

MÉTODO DE PARTICIPAÇÕES MÉDIAS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Luiz Carlos da Costa Júnior

Projeto Submetido ao corpo docente do Departamento
de Eletrotécnica da Escola Politécnica da Universidade
Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista

MÉTODO DE PARTICIPAÇÕES MÉDIAS PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Luiz Carlos da Costa Júnior

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

Aprovado por:

Eng. Luiz Mauricio da Silva Thomé (Orientador)

Prof^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.
(Co-orientadora)

Prof^o Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
OUTUBRO DE 2005

Sumário

Resumo	v
1 Introdução	1
1.1 Visão Geral	1
1.2 Princípios da Tarifa de Transmissão	3
1.2.1 Permitir novos investimentos	3
1.2.2 Remunerar adequadamente o sistema de transmissão	3
1.2.3 Incentivar a eficiência da transmissão de energia	3
1.2.4 Incentivar geradores e demandas	4
1.2.5 Ser conceitualmente simples e de fácil aplicação	4
1.2.6 Ser consistentes com as demais tarifas	4
1.2.7 Não discriminação	4
1.3 Requisitos para Alocação de Custos	5
1.4 Descrição do Trabalho	5
2 Metodologia Nodal	7
2.1 Introdução	7
2.2 Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão	7
2.3 Simplificação do Problema de Expansão da Transmissão	9
2.4 Tarifa Nodal e Custo Marginal de Longo Prazo	10
2.5 Solução do Problema de Expansão Simplificado	10
2.6 Mudança da Barra de Referência	12
2.7 Alocação entre Geração e Demanda	13
2.8 Parcela Locacional	14
2.9 Parcela de Ajuste	14
2.10 Tarifa Final	15
2.11 Exemplo	15
3 Metodologia Aplicada no Brasil	20
3.1 Introdução	20
3.2 Topologia da Rede	20
3.3 Despacho de Referência	21
3.4 Demanda	21
3.5 Custo Padrão	22
3.6 Custos dos Equipamentos da Rede Básica	22
3.7 Parcela Locacional	23
3.8 Parcela de Ajuste	24
3.9 Tarifa Final	25
3.10 Exemplo	26

4	Método de Participações Médias	28
4.1	Introdução	28
4.2	Premissas	29
4.3	Princípio da Proporcionalidade	29
4.4	Identificando os Fluxos nas Linhas	31
4.5	Solução Iterativa	32
4.6	Solução Matricial	34
4.7	Parcela do Método Proposto	38
4.8	Parcela de Ajuste	39
4.9	Tarifa Final	39
4.10	Exemplo	39
4.10.1	Solução Iterativa	39
4.10.2	Solução Matricial	42
4.10.3	Tarifa	44
5	Estudo de Caso - Brasil	46
5.1	Características do Sistema Brasileiro	46
5.2	Premissas Adotadas	47
5.3	Resultados Obtidos	48
5.4	Distribuição da Geração	50
5.5	Análise dos Resultados	50
6	Conclusões	62
6.1	Trabalhos Futuros	64
	Referências Bibliográficas	65
A	Fluxo de Potência Linearizado	67
A.1	Fluxo de Potência Não Linear	67
A.2	Linearização do Modelo	68
A.3	Formulação do Problema	69
A.3.1	Primeira Lei de Kirchhoff	69
A.3.2	Segunda Lei de Kirchhoff	71
A.3.3	Solução	71
B	Código Fonte do Programa	73

Lista de Figuras

2.1	Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão	8
2.2	Sistema exemplo de 4 barras	16
3.1	Fator de Ponderação	24
4.1	Princípio da Proporcionalidade	30
4.2	Participação indireta de um gerador no fluxo de um circuito não conectado à sua barra	32
4.3	Sistema exemplo de 4 barras - fluxos nas linhas	40
5.1	Sistema Brasileiro de Transmissão	47
5.2	Tarifa de Transmissão de Geradores - Metodologia Aplicada no Brasil	53
5.3	Tarifa de Transmissão de Geradores - Método de Participações Médias	54
5.4	Tarifa de Transmissão de Geradores - Comparação dos Métodos . . .	54
5.5	Distribuição das Tarifas de Geração sem a consideração da parcela de ajuste	55
5.6	Distribuição da potência gerada por Itaipú	56
5.7	Distribuição da potência gerada por Ilha Solteira	57
5.8	Distribuição da potência gerada por Xingó	58
5.9	Distribuição da potência gerada por Tucuruí	59
5.10	Distribuição da potência gerada por Itá	60
5.11	Distribuição da potência gerada por Angra 2	61

Lista de Tabelas

2.1	Dados dos Circuitos	16
2.2	Fluxos nos Circuitos	16
2.3	Parcela Locacional para o exemplo de 4 barras	19
2.4	Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Metodologia Nodal	19
3.1	Nível de carregamento dos circuitos para o exemplo de 4 barras . . .	26
3.2	Parcela Locacional com fatores de atenuação para o exemplo de 4 barras	27
3.3	Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Metodologia Aneel	27
4.1	Participação em p.u. dos geradores nos fluxos dos circuitos a partir do método de solução iterativa	42
4.2	Participação em p.u. dos geradores nos fluxos dos circuitos a partir do método de solução matricial	44
4.3	Parcela do método proposto para o exemplo de 4 barras	44
4.4	Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Método de Par- ticipações Médias	45
5.1	Tarifas Nodais de Geração - Sistema Brasileiro de Transmissão	49

RESUMO

O objetivo deste trabalho consiste em apresentar dois métodos utilizados para o cálculo de tarifas pelo uso do sistema de transmissão. O primeiro é baseado no custo marginal de longo prazo, ou seja, o custo de expansão do sistema. Um variante desta metodologia é atualmente aplicada no sistema brasileiro. O segundo método procura alocar os custos de acordo com o percentual de utilização de cada agente, gerador ou consumidor, em cada linha ou transformador do sistema de transmissão. Mostra-se que esta metodologia é computacionalmente eficiente e aplicável em sistemas de grande porte. É feita a análise dos resultados obtidos, observando suas principais características, vantagens e desvantagens.

*Aos meus pais, Luiz e Sônia
e à memória do meu avô, José Marcos.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais por toda educação, carinho e incentivos necessários durante todos os momentos de minha formação e da minha vida. Seus conselhos e ensinamentos foram primordiais para a conclusão desta importante etapa em minha vida.

Aos meus irmãos e familiares por todo apoio demonstrado.

À minha namorada, Fernanda Souza Thomé, por todo carinho e atenção dispensados e ao importante apoio nos momentos difíceis. A sua ajuda, palpites e correções durante a implementação deste trabalho.

Ao meu amigo e orientador, Luiz Mauricio da Silva Thomé, por todos seus ensinamentos e orientações que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Ao Mario Veiga Pereira pelo incentivo e pela oportunidade oferecida. Ao Max Junqueira pelo apoio, esclarecimentos e disposição em ajudar, sempre que necessário. A todos os amigos da PSR Consultoria e Mercados de Energia.

Ao estimado amigo André Dias por sua ajuda e correções, contribuindo para este trabalho.

Aos Professores do Departamento de Engenharia Elétrica por toda dedicação e ensinamentos transmitidos ao longo do curso, base da minha formação pessoal e profissional.

Aos meus amigos e companheiros de turma André Dias, Bruno Borba, Carlos Eduardo Pereira, Fabíola Ferreira, Fernanda Thomé, Fernando Giffonni, Marcelo Pires, Rafael Brunoni, Rafael Ramos, Renato Fessler, Renata Casanova, Renata Cassandra, Renata Moreira, Ricardo Pinto, Rodrigo Carvalhal, Rodrigo Ribeiro, Thatiana Justino e Tiago Santana pelas contribuições e troca de experiências durante o curso de graduação.

Aos meus queridos amigos Bruno Gomes Fernandes, Bruno Romanelli, Gustavo Almeida, Hildo da Silva Neto, João Luis Lobo, Marcos Vinícius Spiguel e Rafael Diniz pelo companheirismo e amizade.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Visão Geral

Em todo o mundo, o setor de energia elétrica vem passando por radicais mudanças em sua estrutura regulatória e de mercado. Um dos objetivos básicos deste processo de reestruturação é o de promover a eficiência econômica através da competição no setor de geração [1, 2].

A implementação de um modelo competitivo da geração de energia é conceitualmente simples: os agentes privados investem em usinas elétricas e competem por contratos de venda de energia às empresas de distribuição e grandes consumidores. A decisão a respeito do *tipo* e *capacidade* da usina depende de diversos fatores como custo de investimento e combustível, disponibilidade e fator de capacidade da planta geradora. Além disso, a decisão referente à sua localização depende fundamentalmente dos *custos de transmissão* de energia aos centros de carga.

Por razões óbvias, não é técnica nem economicamente viável construir sistemas de transmissão dedicados a cada par geração-demanda. Portanto, torna-se necessário criar regras que permitam, de forma justa, que todos os agentes do sistema utilizem o sistema de transmissão. Em outras palavras, considera-se que a rede de transmissão já não é um componente de uma empresa verticalizada, como no antigo modelo, mas sim um serviço ao qual geradores e consumidores têm livre acesso. Muitos países

separaram os serviços de geração e transmissão criando uma empresa de transmissão regulada [3], como por exemplo o *National Grid* no Reino Unido, a *Red Española* na Espanha e a *Transener* na Argentina.

Os custos do serviço de transmissão são cobrados de geradores e consumidores através de *tarifas de transmissão*. Além de remunerar os custos de investimento e manutenção da rede, estas tarifas devem fornecer sinais econômicos eficientes (sinais locais) devendo, portanto, incentivar os agentes privados a construírem suas usinas em locais que levem à melhor utilização global do sistema geração-transmissão.

O cálculo das tarifas de transmissão nos países desenvolvidos como Estados Unidos e Inglaterra tem priorizado garantir a remuneração do sistema existente, sem a ênfase necessária à eficiência econômica do sinal local fornecido. Isto parece razoável, pois o valor dos ativos existentes excede muito ao dos futuros reforços. Aliado a isto, dado que muitos países têm base térmica, os custos de investimento em geração e de operação das usinas são relativamente maiores do que os custos de transmissão. Portanto os sinais econômicos têm pouco impacto nas decisões de localização dos geradores.

Entretanto, a situação oposta ocorre nos países em desenvolvimento como Brasil e China, onde há um rápido crescimento da demanda e que, em muitos casos, se fazem necessários grandes investimentos na transmissão de maneira a conectar novos geradores ao sistema (por exemplo, hidroelétricas distantes) como também melhorar a confiabilidade do suprimento. À medida que estes países contarem com um investimento competitivo em geração, sinais nas tarifas de transmissão podem desempenhar um papel importante em induzir estas decisões à maneira mais favorável para o sistema.

Este trabalho apresenta três metodologias para o cálculo de tarifas de uso do sistema de transmissão e os resultados obtidos pela aplicação no sistema brasileiro.

1.2 Princípios da Tarifa de Transmissão

São apresentados a seguir os princípios filisóficos mais importantes que devem estar presentes nas tarifas de transmissão.

1.2.1 Permitir novos investimentos

Este princípio tem como objetivo assegurar que não sejam cobradas tarifas maiores para os novos usuários. Adicionalmente, é desejável que as tarifas sejam suficientemente estáveis e previsíveis, de maneira que os novos agentes possam cumprir suas dívidas com o retorno adequado do capital investido.

1.2.2 Remunerar adequadamente o sistema de transmissão

As tarifas de transmissão são a única fonte de renda dos agentes do sistema de transmissão e devem suprir todos os custos de operação e manutenção deste serviço, além de garantir uma rentabilidade adequada.

1.2.3 Incentivar a eficiência da transmissão de energia

É de fundamental importância que as tarifas de transmissão promovam um serviço de transmissão de energia economicamente confiável.

Para cumprir este objetivo, as tarifas devem incentivar a eficiência da expansão, operação e manutenção do sistema. Da mesma forma, devem contribuir para sua qualidade, segurança e economia. Para que todos estes requisitos sejam cumpridos, é desejável um único coordenador para o sistema, que deve participar na gestão das restrições, perdas e serviços complementares.

1.2.4 Incentivar geradores e demandas

A estrutura de tarifas deve revelar os custos inerentes à rede, de maneira que estes possam tomar suas decisões baseadas nestes custos. Se calculadas de forma a garantir este princípio, favorecem às decisões corretas dos investidores em geração para a retirada de usinas ineficientes e obsoletas do sistema assim como a localização ótima das novas centrais.

1.2.5 Ser conceitualmente simples e de fácil aplicação

As tarifas devem ser conceitualmente simples e transparentes aos usuários da rede, permitindo que todos possam estimar os custos de forma ágil e direta. Portanto, a metodologia deve ser de fácil entendimento para todos.

1.2.6 Ser consistentes com as demais tarifas

As tarifas devem ser coerentes em todos os segmentos do sistema - transmissão, sub-transmissão e distribuição.

1.2.7 Não discriminação

Este princípio se aplica de forma a impedir que hajam preferências entre usuários novos e existentes. Isto implica que novos usuários não devem ser penalizados com tarifas maiores às aplicadas aos usuários existentes. Esta medida facilita a expansão do sistema de geração, imprescindível para garantir o atendimento da demanda, principalmente em países em desenvolvimento.

1.3 Requisitos para Alocação de Custos

É intuitivo que o custo do serviço de transmissão z , quando desenvolvido em conjunto, é menor do que a soma dos custos caso cada agente ou grupos de agentes investissem separadamente na construção de redes de transmissão próprias. Em outras palavras, o desenvolvimento conjunto do sistema se mostra economicamente eficiente.

A principal questão consiste em como alocar, de maneira eficiente e justa, os custos deste serviço entre os agentes participantes. Esta alocação deve cumprir diversos requisitos, como:

- **Recuperação dos custos** - a soma dos custos alocados deve ser igual ao custo total do serviço de transmissão;
- **Estabilidade** - cada participante/membro do serviço integrado deve ter encargos menores do que se participasse de outro serviço isoladamente ou em conjunto com qualquer combinação de agentes. Em outras palavras, não deve haver nenhum incentivo para que algum agente decida não participar do serviço integrado. Este requisito é baseado na teoria dos jogos cooperativos e é essencial em um ambiente desregulado, onde a operação e planejamento do sistema são constantemente negociados;
- **Comparabilidade** - dois agentes similares, como dois geradores conectados à mesma barra, devem pagar o mesmo custo unitário pelo serviço.

