2.0 - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO

RELATÓRIO DE DESPACHOS DAS USINAS

USINA	ENERGIA ASSEGURADA (MW médio)	POTÊNCIA DISPONÍVEL (MW)	DESPACHO TUST (MW)
I D E N T I F I C A Ç Ã O			
UHE GERADOR 1	192,0	192,0	162,7
UHE GERADOR 2	192,0	192,0	162,7
UHE GERADOR 3	300,0	300,0	254,2
UHE GERADOR 4	591,0	591,0	500,7
UHE GERADOR 5	215,0	215,0	182,1
UHE GERADOR 6	155,0	155,0	131,3
UHE GERADOR 7	400,0	400,0	338,9
UHE GERADOR 8	400,0	400,0	338,9
UHE GERADOR 9	300,0	300,0	254,2
UHE GERADOR10	660,0	660,0	559,1
T O T A I S :	3405,0	3405,0	2884,7

ANEXO B – Percentual de Variação de Usinas Ligadas a Rede Básica utilizando a Metodologia Área de Influência com Responsabilidade de Potência Total

Nome usina	Variação na Tarifa	%
EOL DOS INDIOS(V.DO SUL)	Diminuiu	-87%
EOL OSORIO(V.DO SUL)	Diminuiu	-87%
EOL PRAIA FORMOSA	Diminuiu	-84%
EOL SANGRADOURO(V.DO SUL)	Diminuiu	-87%
UHE AGUA VERMELHA	Diminuiu	-77%
UHE AIMORES	Aumentou	414%
UHE APOLONIO SALES (MOXOTO)	Diminuiu	-20%
UHE BARRA GRANDE	Aumentou	18%
UHE BOA ESPERANCA	Diminuiu	-65%
UHE CACHOEIRA DOURADA - RB	Aumentou	25%
UHE CAMPOS NOVOS	Diminuiu	-20%
UHE CANA BRAVA	Diminuiu	-20%
UHE CAPIVARA	Aumentou	19%
UHE CASTRO ALVES (CERAN)	Diminuiu	-84%
UHE CHAVANTES	Diminuiu	-38%
UHE CORUMBA I	Aumentou	31%
UHE DONA FRANCISCA	Aumentou	41%
UHE EMBORCACAO	Diminuiu	-51%
UHE ESTREITO(L.C.BARRETO)	Diminuiu	-79%
UHE FURNAS	Diminuiu	-80%
UHE GOV. BENTO MUNHOZ(AREIA)	Diminuiu	-18%
UHE GOV. PARIGOT SOUZA	Diminuiu	-25%
UHE GUILMAN AMORIM	Aumentou	34%
UHE HENRY BORDEN - RB	Diminuiu	-79%
UHE ILHA SOLTEIRA	Diminuiu	-31%

Nome usina	Variação na Tarifa	%
UHE IRAPE	Diminuiu	-45%
UHE ITA	Aumentou	149%
UHE ITAIPU	Aumentou	10%
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	Aumentou	40%
UHE ITAPEBI	Diminuiu	-44%
UHE ITAUBA	Aumentou	28%
UHE ITIQUIRA(I,II)	Aumentou	16%
UHE ITUMBIARA	Diminuiu	-11%
UHE JAGUARA	Diminuiu	-34%
UHE JUPIA - RB	Diminuiu	-48%
UHE JURUMIRIM (A.A.LAYDNER)	Diminuiu	-50%
UHE LAJEADO	Diminuiu	-53%
UHE MACHADINHO	Diminuiu	-41%
UHE MANSO	Aumentou	35%
UHE MARIMBONDO	Diminuiu	-36%
UHE MASCARENHAS DE MORAES (PEIX.	Diminuiu	-85%
UHE MONTE CLARO (CERAN)	Diminuiu	-78%
UHE NOVA PONTE	Diminuiu	-51%
UHE PASSO FUNDO	Diminuiu	-8%
UHE PASSO REAL	Diminuiu	-81%
UHE PAULO AFONSO I, II, III	Diminuiu	-20%
UHE PAULO AFONSO IV	Aumentou	44%
UHE PEDRA DO CAVALO	Diminuiu	-37%
UHE PEIXE ANGICAL	Diminuiu	-19%
UHE PIRAJU	Diminuiu	-60%
UHE PONTE DE PEDRA	Diminuiu	-19%
UHE PORTO ESTRELA	Aumentou	73%
UHE PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	Aumentou	168%
UHE SA CARVALHO	Diminuiu	-100%
UHE SALTO CAXIAS	Aumentou	38%