1.4 Descrição do Trabalho

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica de uma metodologia baseada em custos marginais de longo prazo, denominada metodologia Nodal, assim como sua descrição e principais aspectos.

O capítulo 3 trata da metodologia atualmente em vigor no Brasil, que emprega uma técnica derivada da metodologia Nodal.

O capítulo 4 apresenta o princípio da proporcionalidade, base para o método de Participações Médias. Apresenta também as duas abordagens realizadas neste trabalho quanto à sua implementação.

O capítulo 5 trata da aplicação e resultados das metodologias apresentadas nos capítulos 3 e 4, aplicadas no sistema brasileiro.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as considerações finais sobre o trabalho e algumas propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Metodologia Nodal

2.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a metodologia Nodal para o cálculo de tarifas de transmissão [4]. Primeiramente, é formulado de maneira simplificada um problema de otimização para a expansão do sistema de transmissão e é mostrada sua relação com o custo marginal de longo prazo (CMLP). Em seguida, é apresentada a formulação da metodologia nodal sob o ponto de vista do fluxo de potência linear.

2.2 Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão

Suponha que um grupo de agentes composto de geradores e demandas decidam desenvolver em conjunto um serviço de transmissão que inclui a compra dos direitos de passagem das linhas, construção de circuitos, etc., como ilustrado esquematicamente na figura 2.1. O objetivo do grupo é minimizar os custos de transporte de energia desde o ponto de produção até o ponto de consumo, observando restrições operativas tais como limites de fluxos nos circuitos, limites de tensão, estabilidade, confiabilidade, etc.

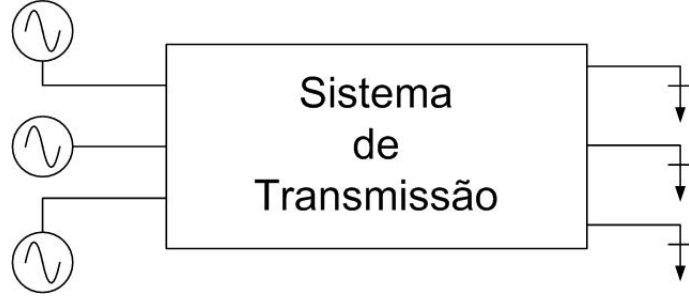


Figura 2.1: Desenvolvimento de um Sistema de Transmissão

Matematicamente, o desenvolvimento de um sistema de transmissão pode ser formulado como um problema de planejamento a mínimo custo, descrito pelo conjunto de equações 2.1.

$$z = \min \sum_{i=1}^M C_i^t y_i \quad (2.1a)$$

$$\text{s/a} \quad S\underline{f} = \underline{g} - \underline{d} \quad \underline{\tilde{\pi}} \quad (2.1b)$$

$$\underline{f} - \gamma(y) S^t \underline{\theta} = 0 \quad (2.1c)$$

$$|f_i| \leq \overline{f_i} y_i \quad i = 1, \dots, M \quad (2.1d)$$

$$y_i \in \{0, 1\} \quad i = 1, \dots, M \quad (2.1e)$$

onde

M número de circuitos

C_i^t custo de investimento na construção do circuito no percurso i

S matriz de incidência barra-circuito

$\underline{f}$ vetor de fluxos nos circuitos

$\underline{g}$ vetor de geração por barra

$\underline{d}$ vetor de demanda por barra

$\underline{\tilde{\pi}}$ vetor dos multiplicadores de Lagrange associados à restrição de balanço de potência por barra

y_i variável binária que indica a decisão pela construção do circuito i

$\gamma(y)$ matriz diagonal de susceptâncias por linha

$\underline{\theta}$ vetor de ângulos por barra

A descrição detalhada para a montagem da matriz de incidência S encontra-se

em A.9.

As restrições 2.1b e 2.1c representam, respectivamente, a primeira e a segunda leis de Kirchhoff, conforme descrito com detalhes nas seções A.3.1 e A.3.2. Note que a matriz de susceptâncias γ depende da variável y (circuitos não construídos tem susceptância igual a zero), e é então representada como $\gamma(y)$.

Finalmente, a restrição 2.1d representa o limite de capacidade de fluxo ($\bar{f}_i$) nos circuitos selecionados para construção, de acordo com a variável binária y_i .

2.3 Simplificação do Problema de Expansão da Transmissão

De maneira a simplificar o problema descrito no conjunto de equações 2.1, assume-se que as variáveis de decisão y podem variar continuamente, ou seja, é possível a construção de apenas uma fração da capacidade dos circuitos. Além disso, considera-se que a matriz de susceptâncias γ não depende de y , isto é, a topologia da rede é fixa. Estas simplificações resultam no problema aproximado, conforme as equações 2.2.

$$z = \min \sum_{i=1}^M C_i^t y_i \quad (2.2a)$$

$$\text{s/a} \quad S\underline{f} = \underline{g} - \underline{d} \quad \tilde{\pi} \quad (2.2b)$$

$$\underline{f} - \gamma S^t \underline{\theta} = 0 \quad (2.2c)$$

$$|f_i| \leq \bar{f}_i y_i \quad i = 1, \dots, M \quad (2.2d)$$

$$y_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, M \quad (2.2e)$$

2.4 Tarifa Nodal e Custo Marginal de Longo Prazo

A tarifa nodal de transmissão procura refletir a variação do custo de expansão resultante do aumento na capacidade de geração de cada barra, isto é, deve corresponder ao custo marginal de longo prazo do sistema. Dado que o despacho de geração é pré-fixado, isso equivale a calcular a variação do custo de expansão com relação ao aumento de injeção de potência em cada barra, conforme a equação 2.3.

$$\tilde{\pi}_j = \frac{\partial z}{\partial g_j} \quad j = 1, \dots, N \quad (2.3)$$

onde

N número de barras

$\tilde{\pi}_j$ CMLP, ou seja, o custo nodal da barra j

No caso de expansão da transmissão, o CMLP corresponde ao vetor de multiplicadores de Lagrange $\tilde{\pi}$ associados às restrições de balanço de potência da solução ótima do problema de programação linear descrito no conjunto de equações 2.2.

Neste caso, pode-se demonstrar que as tarifas de transmissão ($\tilde{\pi}_j$) cobrem exatamente os custos do serviço de transmissão, ou seja:

$$z = \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j (g_j - d_j) \quad (2.4)$$

2.5 Solução do Problema de Expansão Simplificado

É possível resolver o problema de expansão aproximado diretamente, isto é, sem utilizar algoritmos de otimização. Como detalhado na seção A.3.3, os fluxos nos circuitos se relacionam diretamente com a geração e a demanda em cada barra.

$$\underline{f} = \beta(\underline{g} - \underline{d})$$

onde β é matriz de sensibilidade, de dimensão $M \times N$, que relaciona a variação no fluxo de cada circuito em relação à variação na injeção de potência em cada barra. Sua descrição detalhada encontra-se na seção A.3.3.

Dado que, no modelo de expansão, o vetor de geração e demanda são conhecidos *a priori*, a solução mais econômica seria construir linhas que possuíssem a capacidade para transmitir exatamente os seus fluxos.

$$\bar{f}_i y_i = f_i = \sum_{j=1}^N \beta_{ij}(g_j - d_j) \quad i = 1, \dots, M \quad (2.5)$$

Substituindo a variável y_i na equação 2.2a pelo seu valor na equação 2.5, tem-se:

$$z = \sum_{i=1}^M \frac{C_i^t}{\bar{f}_i} \left(\sum_{j=1}^N \beta_{ij}(g_j - d_j) \right) = \sum_{i=1}^M c_i \left(\sum_{j=1}^N \beta_{ij}(g_j - d_j) \right) \quad (2.6)$$

onde c_i é o custo unitário do circuito i , em \$/MW.

A equação 2.6 mostra que a solução ótima pode ser obtida diretamente a partir do conhecimento dos custos e das capacidades das linhas, dos fatores de sensibilidade β_{ij} e dos vetores de geração e demanda.

O custo da barra j é dado pela derivada do custo de transmissão z com relação a um incremento de geração g_i , de acordo com a equação 2.3. A partir da equação 2.5 observa-se que a demanda também varia para compensar a variação na geração. Portanto, é necessário definir uma *barra de referência* para o sistema. Caso a barra r seja selecionada como barra referência, sua demanda será escrita como função das gerações e demandas das demais barras, de acordo com a equação 2.7.

$$d_r = \sum_{j=1}^N g_j - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq r}}^N d_k \quad (2.7)$$

A partir das equações 2.6 e 2.7, observa-se que g_j aparece duas vezes na expressão do cálculo do fluxo de cada circuito i : a primeira associado à barra de geração j , com coeficiente β_{ij} ; e a segunda associado à barra de referência r , com coeficiente $-\beta_{ir}$. Conclui-se, portanto, que:

$$\tilde{\pi}_j = \frac{\partial z}{\partial g_j} = \sum_{i=1}^M c_i(\beta_{ij} - \beta_{ir}) \quad j = 1, \dots, N \quad (2.8)$$

Ou seja, a equação 2.8 revela que a tarifa de transmissão nodal pode ser calculada diretamente a partir da diferença entre os coeficientes de sensibilidade da barra de injeção, j , e da barra de referência, r . Portanto, as tarifas resultantes dependem fortemente da escolha da barra de referência.

2.6 Mudança da Barra de Referência

A partir da equação 2.8, pode-se concluir que a mudança na escolha da barra de referência tem o efeito de acrescentar um valor constante a todas as tarifas [5], conforme demonstrado em 2.9.

$$\begin{aligned} T_z &= \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j(g_j - d_j) \\ T_{z\Delta} &= \sum_{j=1}^N (\tilde{\pi}_j + \Delta)(g_j - d_j) = \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j(g_j - d_j) + \Delta \underbrace{\sum_{j=1}^N (g_j - d_j)}_0 \\ T_{z\Delta} &= \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j(g_j - d_j) \\ T_{z\Delta} &= T_z \end{aligned} \quad (2.9)$$

Se ao invés da barra r , fosse escolhida a barra q , a constante acrescida seria:

$$\Delta = \sum_{i=1}^M c_i(\beta_{ir} - \beta_{iq}) \quad (2.10)$$

onde Δ é a constante que deve ser adicionada às tarifas para refletir a mudança da barra de referência. Pode-se ainda concluir que, uma mudança na escolha da barra de referência do sistema, afeta somente o valor absoluto das tarifas, mas preserva a diferença relativa entre elas.

2.7 Alocação entre Geração e Demanda

Como pôde ser observado na equação 2.9, a receita total não varia com a mudança na escolha da barra de referência. Entretanto, a proporção de custos alocada entre geradores e cargas é alterada. Como critério de divisão destes custos, países como Inglaterra e Brasil definiram esta proporção em 50%.

Na prática, a alteração desta proporção não é feita a partir da determinação de uma barra de referência que atenda este critério, mesmo porque é possível que não exista uma barra adequada. Na prática, este problema é contornado definindo-se uma barra de referência *virtual*, calculada a partir da adição de um valor constante α às tarifas de todos os agentes, de maneira a obter a proporção desejada. O desenvolvimento 2.11 demonstra este fato.

$$\begin{aligned}
 P^g &= \sigma(P^g + P^d) \\
 P^g &= \frac{\sigma}{(1 - \sigma)} P^d \\
 P^g &= \kappa P^d \\
 \sum_{j=1}^N (\tilde{\pi}_j + \alpha) g_j &= \kappa \sum_{j=1}^N -(\tilde{\pi}_j + \alpha) d_j \\
 \alpha \left(\sum_{j=1}^N g_j + \kappa \sum_{j=1}^N d_j \right) &= - \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j g_j - \kappa \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j d_j \\
 \alpha &= - \frac{\sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j g_j + \kappa \sum_{j=1}^N \tilde{\pi}_j d_j}{\sum_{j=1}^N g_j + \kappa \sum_{j=1}^N d_j} \tag{2.11}
 \end{aligned}$$

onde

- P^g pagamento total da geração
- P^d pagamento total da demanda
- σ proporção dos encargos da geração
- κ razão entre pagamento da geração e pagamento da demanda, $\kappa = \frac{P^g}{P^d} = \frac{\sigma}{(1-\sigma)}$
- α parcela de deslocamento para a barra de referência virtual

Vale ressaltar o fato de que, mesmo após a aplicação da parcela α a tarifa nodal se mantém simétrica, ou seja, a tarifa de geração e a de demanda de uma mesma barra possuem sinais opostos ($\tilde{\pi}_j^g = -\tilde{\pi}_j^d = \tilde{\pi}_j$).

2.8 Parcela Locacional

Portanto, a tarifa Nodal associada aos agentes será a soma da tarifa calculada com base em uma barra de referência qualquer e a parcela de ajuste da alocação dos custos entre geradores e consumidores (α), como mostra a equação 2.12.

$$\bar{\pi}_j = \tilde{\pi}_j + \alpha \quad j = 1, \dots, N \quad (2.12)$$

2.9 Parcela de Ajuste

Como a rede de transmissão existente não foi construída segundo os critérios estabelecidos no desenvolvimento da metodologia, esta não recupera a receita total de transmissão. Isto se deve ao fato de que os fluxos estabelecidos pelo despacho de potência são sempre menores do que a capacidade nominal dos circuitos.

Portanto, com o objetivo de recuperar os encargos necessários para a remuneração da rede de transmissão, é adicionada à tarifa de cada barra uma parcela de ajuste conhecida como *parcela selo* (“*postage stamp*”).

Esta parcela é calculada de acordo com a equação 2.13.

$$\pi^{aj} = \frac{RR - \sum_{i=1}^N (\pi_i^g g_i + \pi_i^d d_i)}{\sum_{i=1}^N (g_i + d_i)} \quad (2.13)$$

onde

π^{aj} parcela de ajuste (selo) para todas as barras do sistema

π_i^g tarifa de geração na barra i

π_i^d tarifa de demanda na barra i

RR receita total requerida

2.10 Tarifa Final

A tarifa final resultante do método nodal é dada pela soma da parcela locacional mais a parcela de ajuste, conforme 2.14.

$$\pi_j = \bar{\pi}_j + \pi^{aj} \quad (2.14)$$

2.11 Exemplo

De maneira a melhor ilustrar a metodologia Nodal, será apresentada a solução detalhada para o sistema exemplo mostrado na figura 2.2 composto por:

- 4 barras
- 5 linhas de transmissão
- 2 geradores
- 2 demandas

Os dados dos circuitos encontram-se na tabela 2.1 e seus respectivos fluxos, obtidos através da solução de um fluxo de potência linear, na tabela 2.2. Não são consideradas perdas e, portanto, o valor da resistência em todos os circuitos é nulo.

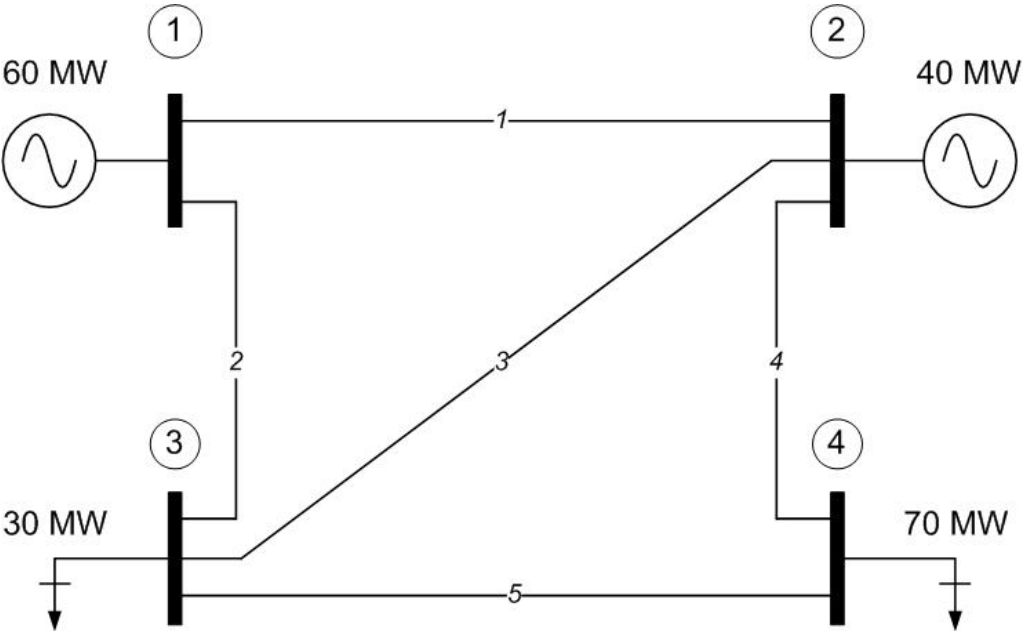


Figura 2.2: Sistema exemplo de 4 barras

Tabela 2.1: Dados dos Circuitos

Circuito	Barra Origem	Barra Destino	Reatância [%]	Custo [\$/MW]
1	1	2	10.0	10.0
2	1	3	10.0	10.0
3	2	3	10.0	10.0
4	2	4	10.0	10.0
5	3	4	10.0	10.0

Tabela 2.2: Fluxos nos Circuitos

Circuito	Barra Origem	Barra Destino	Fluxo [MW]	Capacidade [MW]
1	1	2	21.25	50.0
2	1	3	38.75	60.0
3	2	3	17.50	80.0
4	2	4	43.75	100.0
5	3	4	26.25	25.0

A receita total requerida é dada pelo somatório dos custos totais de cada circuito. O custo total é dado pelo produto do custo unitário e a capacidade máxima dos circuitos. Portanto, temos que a receita total é dada por

$$\begin{aligned}
 RR &= \sum_{j=1}^5 c_j \bar{f}_j \\
 &= 10 \times 50 + 10 \times 60 + 10 \times 80 + 10 \times 100 + 10 \times 25 \\
 RR &= \$3150
 \end{aligned} \tag{2.15}$$

A partir da topologia do sistema, é possível montar a matriz de incidência S como na equação 2.16.

$$S = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \end{pmatrix} \tag{2.16}$$

A matriz diagonal com as susceptâncias dos circuitos γ é dada, em pu , pela equação 2.17.

$$\gamma = \begin{pmatrix} 10. & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10. & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10. & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10. & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 10. \end{pmatrix} \tag{2.17}$$

A partir das equações 2.16 e 2.17 calcula-se a matriz de admitância nodal B , de acordo com a equação 2.18.

$$B = S\gamma S^t = \begin{pmatrix} 2. & -1. & -1. & 0 \\ -1. & 3. & -1. & -1. \\ -1. & -1. & 3. & -1. \\ 0 & -1. & -1. & 2. \end{pmatrix} \tag{2.18}$$

Adotando a barra 2 como barra de referência do sistema, obtém-se a matriz $\tilde{S}$, que corresponde à matriz S excluída a linha referente a barra de referência, e a matriz $\tilde{B}$, que corresponde à matriz B excluída a linha e a coluna referentes à barra de referência. Deste modo, a matriz $\tilde{\beta}$ reduzida, correspondente a matriz de fatores de sensibilidade de fluxo, pode ser calculada de acordo com a equação 2.19.

$$\tilde{\beta} = \gamma \tilde{S}^t \tilde{B} \quad (2.19)$$

A matriz β indica a variação ocorrida no fluxo de cada linha do sistema correspondente à injeção de 1 MW em uma determinada barra do sistema. A coluna de zeros correspondente à barra de referência na equação 2.20 indica que qualquer MW adicional injetado ou retirado nesta barra não afetará os fluxos nos circuitos do sistema, o que de fato ocorre, uma vez que o balanço de potência é feito nesta barra.

$$\beta = \begin{pmatrix} 0.6250 & 0 & 0.2500 & 0.1250 \\ 0.3750 & 0 & -0.2500 & -0.1250 \\ -0.2500 & 0 & -0.5000 & -0.2500 \\ -0.1250 & 0 & -0.2500 & -0.6250 \\ 0.1250 & 0 & 0.2500 & -0.3750 \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

As tarifas de transmissão por barra podem ser calculadas, resultando em 2.21.

$$\tilde{\pi} = \begin{bmatrix} 7.5 \\ 0 \\ -5.0 \\ -12.5 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Utilizando um critério de igual repartição dos custos entres geradores e demandas, ou seja, $\sigma = 50\%$, a parcela de deslocamento para a barra de referência virtual

pode ser calculada de acordo com a equação 2.11. Assim, obtém-se:

$$\alpha = 2.8750 \quad (2.22)$$

Para obtenção da parcela locacional, adiciona-se este valor às tarifas calculadas. O resultado pode ser observado na tabela 2.3.

Tabela 2.3: Parcela Locacional para o exemplo de 4 barras

Número da Barra	Parcela Locacional	
	Geração	Carga
1	10.3750	-10.3750
2	2.8750	-2.8750
3	2.1250	-2.1250
4	-9.6250	9.6250

A receita total arrecadada com a aplicação desta tarifa é \$ 1475, menor que a receita requerida. Portanto, é aplicada a parcela de selo.

$$\pi^{aj} = 8.3750 \quad (2.23)$$

Desta maneira, a tarifa final é dada de acordo com a tabela 2.4.

Tabela 2.4: Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Metodologia Nodal

Número da Barra	Tarifa Final	
	Geração	Carga
1	18.7500	-2.0000
2	11.2500	5.5000
3	6.2500	10.5000
4	-1.2500	18.0000

Capítulo 3

Metodologia Aplicada no Brasil

3.1 Introdução

A metodologia de cálculo das tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST, adotada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e aplicada no sistema brasileiro, regulamentada de acordo com a Resolução 281/1999, é baseada em custos marginais de longo prazo tratando-se, portanto, de um variante do método Nodal com algumas particularidades.

As principais diferenças em relação à metodologia Nodal são descritas a seguir [6].

3.2 Topologia da Rede

O primeiro aspecto a ser considerado na questão de tarifas de distribuição é a definição das fronteiras entre transmissão, sub-transmissão e distribuição. No Brasil, essa definição é feita com base nos níveis de tensão. A rede de transmissão, também conhecida como *Rede Básica*, compreende todos os circuitos e transformadores com tensões maiores ou iguais a 230 kV.

É importante ressaltar que os transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 KV, independente da tensão primária, não pertencem à Rede Básica,

exceto em casos especiais. Além disso, as instalações de transmissão para interligações internacionais, bem como as instalações de uso exclusivo em caráter particular, também não pertencem à mesma. Em casos excepcionais, a critério da ANEEL e por proposição do ONS, alguns equipamentos podem ser incluídos se considerados relevantes para a operação desta rede.

3.3 Despacho de Referência

Para o estabelecimento das tarifas do uso do sistema de transmissão, a metodologia considera um despacho único, denominado “despacho proporcional” que é efetuado dentro de cada submercado do sistema interligado (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte) de acordo com os seguintes critérios:

- O despacho de cada usina é calculado proporcionalmente à sua potência disponível de forma que a soma dos despachos das usinas de um submercado atenda à demanda e às perdas deste submercado.
- O limite superior de geração das usinas não pode ser superior à potência máxima disponível informada pelos geradores;
- Na ocorrência de déficit em algum submercado, ou seja, no caso de a soma das potências disponíveis de todos os seus geradores ser inferior ao seu total de cargas mais perdas, então torna-se necessário que este déficit seja suprido por outros submercados vizinhos que possuam folga suficiente. Nestes casos são escolhidos, dentre os submercados vizinhos, aqueles com maior folga, até que todo o déficit seja atendido.

3.4 Demanda

A demanda utilizada para a realização do cálculo das tarifas é a demanda de ponta. Esta escolha busca reproduzir o estado operativo de maior utilização da rede de transmissão.

3.5 Custo Padrão

Para o cálculo do custo nodal de cada barra, é necessário estabelecer o custo unitário de cada elemento da Rede Básica. Tal custo baseia-se no custo de reposição de um equipamento similar. Assim, os custo de reposição das linhas e transformadores são estimados usando custos padronizados (média nacional) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento e níveis de tensão das linhas de transmissão, relação de transformação e potência dos transformadores.

A ANEEL optou por uniformizar os custos em cada nível de tensão, adotando-se valores médios para todas as instalações, baseados na configuração mais usual.

$$C_i^t = C_i^e + C_i^d + C_i^p$$

onde

C_i^e custo do equipamento i , em R\$

C_i^d custo do vão de uma extremidade do equipamento i , em R\$

C_i^p custo do vão da outra extremidade do equipamento i , em R\$

C_i^t custo total do equipamento i , em R\$

3.6 Custos dos Equipamentos da Rede Básica

Para a obtenção dos custos anualizados dos circuitos, transformadores e outros equipamentos da Rede Básica, é aplicada uma divisão da receita permitida em proporção aos custos totais dos equipamentos.

O custo total rateado é definido da seguinte maneira:

$$C_i^r = \frac{C_i^t}{\sum_{j=1}^M C_j^t} RAP$$

onde

C_i^r	custo total rateado do equipamento i , em R\$
RAP	Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão, em R\$
M	número total de circuitos

A partir deste custo, é calculado o custo unitário de cada equipamento.

$$c_i = \frac{C_i^r}{Cap_i}$$

onde

c_i	custo unitário do equipamento i , em R\$/MW.ano
Cap_i	capacidade do equipamento i

3.7 Parcela Locacional

No cálculo da tarifa, o fluxo de cada circuito é ponderado por seu fator F_i^p , proporcional ao seu carregamento. A tarifa pode ser expressa como

$$\bar{\pi}_j = \sum_{i=1}^M c_i (\beta_{ij} - \beta_{ir}) F_i^p \quad (3.1)$$

Este fator de ponderação F_i^p é função do nível de carregamento do circuito i e assume o valor *nulo* se o fluxo de potência estiver abaixo de um percentual mínimo e o valor *unitário* se estiver acima de um limite máximo informado. Caso o fluxo esteja entre os limites mínimo e máximo, o valor de F_i^p é obtido através de uma interpolação linear, resultando em um valor entre zero e um, de acordo com a figura 3.1.

Os valores desta curva são definidos anualmente pela Aneel e atualmente são utilizados os seguintes valores:

geradores	carregamento mínimo	=	0%
	carregamento máximo	=	100%
consumidores	carregamento mínimo	=	0%
	carregamento máximo	=	100%

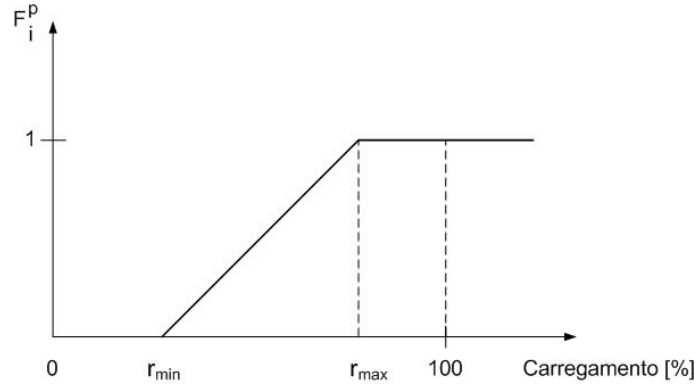


Figura 3.1: Fator de Ponderação

O objetivo principal da aplicação do fator de ponderação é a atenuação da participação das linhas com baixo carregamento no valor final da tarifa. O sentido dos fluxos nos circuitos de interligação entre submercados é variável e fortemente dependente das condições hidrológicas, podendo afetar consideravelmente o valor das tarifas. O fator de ponderação tem como objetivo a redução dos fluxos destes circuitos, buscando diminuir a volatilidade das tarifas entre ciclos tarifários, sem a perda completa do sinal locacional. Para estes tipos de circuitos é desejável que o ônus tarifário por seu uso, calculado pelo método tarifário, seja reduzido, deixando que a maior parte da recuperação dos seus custos seja feita por uma parcela de ajuste denominada *parcela de selo*.

3.8 Parcela de Ajuste

A parcela de ajuste é calculada de forma distinta para geradores e consumidores.