Nome usina	Variação na Tarifa	%
UHE SALTO OSORIO	Aumentou	5%
UHE SALTO SANTIAGO	Aumentou	27%
UHE SALTO SEGREDO(GOV.N.BRAGA)	Diminuiu	-24%
UHE SAO SIMAO	Aumentou	51%
UHE SERRA DA MESA	Diminuiu	-57%
UHE SOBRADINHO	Aumentou	4%
UHE TAQUARUCU	Aumentou	67%
UHE TRES IRMAOS	Aumentou	0%
UHE TRES MARIAS	Aumentou	3%
UHE TUCURUI	Diminuiu	-7%
UHE VOLTA GRANDE	Diminuiu	-36%
UHE XINGO	Aumentou	78%
UTE ANGRA I	Diminuiu	-26%
UTE ANGRA II	Diminuiu	-26%
UTE ARAUCARIA	Diminuiu	-32%
UTE CAMAÇARI	Diminuiu	-56%
UTE SEPE TIARAJU (CANOAS)	Diminuiu	-32%
UTE CHARQUEADAS	Diminuiu	-94%
UTE FERNANDO GASPARIAN - RB	Diminuiu	-16%
UTE FORTALEZA	Diminuiu	-69%
UTE JORGE LACERDA A,B,C	Diminuiu	-10%
UTE MARIO LAGO(TERMOMACAE)	Aumentou	4%
UTE NORTE FLUMINENSE	Aumentou	1%
UTE PIRATININGA - RB	Diminuiu	-16%
UTE PRES.MEDICI A,B	Aumentou	87%
UTE SAO JERONIMO - RB	Diminuiu	-94%
UTE J.S.PEREIRA(TERMOACU)	Diminuiu	-30%
UTE CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	Diminuiu	-94%
UTE TERMOCEARA	Diminuiu	-69%
UTE TERMOPERNAMBUCO	Diminuiu	-49%

Nome usina	Variação na Tarifa	%
UTE VERACEL	Diminuiu	-12%
INT CONV.RIVERA(LIVRAMENTO)	Diminuiu	-63%
INT CONV.GARABI I(S.ANGELO)	Aumentou	68%
INT CONV.GARABI II(ITA)	Aumentou	533%
INT CONV.URUGUAIANA	Diminuiu	-100%
UTE URUGUAIANA	Diminuiu	-100%
UHE 14 DE JULHO (CERAN)	Diminuiu	-84%
UHE SAO SALVADOR	Diminuiu	-21%
UTE CAMACARI POLO (AREMBEPE)	Diminuiu	-19%
UTE CAMAÇARI MURICY (ECM)	Diminuiu	-19%
UTE EUZEBIO ROCHA (CUBATAO)	Diminuiu	-72%
UTE GOIANIA II (BRENTech)	Diminuiu	-43%
UTE PAU FERRO I (EPESA)	Diminuiu	-29%
UTE TERMOMANAUS (EPESA)	Diminuiu	-29%
EOL B.VENTOS(VENTOS)	Diminuiu	-90%
EOL CANOA QUEBRADA(VENTOS)	Diminuiu	-90%
EOL ENACEL(VENTOS)	Diminuiu	-90%
EOL ICARAIZINHO	Diminuiu	-85%
EOL PRAIA DO MORGADO	Diminuiu	-11%
EOL VOLTA DO RIO(ELETROWIND)	Diminuiu	-11%
UHE BAGUARI	Diminuiu	-18%
UHE B.DOS COQUEIROS (GERDAU)	Aumentou	56%
UHE CACU (GERDAU)	Aumentou	56%
UHE FOZ DO RIO CLARO	Aumentou	53%
UHE SALTO	Aumentou	56%
UHE SALTO DO RIO VERDINHO	Aumentou	53%
UHE SAMUEL	Aumentou	217%
UTE CANDIOTA III (CGTEE)	Aumentou	41%
UTE GLOBAL I (CANDEIAS)	Diminuiu	-94%
UTE GLOBAL II (CANDEIAS)	Diminuiu	-94%

Nome usina	Variação na Tarifa	%
UTE NOVA OLINDA I (GERANORTE)	Diminuiu	-61%
UTE CACU I	Aumentou	61%
UTE CAMPINA GRANDE	Diminuiu	-4%
UTE TOCANTINOPOLIS (GERANORTE)	Diminuiu	-66%
UTE VIANA	Diminuiu	-82%
UTE DO ATLANTICO (CSA)	Diminuiu	-84%
UTE QUIRINOPOLIS (UJS)	Aumentou	88%
UHE FOZ DO CHAPECO	Diminuiu	-39%
UHE ESTREITO	Aumentou	24%
UTE BOA VISTA	Aumentou	85%
UTE PORTO PECEM I	Diminuiu	-78%
UTE SANTA LUZIA I	Aumentou	62%
UTE TERMONORDESTE	Diminuiu	-100%
UTE TERMOPARAIBA	Diminuiu	-100%
EOL ALEGRIA II(NEW ENERGY)	Diminuiu	-44%
UTE ELDORADO	Aumentou	92%
UTE TERMONORTE I	Aumentou	78%
UTE TERMONORTE II	Aumentou	78%
UHE DARDANELOS	Aumentou	349%
EOL CERRO CHATO I	Diminuiu	-63%
EOL CERRO CHATO II	Diminuiu	-63%
EOL CERRO CHATO III	Diminuiu	-63%
UTE PORTO DO ITAQUI	Diminuiu	-94%
PCH INDAIA GRANDE (FIGUEIRA)	Aumentou	14%
PCHINDAIAZINHO (GUATAMBU)	Aumentou	14%
UHE SANTO ANTONIO(RO)	Aumentou	64%