No caso da geração, esta parcela é calculada conforme a equação 3.2.

$$\pi^{aj\ g} = \frac{RR^g - \sum_{j=1}^N \bar{\pi}_j \bar{g}_j}{\sum_{j=1}^N \bar{g}_j} \quad (3.2)$$

onde

- RR^g valor da receita anual a ser paga pelos geradores, atualmente 50% da receita total
- $\bar{\pi}_j$ parcela locacional da barra j
- $\bar{g}_j$ capacidade instalada de geração da barra j
- N número de barras

De maneira análoga, a parcela de ajuste dos consumidores é calculada de acordo com a equação 3.3.

$$\pi^{aj\ d} = \frac{RR^d - \sum_{j=1}^N \bar{\pi}_j \bar{d}_j}{\sum_{j=1}^N \bar{d}_j} \quad (3.3)$$

onde

- RR^d valor da receita anual a ser paga pelos consumidores, atualmente 50% da receita total
- $\bar{\pi}_j$ parcela locacional da barra j
- $\bar{d}_j$ demanda máxima da barra j
- N número de barras

3.9 Tarifa Final

A tarifa final, TUST, atribuída aos agentes é dada pela soma das parcelas locacional e de ajuste.

$$\pi_j^g = \bar{\pi}_j + \pi^{aj\ g} \quad (3.4)$$

$$\pi_j^d = \bar{\pi}_j + \pi^{aj\ d} \quad (3.5)$$

3.10 Exemplo

Para ilustrar esta metodologia, será apresentado o cálculo das tarifas para o exemplo da seção 2.11. A diferença entre as metodologias consiste na utilização dos fatores de ponderação.

O procedimento é realizado de maneira semelhante até a obtenção da matriz de sensibilidade β . São calculado os níveis de carregamento dos circuitos e os respectivos fatores de ponderação, de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Nível de carregamento dos circuitos para o exemplo de 4 barras

Número do Circuito	Nível de Carregamento	Fator de Ponderação
1	0.4250	0.4250
2	0.6458	0.6458
3	0.2187	0.2187
4	0.4375	0.4375
5	1.0500	1.0000

As tarifas de transmissão são calculadas, resultando em 3.6.

$$\tilde{\pi} = \begin{bmatrix} 5.2344 \\ 0 \\ -0.2396 \\ -7.3073 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Utilizando um critério de igual repartição dos custos entres geradores e demandas, ou seja, $\sigma = 50\%$, a parcela de deslocamento para a barra de referência virtual pode ser calculada de acordo com a equação 2.11. Assim, obtém-se:

$$\alpha = 1.0232 \quad (3.7)$$

Para obtenção da parcela locacional, adiciona-se este valor às tarifas calculadas. O resultado pode ser observado na tabela 3.2.

Tabela 3.2: Parcela Locacional com fatores de atenuação para o exemplo de 4 barras

Número da Barra	Parcela Locacional	
	Geração	Carga
1	6.2576	-6.2576
2	1.0232	-1.0232
3	0.7836	-0.7836
4	-6.2841	6.2841

A receita total arrecadada com a aplicação desta tarifa é \$ 832.76, menor que a receita requerida. Portanto, é aplicada a parcela de selo, que neste caso é igual para geração e demanda.

$$\pi^{aj\ g} = \pi^{aj\ d} = 11.5862 \quad (3.8)$$

Desta maneira, a tarifa final é dada de acordo com a tabela 3.3.

Tabela 3.3: Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Metodologia Aneel

Número da Barra	Tarifa Final	
	Geração	Carga
1	17.8438	5.3286
2	12.6094	10.5630
3	12.3698	10.8026
4	5.3021	17.8703

Capítulo 4

Método de Participações Médias

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta o método de Participações Médias que procura identificar os “caminhos” por onde se distribuem os fluxos de potência na rede de transmissão. Este método emprega técnicas genéricas para a solução do problema de transporte e, de acordo com a topologia e a distribuição dos fluxos na rede, atribui custos pela utilização dos recursos disponíveis.

O objetivo principal do método de Participações Médias é determinar a responsabilidade percentual, referida como “participação”, de cada gerador e demanda no fluxo de cada uma das linhas de transmissão do sistema elétrico.

Determinadas as participações, as tarifas nodais de transmissão podem ser facilmente calculadas ponderando-se os custos de cada um dos elementos do sistema, em geral circuitos, e atribuindo-os ao conjunto de geradores de cada barra. O mesmo procedimento é aplicado à demanda, também responsável pelo pagamento de uma determinada parcela dos custos de utilização do sistema.

4.2 Premissas

A rede de transmissão é composta por N barras e M conexões (linhas de transmissão, transformadores, elos CC, etc), N_g produtores (geradores ou injeções equivalentes) e N_d consumidores (cargas ou injeções equivalentes) e deve estar completamente interconectada.

O requisito principal para a aplicação da metodologia é que os fluxos de potência do sistema respeitem a Primeira Lei de Kirchhoff conforme a equação A.7.

Em síntese, esta metodologia pode ser empregada utilizando de fluxos de potência ativa e reativa considerando inclusive perdas na transmissão (conforme indicado na seção 4.4).

4.3 Princípio da Proporcionalidade

A idéia principal da metodologia está baseada no *princípio da proporcionalidade* assumindo que todas as barras da rede atuam como “misturadores” perfeitos dos fluxos injetados. Desta maneira é impossível distinguir exatamente a origem e o destino de um determinado elétron.

Este princípio é ilustrado na figura 4.1. Neste exemplo existem quatro linhas conectadas à barra i , duas nas quais os fluxos incidem e duas nas quais os fluxos divergem da barra.

A potência incidente¹ na barra i é

$$P_i = 40 + 60 = 100 \text{ MW}$$

dos quais 40% chegam através da linha $j - i$ e 60% da linha $k - i$.

¹potência total injetada em uma barra por geradores, linhas de transmissão ou injeções equivalentes

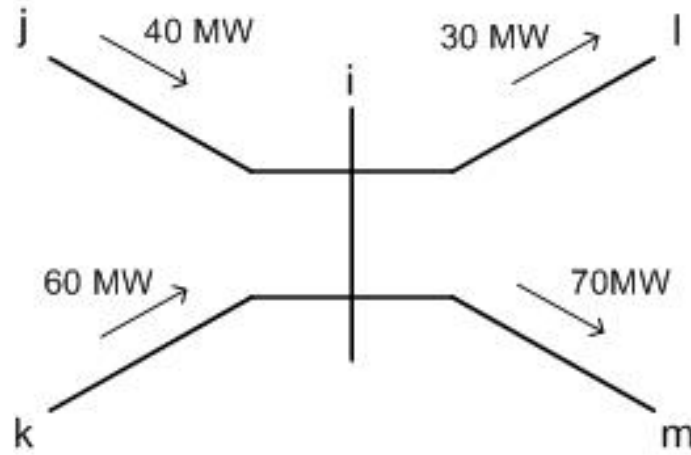


Figura 4.1: Princípio da Proporcionalidade

Neste caso, a potência divergente² na barra i é igual à incidente e definida como

$$P_d = 70 + 30 = 100 \text{ MW}$$

Como não há distinção entre as unidades de fluxo que saem pelas linhas $i - m$ e $i - l$, e estas grandezas dependem apenas da magnitude e ângulo da tensão nas barras e das impedâncias das linhas, é razoável assumir que cada MW que sai da barra i tem a mesma proporção dos que chegam a esta barra. Portanto, dos 70 MW que saem pela linha $i - m$, temos que

$$70 \frac{40}{100} = 28 \text{ MW}$$

chegam através da linha $j - i$ e

$$70 \frac{60}{100} = 42 \text{ MW}$$

através da linha $k - i$. Da mesma maneira, dos 30 MW que saem pela linha $i - l$,

$$30 \frac{40}{100} = 12 \text{ MW}$$

têm origem na linha $j - i$ e

$$30 \frac{60}{100} = 18 \text{ MW}$$

na linha $k - i$.

Esta suposição de que é indistinguível o caminho tomado pelos fluxos que chegam a uma barra é de aceitação geral e adequada, não implicando portanto em qualquer discriminação entre geradores e demandas do sistema.

²potência total retirada de uma barra por cargas, linhas de transmissão ou injeções equivalentes

4.4 Identificando os Fluxos nas Linhas

A identificação dos fluxos nas linhas implica na determinação de como a potência injetada por cada gerador se distribui no sistema de transmissão. Para uma dada linha $i - j$, a superposição das parcelas de fluxo associadas a cada gerador corresponde ao fluxo total desta linha. De maneira análoga, é importante identificar a origem da potência requerida por cada demanda e como se distribue pela rede.

O algoritmo apresentado pode ser aplicado somente em casos em que os fluxos dos terminais emissor e receptor da linha são iguais em módulo, ou seja, quando não são consideradas as perdas na representação da rede elétrica.

Uma forma de contornar este problema é alocar as perdas nas barras terminais e considerar o fluxo médio das linhas, como descrito em [7].

O processo de solução é dividido em duas etapas:

- *Ponto de vista da geração* onde é calculado o balanço para linhas que injetam potência nas barras e;
- *Ponto de vista da demanda* onde é calculado o balanço para linhas que retiram potência das barras.

Como os algoritmos são simétricos, será apresentado apenas o algoritmo do *ponto de vista da geração*. Os dados requeridos são compostos da descrição da topologia da rede, da potência gerada³ em cada barra e dos fluxos nas linhas de transmissão. O mesmo algoritmo se aplica para a etapa do *ponto de vista da demanda*, bastando considerar os fluxos nas linhas com sentido invertido e a potência consumida⁴ ao invés da potência gerada.

³geradores ou injeções equivalentes

⁴cargas, motores ou injeções equivalentes

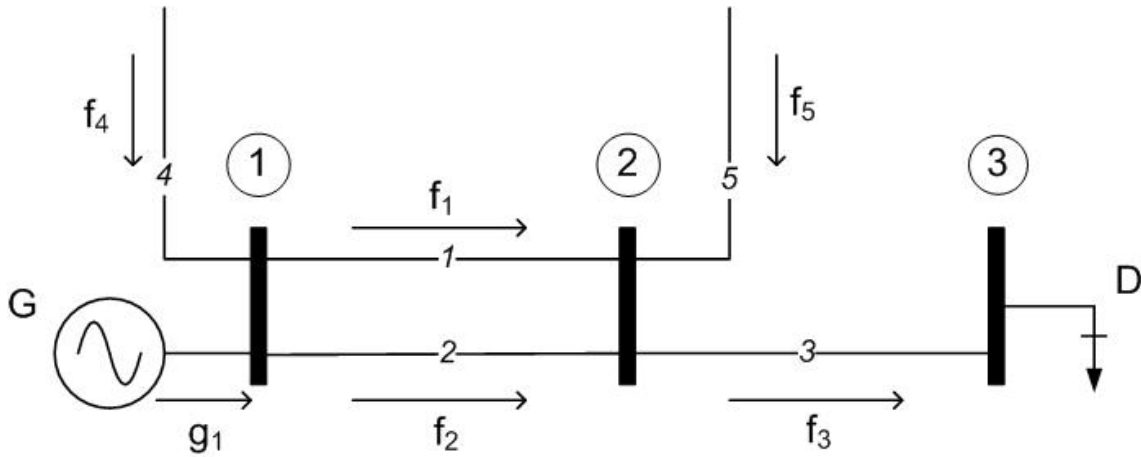


Figura 4.2: Participação indireta de um gerador no fluxo de um circuito não conectado à sua barra

4.5 Solução Iterativa

Esta seção apresenta uma primeira abordagem do processo de implementação do método de Participações Médias e é baseada puramente no princípio da proporcionalidade descrito na seção 4.3.

A idéia principal consiste em obter a participação percentual do fluxo injetado por cada gerador no fluxo de cada uma das linhas de transmissão do sistema. A participação do gerador conectado na barra i no fluxo de uma linha j , que não está diretamente conectado na barra i , pode ser obtida através do cálculo da participação acumulada ao longo do “caminho”, de acordo com o sentido dos fluxos nos circuitos da rede, entre o gerador e a barra da qual o circuito j retira potência.

A figura 4.2 mostra uma parte de um sistema de transmissão utilizado para ilustrar este princípio. Neste caso, temos que a participação do gerador conectado na barra 1 no fluxo do circuito 3, denotada como $\Gamma_{3,1}$, é calculada obtendo-se a participação do gerador na potência incidente na barra 1, $\Phi_{1,1}$ e a participação dos circuitos 1 e 2 na potência que chega na barra 2, denotada como $\tau_{1,2}$ e $\tau_{2,2}$ respectivamente. Este cálculo é mostrado no conjunto de equações 4.1.

$$\Phi_{1,1} = \frac{g_1}{g_1 + f_4} \quad (4.1a)$$

$$\tau_{1,2} = \frac{f_1}{f_1 + f_2 + f_5} \quad (4.1b)$$

$$\tau_{2,2} = \frac{f_2}{f_1 + f_2 + f_5} \quad (4.1c)$$

Logo, a participação do gerador conectado na barra 1 na potência que chega na barra 2 pode ser calculada como mostrado em 4.2.

$$\Phi_{2,1} = \Phi_{1,1}\tau_{1,2} + \Phi_{1,1}\tau_{2,2} \quad (4.2)$$

Portanto, o cálculo da participação de um gerador na potência total incidente em cada barra do sistema pode ser realizado indiretamente, conhecidos os caminhos entre os geradores e estas barras e os fluxos nas linhas, que podem ser obtidos através da solução de um fluxo de potência.

Calculada a participação de um gerador conectado na barra i em todas as barras do sistema, temos que, de acordo com o princípio de proporcionalidade, a sua participação no fluxo do circuito j é dada pela participação deste gerador na barra em que o circuito j retira potência.

Portanto, a participação do gerador conectado na barra 1 no fluxo do circuito 3 é dado por

$$\Gamma_{3,1} = \Phi_{2,1} \quad (4.3)$$

Desta maneira, é proposto como processo de solução um algoritmo capaz de “caminhar” pela rede de transmissão e realizar este cálculo iterativamente. A seguir, é apresentada a descrição do algoritmo.

- (i) Solucione o problema de fluxo de potência linearizado;
- (ii) Calcule a participação de todos os circuitos na potência incidente das barras onde eles injetam potência;

- (iii) Calcule a participação de cada gerador na potência incidente das barras onde eles injetam potência;
- (iv) Para cada gerador conectado à barra i , a participação na potência incidente na barra m é dada por:

$$\Phi_{m,i} = \Phi_{i,i} \sum_{c \in \mathcal{C}_{i,m}} \prod_{j \in \mathcal{F}_c} \tau_{j,n_j} \quad (4.4)$$

onde

$\mathcal{C}_{i,m}$ é o conjunto de caminhos, respeitando o sentido dos fluxos, que conectam a barra i à barra m

$\mathcal{F}_c$ é o conjunto de circuitos pertencentes ao caminho c

n_j é a barra na qual circuito j injeta potência

- (v) A participação do gerador conectado na barra i no fluxo de cada circuito que retira potência da barra m corresponde à $\Phi_{m,i}$.

4.6 Solução Matricial

Esta seção tem como objetivo apresentar a fundamentação matemática para a obtenção das participações de cada barra de geração na potência incidente das demais barras, assim como a sua participação nos fluxos das linhas de transmissão do sistema.

A potência incidente (ou divergente) por barra pode ser expressa como:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^g} |P_{ij}| + P_{Gi} \quad \text{para } i = 1, \dots, N \quad (4.5)$$

onde

i índice das barras

P_i potência incidente na barra i

P_{ij} fluxo na linha $i - j$

P_{Gi} potência gerada da barra i

α_i^g conjunto de barras que injetam potência na barra i , através do circuito $i - j$

N número de barras

Como as perdas nas linhas não são consideradas, tem-se que

$$|P_{ij}| = |P_{ji}| \quad (4.6)$$

Desta maneira, podemos escrever

$$|P_{ij}| = \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j \quad (4.7)$$

Substituindo 4.7 na equação 4.5, esta pode ser reescrita de acordo com a equação 4.8a.

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^g} \frac{|P_{ji}|}{P_j} P_j = P_{Gi} \quad (4.8a)$$

ou matricialmente como a equação 4.8b

$$A_u \underline{P} = \underline{P}_G \quad (4.8b)$$

onde

A_u matriz de distribuição “upstream”

$\underline{P}$ vetor de potência incidente na barra

$\underline{P}_G$ vetor de potência gerada na barra

Os elementos da matriz A_u são descritos conforme 4.9.

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -|P_{ji}|/P_j & \text{para } j \in \alpha_i^g \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.9)$$

Observe que a matriz A_u é esparsa, assimétrica e possui a mesma estrutura da matriz de admitância nodal. Caso sua inversa exista, podemos reescrever a equação 4.8b como

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad i = 1, \dots, N \quad (4.10)$$

onde Ω_g corresponde ao conjunto de barras que possuem geração.

A partir da equação 4.10, define-se o elemento $[A_u^{-1}]_{ik}$ como o *fator de distribuição nodal da geração* da barra k na barra i . O produto deste fator pela geração da barra k , P_{Gk} , representa o montante da potência incidente na barra i que é atribuído à geração da barra k .

Logo, a equação 4.10 implica que

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ik}^P \quad i = 1, \dots, N \quad (4.11)$$

onde P_{ik}^P corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida na barra i .

Baseado em 4.11 conclui-se que a potência total incidente na barra i pode ser expressa como um somatório de parcelas associadas a cada um dos geradores do sistema. Portanto, a participação do gerador conectado na barra k na potência incidente da barra i é dada pela equação 4.12.

$$\Phi_{ik} = \frac{P_{ik}^P}{P_i} \quad (4.12)$$

e, conseqüentemente, tem-se a equação 4.13.

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} = 1 \quad i = 1, \dots, N \quad (4.13)$$

Então, utilizando a equação 4.10, o fluxo retirado da barra i por uma linha $i - j$ pode ser calculado como

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{P_i} P_i = \frac{P_{ij}}{P_i} \sum_{k \in \Omega_g} [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} = \sum_{k \in \Omega_g} D_{ij,k} P_{Gk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^d \quad (4.14)$$

onde α_i^d representa o conjunto de barras que retiram potência da barra i , através do circuito $i - j$.

A partir da equação 4.14, $D_{ij,k} = P_{ij}[A_u^{-1}]_{ik}/P_i$ é definido como o *Fator Topológico de Distribuição da Geração* que corresponde à parcela da geração do gerador conectado à k -ésima barra que flui na linha $i - j$.

Esta definição é similar à usada por [8] ao definir o *Fator Generalizado de Distribuição da Geração*. Entretanto, este método é baseado no princípio da superposição, utilizando uma modelagem linearizada do sistema de transmissão. Como resultado, os fatores calculados representam o *impacto* de um determinado gerador no fluxo da linha $i - j$, podendo ser negativos.

Por outro lado, os *Fatores Topológicos de Distribuição da Geração* são baseados na análise topológica dos fluxos da rede de transmissão e representam a participação de um determinado gerador conectado na barra k no fluxo de uma linha, conforme demonstrado em 4.15. Consequentemente, estas parcelas são *sempre* positivas.

A partir da equação 4.12, é possível expressar a equação 4.14 como

$$P_{ij} = P_{ij} \frac{P_i}{P_i} = P_{ij} \sum_{k \in \Omega_g} \frac{[A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk}}{P_i} = \sum_{k \in \Omega_g} \Phi_{ik} P_{ij} \quad (4.15)$$

A equação 4.15 remete ao princípio da proporcionalidade (seção 4.3), no qual cada MW retirado de uma determinada barra i possui a mesma proporção das injeções em relação à potência incidente. Portanto, o fluxo P_{ij} pode ser decomposto em um somatório de parcelas associadas à participação dos geradores do sistema na barra i , de onde o circuito $i - j$ retira potência.

Similarmente ao conceito introduzido em 4.11 é possível então definir

$$P_{ij} = \sum_{k \in \Omega_g} P_{ij,k}^P \quad i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (4.16)$$

onde $P_{ij,k}^P$ corresponde à potência do gerador conectado na barra k refletida no

circuito $i - j$, e consequentemente definimos

$$\Gamma_{ij,k} = \frac{P_{ij,k}^P}{P_{ij}} \quad i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d; \forall k \in \Omega_g \quad (4.17)$$

como a participação do gerador conectado na barra k no fluxo do circuito $i - j$.

A partir das equações 4.16 e 4.17 obtém-se a equação 4.18.

$$\sum_{k \in \Omega_g} \Gamma_{ij,k} = 1 \quad i = 1, \dots, N; \forall j \in \alpha_i^d \quad (4.18)$$

4.7 Parcela do Método Proposto

Obtidas as participações dos geradores nos fluxos das linhas de transmissão, é possível calcular o custo associado a cada um dos geradores em cada uma das linhas do sistema, conforme a equação 4.19.

$$U_k = \sum_{i=1}^N \sum_{j \in \alpha_i^d} \sigma c_{ij} P_{ij} \Gamma_{ij,k} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (4.19)$$

onde

U_k custo total associado à barra k [\$]

c_{ij} custo unitário do circuito $i - j$ [\$/MW]

σ proporção dos encargos atribuído aos geradores

Desta maneira, a tarifa de geração da barra k é calculada em 4.20.

$$\bar{\pi}_k^g = \frac{U_k}{P_{Gk}} \quad \forall k \in \Omega_g \quad (4.20)$$

Para as barras que não possuem geração e, portanto, não utilizam o sistema de transmissão, esta tarifa é igual a zero.

Para a determinação das tarifas é necessária a inversão da matriz A_u para a obtenção dos fatores de distribuição nodais da geração. Este procedimento pode ser

realizado utilizando técnicas de esparsidade e fatoração implícita.

Nos sistemas existentes, o número de barras com geração (N_g) é, geralmente, muito inferior ao número total de barras (N). Fazendo uso desta característica pode-se utilizar técnicas que permitam a obtenção somente das colunas correspondentes às barras com geração, evitando o cálculo da matriz inversa completa e, portanto, diminuindo significativamente o esforço computacional requerido.

4.8 Parcela de Ajuste

Do mesmo modo que a metodologia Nodal, o método de Participações Médias não é capaz de recuperar a totalidade da receita requerida pelo uso do sistema de transmissão. Portanto, se faz necessária a adoção de uma parcela complementar de ajuste que é calculada de maneira idêntica à aplicada no método Nodal, conforme descrita na seção 2.9.

4.9 Tarifa Final

A tarifa final é constituída pela soma da parcela resultante do método de Participações Médias e da parcela de ajuste.

$$\pi_k^g = \bar{\pi}_k^g + \pi^{aj} \quad (4.21)$$

4.10 Exemplo

4.10.1 Solução Iterativa

O exemplo da figura 2.2 também será utilizado para ilustrar o algoritmo iterativo proposto na seção 4.5. Os fluxos nas linhas podem ser observados na figura 4.3.

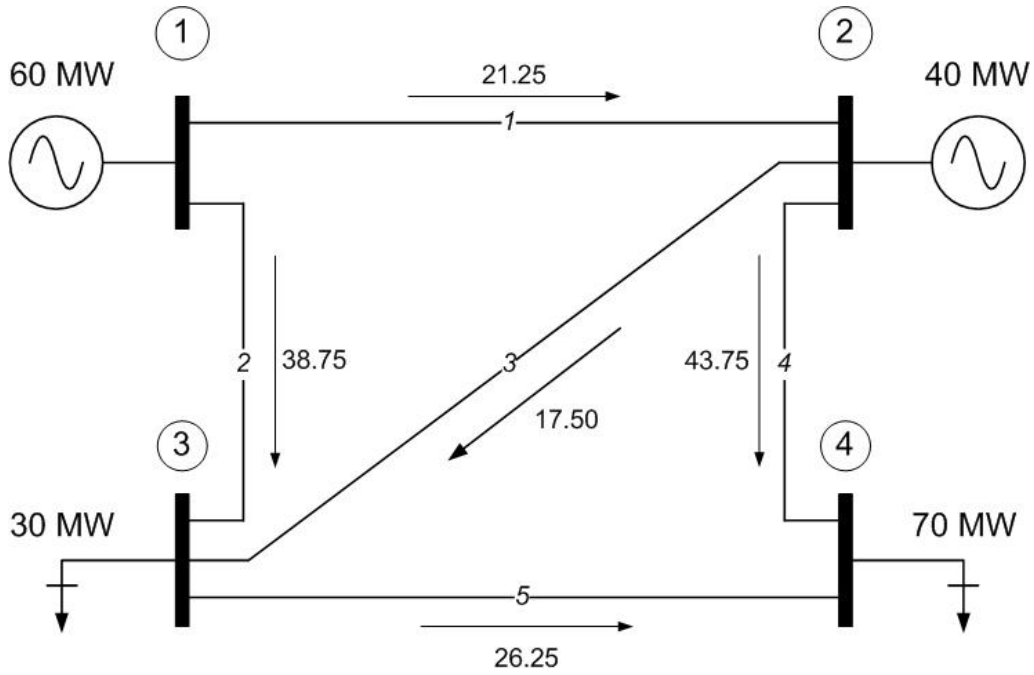


Figura 4.3: Sistema exemplo de 4 barras - fluxos nas linhas

Para o gerador conectado na barra 1, calcula-se inicialmente a participação na potência incidente na barra 1. Como não existem circuitos injetando potência na barra 1, a participação do gerador na potência incidente nesta barra é dada por:

$$\Phi_{1,1} = \Gamma_{1,1} = \Gamma_{2,1} = \frac{g_1}{g_1} = 1.0$$

A participação do circuito 1 na potência incidente na barra 2 é dada por:

$$\tau_{1,2} = \frac{f_1}{f_1 + g_2} = 0.3469$$

A participação do circuito 3 na potência incidente na barra 3 é calculada como:

$$\tau_{3,3} = \frac{f_3}{f_2 + f_3} = 0.3111$$

E, finalmente, a participação do circuito 2 na potência incidente na barra 3:

$$\tau_{2,3} = \frac{f_2}{f_2 + f_3} = 0.6889$$

A participação do gerador da barra 1 na potência incidente na barra 2 e, conseqüentemente, nos fluxos das linhas 3 e 4 é calculada a partir da participação acumulada do gerador na potência incidente na barra 1, e do circuito 1 na potência incidente na barra 2, conforme mostrado abaixo:

$$\Phi_{2,1} = \Gamma_{3,1} = \Gamma_{4,1} = \Phi_{1,1}\tau_{1,2} = 0.3469$$

Para a barra 3, temos

$$\Phi_{3,1} = \Gamma_{5,1} = \Phi_{1,1}\tau_{2,3} + \Phi_{1,1}\tau_{1,2}\tau_{3,3} = 0.7968$$

É possível notar através da análise do sentido dos fluxos nas linhas que o gerador conectado na barra 2 somente participará dos fluxos nas linhas 3, 4 e 5.

De maneira similar, a participação do gerador da barra 2 na potência incidente na barra 2 é calculada como

$$\Phi_{2,2} = \Gamma_{3,2} = \Gamma_{4,2} = \frac{g_2}{g_2 + f_1} = 0.6531$$

A participação do circuito 3 na potência incidente na barra 3 já foi calculada anteriormente e corresponde a 0.3111.

Indiretamente, temos que a participação do gerador da barra 2 na potência incidente na barra 3 é igual a sua participação no fluxo do circuito 5 e corresponde a

$$\Phi_{3,2} = \Gamma_{5,2} = \Phi_{2,2}\tau_{3,3} = 0.2032$$

A tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação do método de solução iterativa.

Tabela 4.1: Participação em p.u. dos geradores nos fluxos dos circuitos a partir do método de solução iterativa

Número do Linha	Participação	
	Gerador 1	Gerador 2
1	1.0000	0
2	1.0000	0
3	0.3469	0.6531
4	0.3469	0.6531
5	0.7968	0.2032

4.10.2 Solução Matricial

Para ilustrar a metodologia descrita na seção 4.6, também será utilizado o sistema da figura 4.3.

De acordo com os fluxos na linhas descritos na tabela 2.1, é possível construir o vetor de potência incidente por barra, de acordo com a equação 4.22.

$$\underline{P} = \begin{bmatrix} 60. \\ 61.25 \\ 56.25 \\ 70. \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

A matriz de distribuição “upstream” é formada conforme a equação 4.23.

$$A_u = \begin{pmatrix} 1.0000 & 0 & 0 & 0 \\ -0.3542 & 1.0000 & 0 & 0 \\ -0.6458 & -0.2857 & 1.0000 & 0 \\ 0 & -0.7143 & -0.4667 & 1.0000 \end{pmatrix} \quad (4.23)$$

Invertendo a matriz A_u , obtém-se a matriz com os fatores de distribuição nodais

de geração.

$$A_u^{-1} = \begin{pmatrix} 1.0000 & 0 & 0 & 0 \\ 0.3542 & 1.0000 & 0 & 0 \\ 0.7470 & 0.2857 & 1.0000 & 0 \\ 0.6016 & 0.8476 & 0.4667 & 1.0000 \end{pmatrix} \quad (4.24)$$

Como apenas as barras 1 e 2 possuem geração, somente as duas primeiras colunas da matriz A_u^{-1} são necessárias. Desta forma, o cálculo da participação do gerador da barra 1 na potência incidente da barra 1 é dado por:

$$\Phi_{1,1} = \Gamma_{1,1} = \Gamma_{2,1} = \frac{[A_u^{-1}]_{1,1} P_{G1}}{P_1} = \frac{1.0 \times 60.0}{60.0} = 1.0000$$

A participação do gerador da barra 1 na potência incidente na barra 2 é calculada como

$$\Phi_{2,1} = \Gamma_{3,1} = \Gamma_{4,1} = \frac{[A_u^{-1}]_{2,1} P_{G1}}{P_2} = \frac{0.3542 \times 60.0}{61.25} = 0.3469$$

Consequentemente, tem-se para as barras 3 e 4:

$$\Phi_{3,1} = \Gamma_{5,1} = \frac{[A_u^{-1}]_{3,1} P_{G1}}{P_3} = \frac{0.7470 \times 60.0}{56.25} = 0.7968$$

e

$$\Phi_{4,1} = \frac{[A_u^{-1}]_{4,1} P_{G1}}{P_4} = \frac{0.6016 \times 60.0}{70.0} = 0.5157$$

Como esperado, a participação do gerador da barra 1 tem participação de 100% na potência incidente na barra 1 e consequentemente nos fluxos das linhas 1 e 2.

Procedendo com este cálculo para os demais geradores, pode-se obter as suas participações nos fluxos de todos os circuitos. Os resultados podem ser observados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Participação em p.u. dos geradores nos fluxos dos circuitos a partir do método de solução matricial

Número do Circuito	Participação	
	Gerador 1	Gerador 2
1	1.0000	0
2	1.0000	0
3	0.3469	0.6531
4	0.3469	0.6531
5	0.7968	0.2032

4.10.3 Tarifa

O cálculo das tarifas de transmissão é realizado com base nas participações de cada gerador no fluxos das linhas de transmissão do sistema.

A parcela do método proposto é dada de acordo com a tabela 4.3.

Tabela 4.3: Parcela do método proposto para o exemplo de 4 barras

Número da Barra	Parcela do Método Proposto	
	Geração	Carga
1	8.5139	0
2	5.6667	0
3	0	5.5397
4	0	8.1616

A receita total arrecadada com a aplicação desta tarifa é \$ 1475.00, menor que a receita requerida. Portanto, é aplicada a parcela de selo.

$$\pi^{aj} = 8.3750 \quad (4.25)$$

Desta maneira, a tarifa final é dada de acordo com a tabela 4.4.

Tabela 4.4: Tarifas de Transmissão para o exemplo de 4 barras - Método de Participações Médias

Número da Barra	Tarifa Final	
	Geração	Carga
1	16.8889	8.3750
2	14.0417	8.3750
3	8.3750	13.9147
4	8.3750	16.5366

Capítulo 5

Estudo de Caso - Brasil

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia atualmente utilizada pela Aneel e pelo Método de Participações Médias para o cálculo das tarifas nodais do sistema brasileiro de transmissão.

5.1 Características do Sistema Brasileiro

O sistema brasileiro apresenta um parque gerador com forte predomínio hidroelétrico (85% da capacidade instalada e 90% da energia média produzida), com plantas hidroelétricas localizadas em diferentes bacias. Devido à diversidade hidrológica, e à consequente diversidade de “despachos ótimos”, a rede de transmissão brasileira deve ser robusta o suficiente para permitir a transferência de grandes blocos de energia entre diferentes bacias. Com isso, é possível aproveitar a complementaridade entre essas bacias, permitindo a exportação de energia das regiões mais úmidas para as mais secas, de maneira a aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico [9].

A rede de transmissão brasileira é hoje constituída por mais de 80 mil quilômetros de linhas de transmissão com níveis de tensão compreendidos entre 230 kV e 765 kV.

A capacidade instalada de geração em 2003 é de 85 GW e consumo médio é de



Figura 5.1: Sistema Brasileiro de Transmissão

42 GWm [10].

A figura 5.1 apresenta o sistema brasileiro de forma esquemática [10]. É possível identificar os principais troncos de interligação entre os centros de consumo de cada região do país.

5.2 Premissas Adotadas

Nos dois métodos abordados, os resultados foram obtidos a partir dos dados utilizados pela Aneel e que serviram de base para o cálculo e homologação das tarifas atualmente em vigor no Brasil. Esses dados encontram-se disponíveis em [11].

Para fins de comparação os critérios de despacho utilizados basearam-se nos mesmos critérios da metodologia brasileira, isto é, proporcional à potência disponível, conforme descrito na seção 3.3.

Os encargos totais de transmissão foram atribuídos em 50% para os consumidores e 50% para geradores.

5.3 Resultados Obtidos

As figuras 5.2 e 5.3 apresentam resultados qualitativos para tarifas de transmissão utilizando a metodologia brasileira e o método de Participações Médias respectivamente, para o horizonte 2005 – 2006. Foi utilizada uma escala de cores para representar as tarifas nodais no diagrama esquemático do sistema elétrico de transmissão. Para estas figuras, os tons de vermelho (regiões mais escuras) sinalizam geograficamente regiões onde a tarifa de geração por barra é alta e os tons de azul (regiões mais claras) regiões onde as tarifas são menores.

O gráfico da figura 5.4 apresenta a comparação dos resultados obtidos pela aplicação de ambos os métodos. Foram selecionadas as principais barras de geração do país, e suas respectivas tarifas mensais estão ilustradas nesta figura.

Os resultados apresentados levam em consideração a parcela de ajuste aplicada aos dois métodos de maneira a recuperar o custo total do investimento realizado nos equipamentos, uma vez que ambas as metodologias recuperam apenas uma parcela referente à utilização dos circuitos.

A tabela 5.1 contém as tarifas nodais de geração resultantes de ambos os métodos para algumas barras do sistema brasileiro.

Com o objetivo de analisar o resultado produzido por cada método, foi empregada uma da distribuição de tarifas de geração sem considerar a parcela de ajuste. As barras foram ordenadas de acordo com a tarifa Nodal. Os valores obtidos são apresentados na figura 5.5 na qual observa-se que através da metodologia empregada pela Aneel pode-se obter tarifas negativas que indicam uma remuneração para os

Tabela 5.1: Tarifas Nodais de Geração - Sistema Brasileiro de Transmissão

Número	Barra	Potência	Tarifa	
	Nome	Disponível	Aneel	Part. Médias
1100	ITAIPU50-GER	5600	1.62	3.34
1107	ITAIPU60-GER	5600	2.40	4.45
501	ISOLTEI2-GER	3429.1	2.67	4.44
5061	XINGO—-GER	3155.9	5.44	4.93
5022	PAFO-4G1-GER	2458.8	5.53	5.57
18	ITUMBIAR-GER	2154	3.37	5.09
6419	TUCURUI1-GER	2005.8	4.58	5.10
6420	TUCURUI2-GER	2005.8	4.58	5.10
6422	TUCURUI3-GER	1790.9	4.58	5.10
6424	TUCURUI5-GER	1790.9	4.55	5.18
303	SSIMAO—-GER	1698.4	3.17	4.70
800	GBMUNHOZ-GER	1650	2.32	4.31
510	PPRIMAV-1GER	1514.8	2.67	4.46
904	ITA——-GER	1450	2.21	4.44
20	MARIMBON-GER	1435	2.96	4.65
925	SSANTIAG-GER	1403	2.51	4.72
500	AVERMEL—-GER	1387.6	2.68	4.11
502	JUP-440-1GER	1319.3	2.60	4.49
11	UN-ANGR2-GER	1275	1.60	3.26
36	SMESA——-GER	1272	3.77	5.05
810	GNBRAGA—-GER	1247	2.49	4.46
808	SCAXIAS—-GER	1227	2.65	4.41
16	FURNAS——-GER	1210	2.34	4.32
300	EMBORCA—-GER	1184.9	3.19	4.63
915	MACHADIN-GER	1140	2.19	4.39
12	LBARRETO-GER	1087	2.72	4.50
6294	SOBRADIN-GER	1049.5	5.36	5.75
7206	LAJEADO—-GER	902.5	4.07	5.69

geradores. Este fato geralmente ocorre em barras próximas aos centros de consumo e indicam que uma injeção adicional de potência nestas barras contribui para reduzir o carregamento de linhas do sistema. Esta característica é desejável e intrínseca aos métodos locais. Por outro lado o método de Participações Médias, como em outros métodos ditos de utilização da rede, não produzem tarifas negativas. As tarifas destes métodos devem ser proporcionais à utilização do sistema de transmissão para atender à demanda.

5.4 Distribuição da Geração

Como resultado adicional, o método de Participações Médias permite a obtenção dos fatores de participação de cada gerador na potência incidente em todas as barras do sistema. Assim, para uma determinada condição de carregamento do sistema e correspondente distribuição e direção dos fluxos nos circuitos, pode-se verificar como se distribui na rede a potência gerada por cada usina. Os resultados referentes à Itaipú, Ilha Solteira, Xingó, Tucuruí, Itá e Angra 2 são apresentados qualitativamente nas figuras 5.6 a 5.11, onde as zonas demarcadas pelas tonalidades de cores do vermelho (mais escuras e maior distribuição) ao azul (mais claras e menor distribuição) indicam as regiões de distribuição de geração.

5.5 Análise dos Resultados

Sendo o Brasil um país com dimensões continentais e dividido em regiões heterogêneas com particularidades próprias, é possível observar as peculiaridades de cada um dos métodos de cálculo de tarifa de transmissão.

As figuras 5.2 e 5.3 permitem concluir que, em geral, os métodos possuem comportamento semelhante ao distinguir os principais centros de geração e consumo do país. Pode-se destacar quatro macro-regiões no Brasil:

- Região do médio Tocantins: forte centro exportador de energia, onde se destaca

a usina de Tucuruí. Apresenta tarifas de geração relativamente altas, pois utilizam grandes troncos de transmissão para o escoamento da produção de energia.

- Região da Bacia do São Francisco: onde se localizam as principais usinas hidroelétricas do Nordeste. Por se tratar de uma área exportadora de energia, essa região apresenta as tarifas de geração mais caras do Nordeste.
- Região de São Paulo e Rio de Janeiro: é o principal centro de consumo do Brasil e apresenta uma das tarifas de geração mais baratas do país.
- Região Mato Grosso: área que apresenta as maiores tarifas do país. Além de ser um centro exportador de energia, esta região se caracteriza por uma rede elétrica fraca e radial, apresentando altos índices de carregamento que justificam estas tarifas.

A partir das figuras 5.4 e 5.5, pode-se concluir que:

- A metodologia aplicada no Brasil, que é uma variação da metodologia Nodal, apresenta tarifas negativas, e, conseqüentemente maiores diferenças entre as mesmas. A aplicação da parcela de ajuste e a utilização do fator de ponderação do fluxo dos circuitos, amenizam esta discrepância mas reduzem o peso do sinal locacional.
- O método de Participações Médias não remunera as usinas que contribuem para a redução do carregamento dos circuitos, geralmente localizadas próximas dos centros de carga. A tarifa de um determinado agente está diretamente relacionada à sua utilização da rede de transmissão e, portanto, é sempre positiva.

No caso de barras localizadas em regiões importadoras de energia, um acréscimo em sua geração resultaria em uma diminuição nos fluxos dos circuitos que fornecem energia à sua região. Caso os custos destes circuitos sejam maiores que os custos dos circuitos da rede interna à sua região, a tarifa final sem a parcela de ajuste referente ao método empregado pela Aneel será negativa. No caso do método de Participações

Médias, o fato deste gerador estar injetando potência na rede interna à sua região é suficiente para que a tarifa seja diferente de zero, indicando que o gerador utiliza a rede de transmissão. Isto ocorre com a usina de Chavante, localizada próxima à São Paulo e está destacado na figura 5.5.

Analisando as figura 5.6 à 5.11, pode-se observar pelo resultado obtido com o método de Participações Médias que a distribuição da potência gerada é efetuada entre as barras consumidoras mais próximas. Conseqüentemente, de acordo com a seção 4.5, os caminhos de fluxo percorridos entre uma barra de geração e as barras consumidoras possuem um menor número de elementos. Portanto, as tarifas tendem a ser melhor distribuídas, com menores discrepâncias.

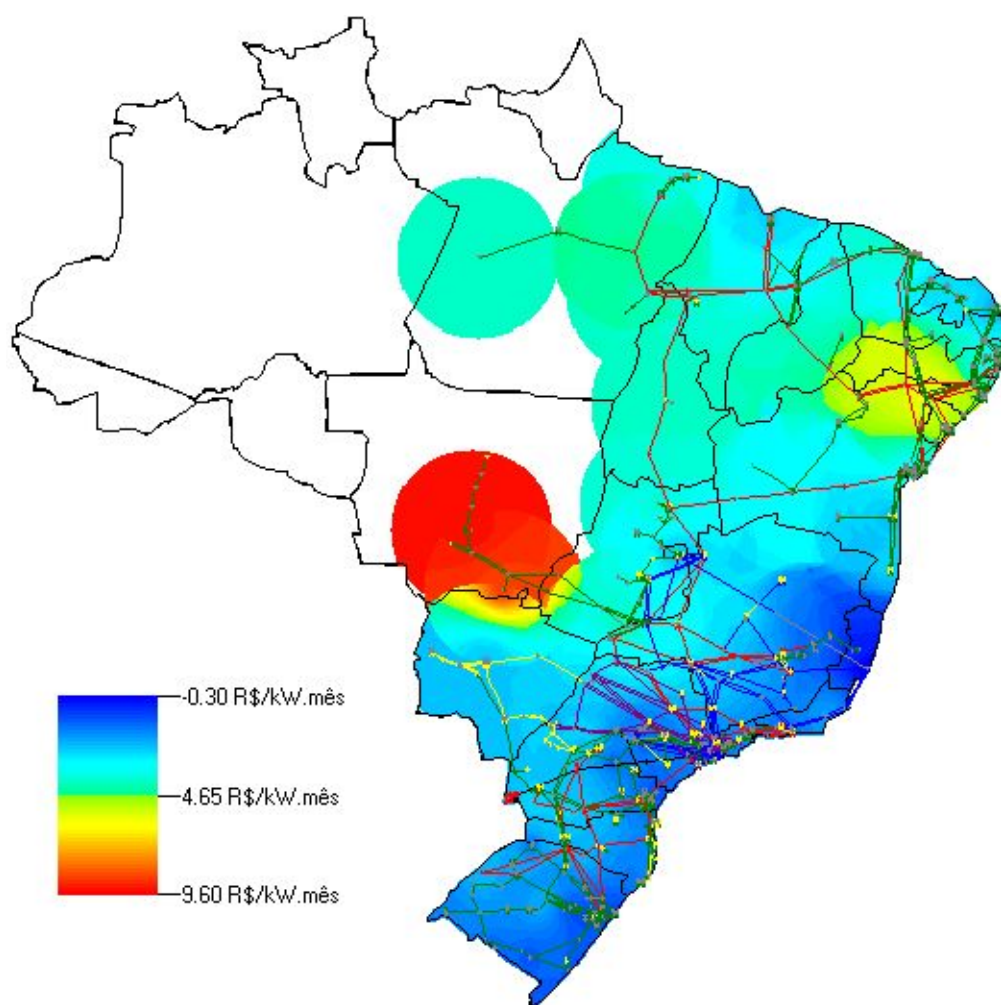


Figura 5.2: Tarifa de Transmissão de Geradores - Metodologia Aplicada no Brasil

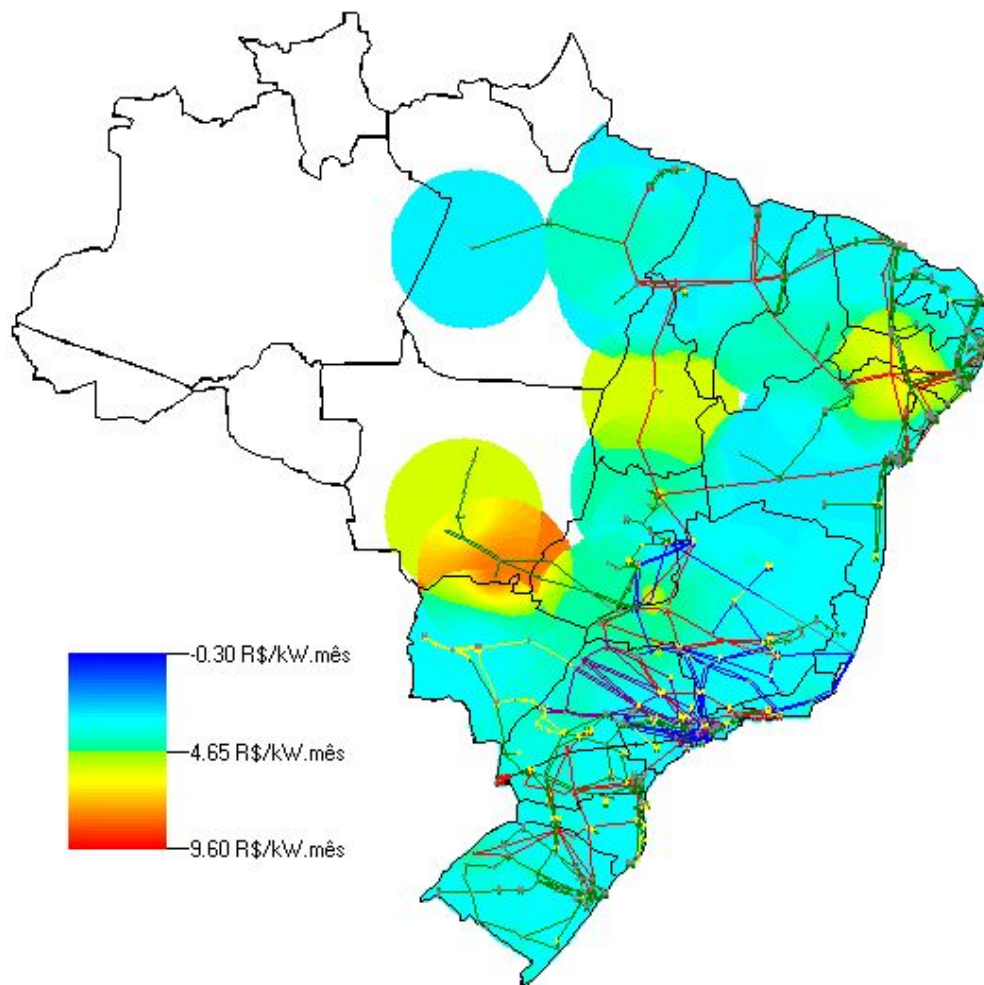


Figura 5.3: Tarifa de Transmissão de Geradores - Método de Participações Médias

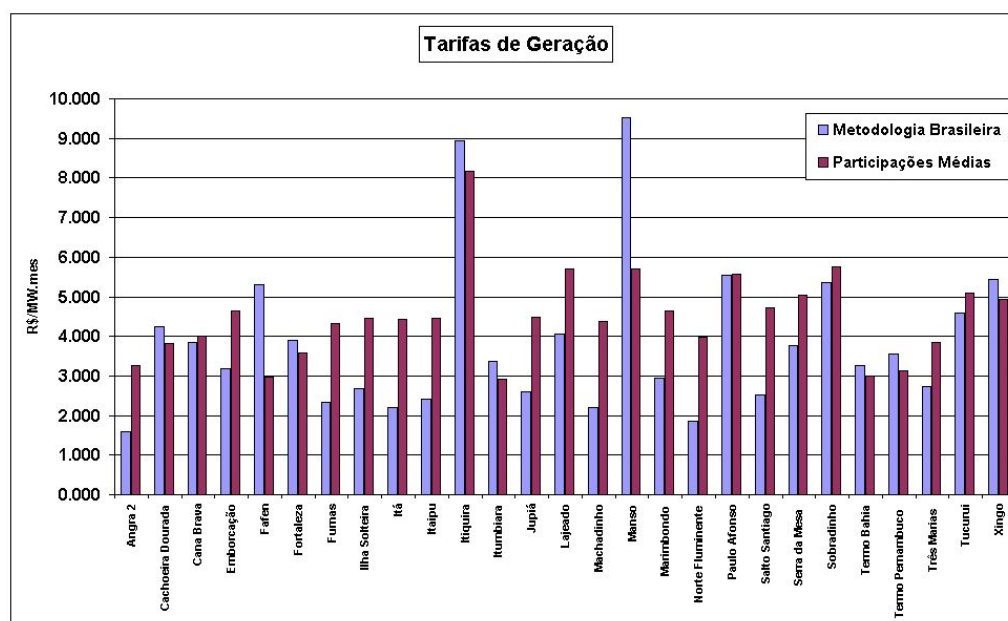


Figura 5.4: Tarifa de Transmissão de Geradores - Comparação dos Métodos

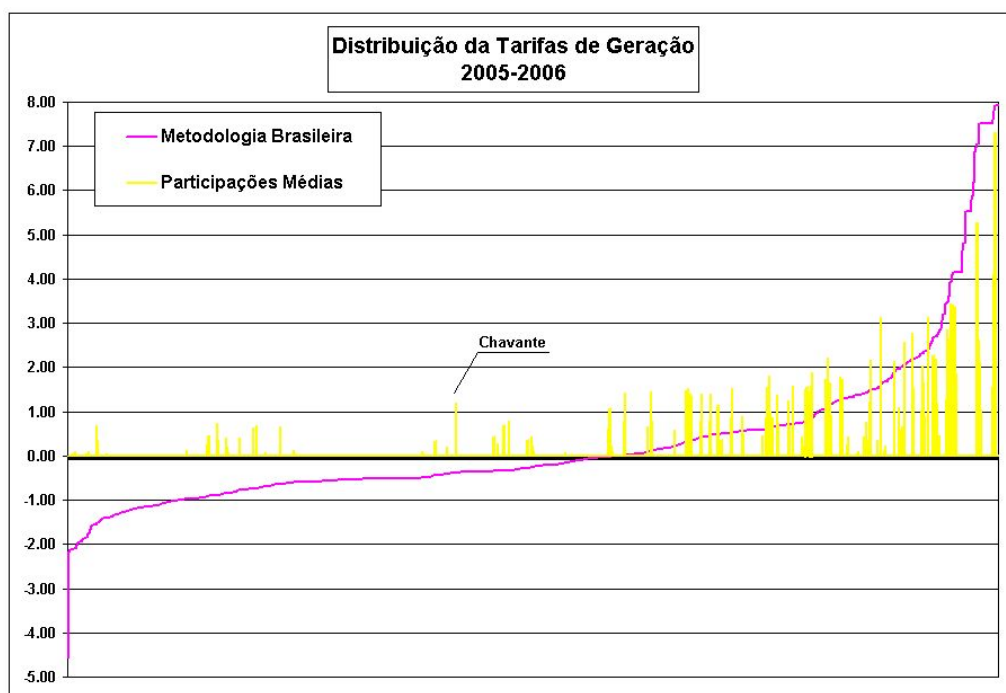


Figura 5.5: Distribuição das Tarifas de Geração sem a consideração da parcela de ajuste

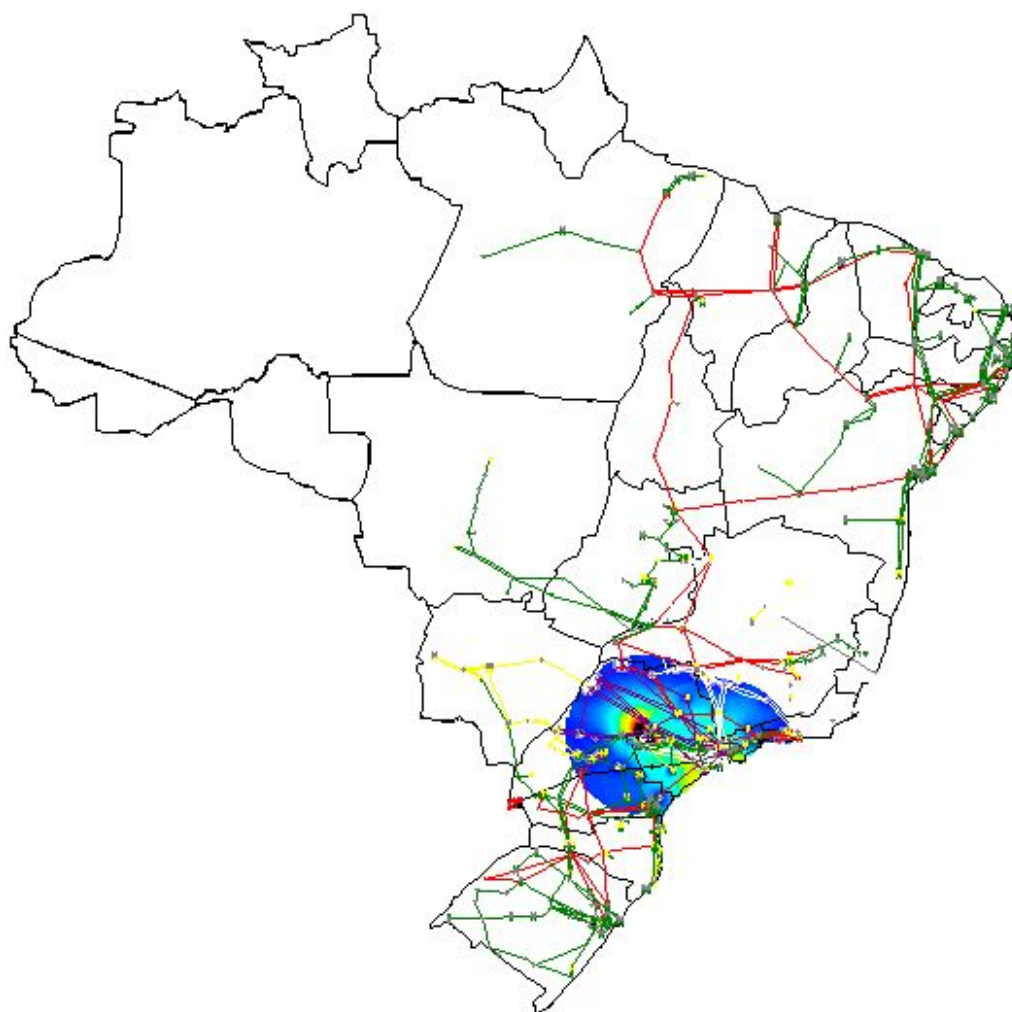


Figura 5.6: Distribuição da potência gerada por Itaipú

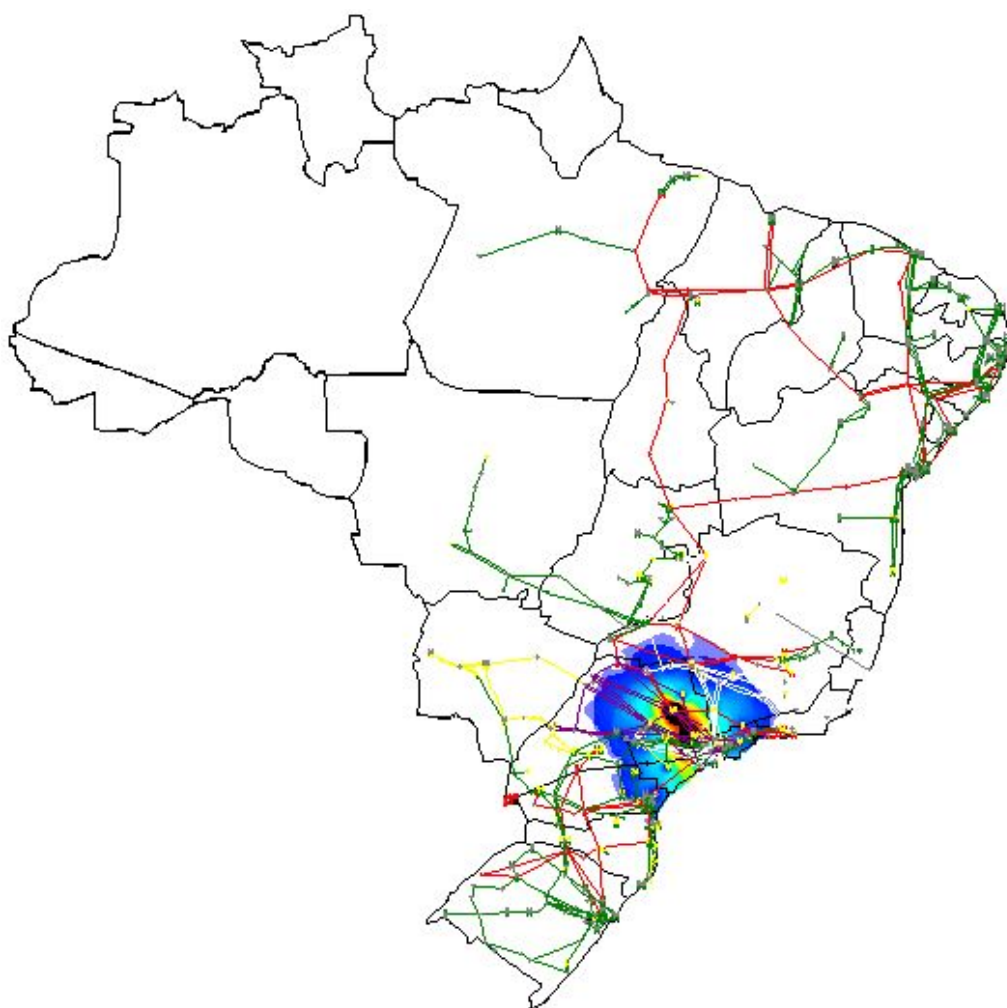


Figura 5.7: Distribuição da potência gerada por Ilha Solteira

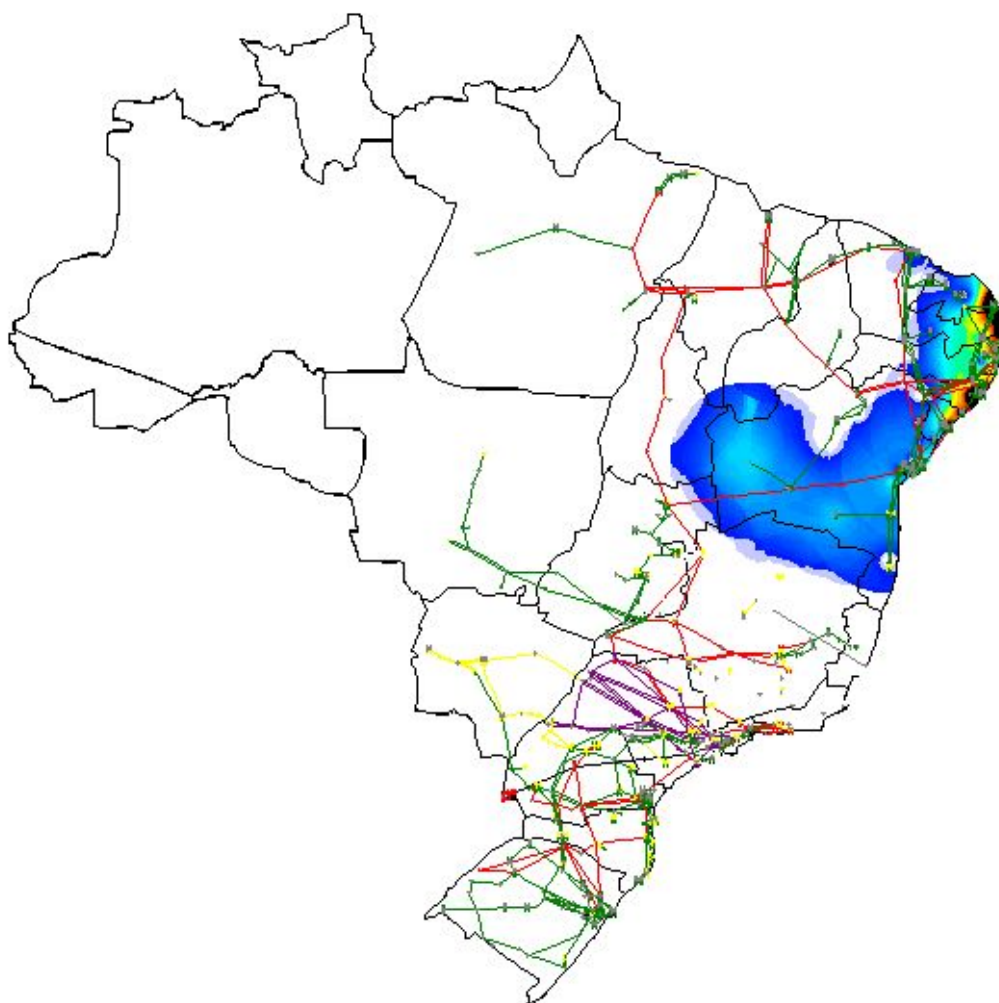


Figura 5.8: Distribuição da potência gerada por Xingó

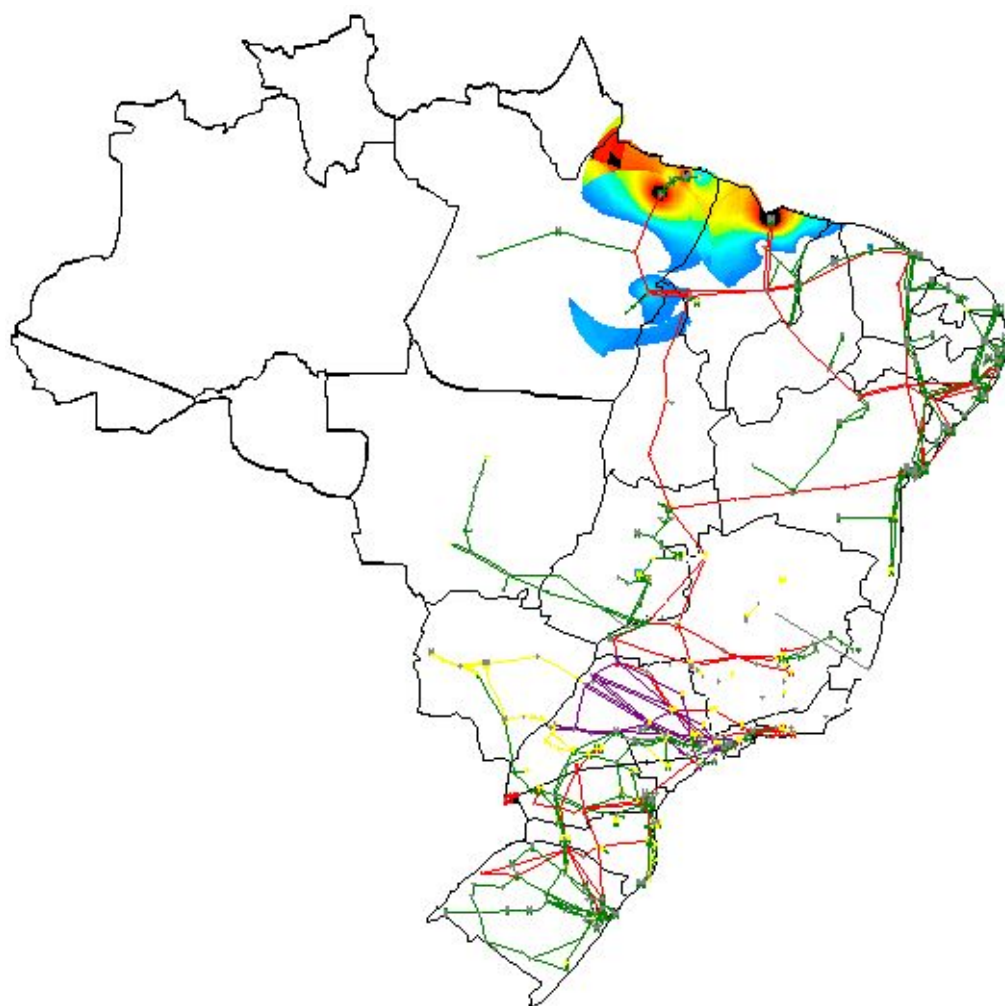


Figura 5.9: Distribuição da potência gerada por Tucuruí

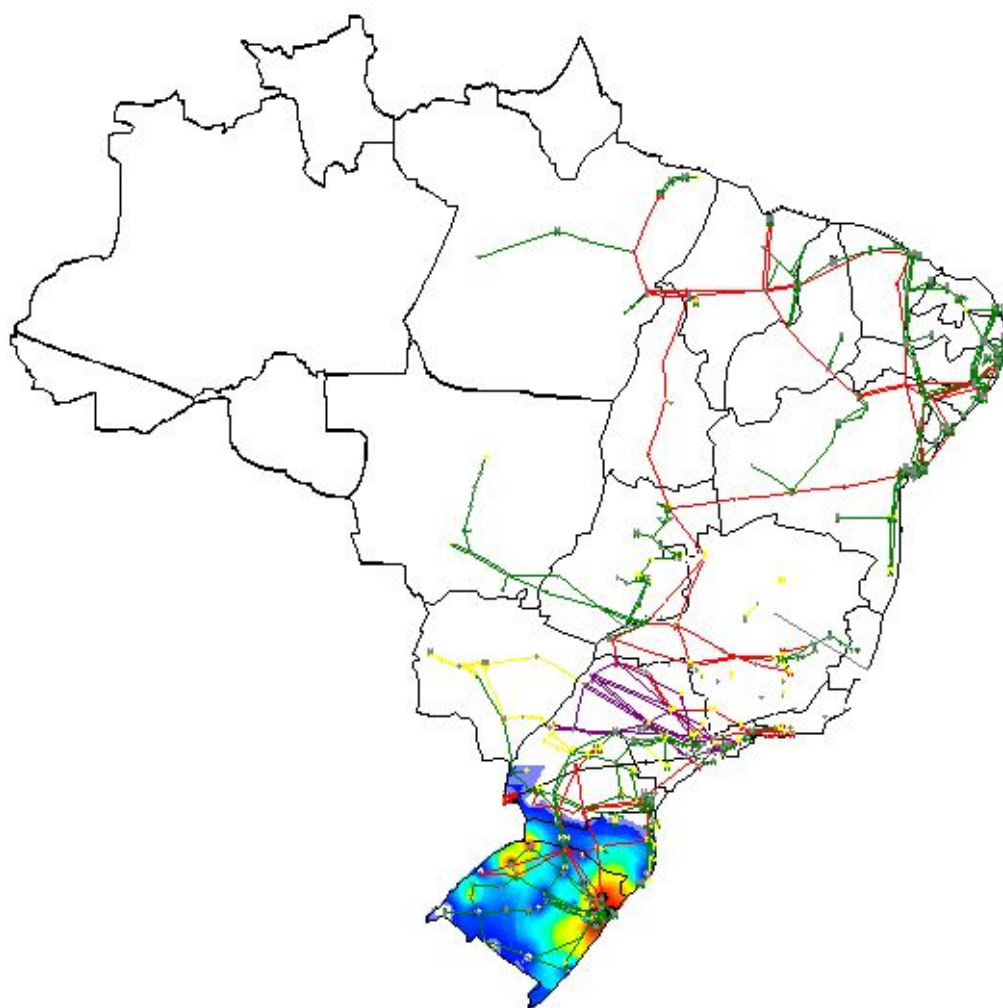


Figura 5.10: Distribuição da potência gerada por Itaipu

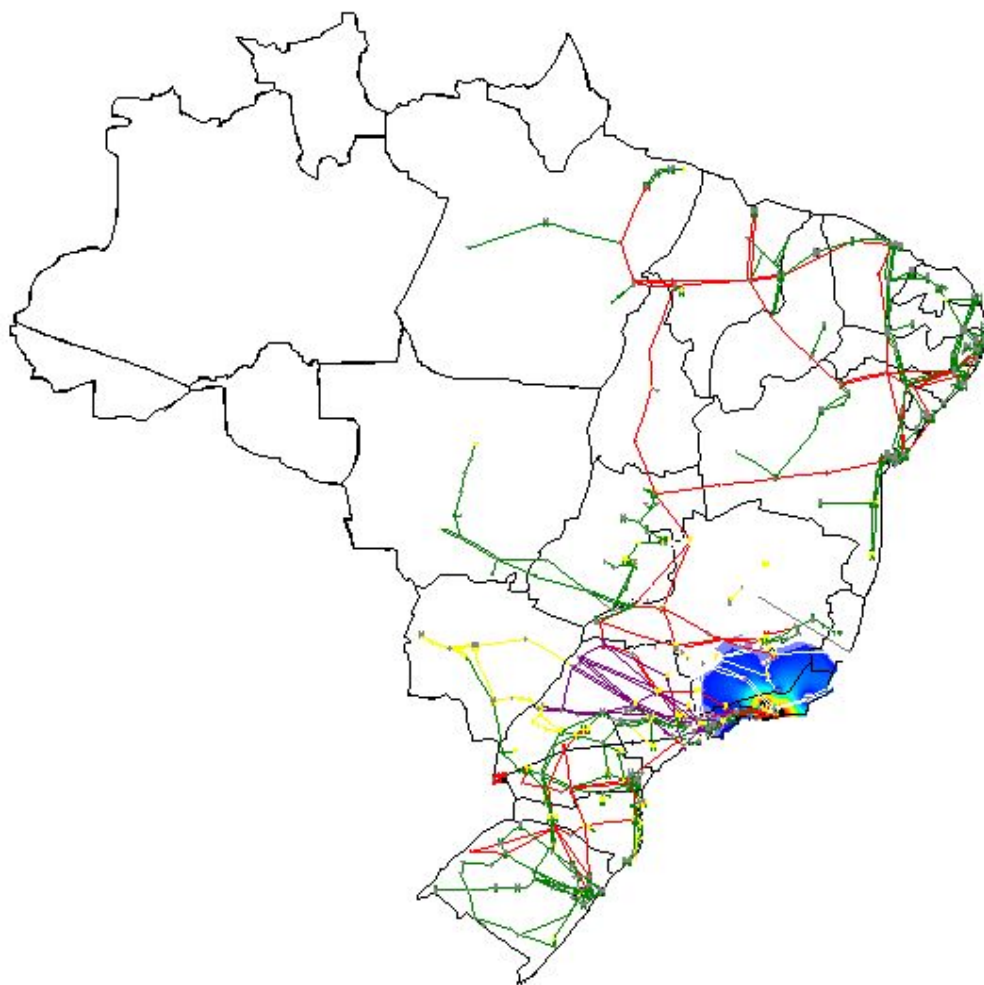


Figura 5.11: Distribuição da potência gerada por Angra 2

Capítulo 6

Conclusões

Os resultados obtidos permitem concluir que existem outras maneiras justas e eficientes de realizar a alocação dos custos do sistema de transmissão.

A metodologia Nodal procura alocar os custos de maneira a reduzir o custo de investimento na expansão do sistema de transmissão, incorporando o conceito de custo marginal de longo prazo. Esta metodologia tem características atraentes em termos de interpretação econômica e é usada em vários países como por exemplo na Colômbia, Inglaterra, Panamá e Brasil (com pequenas variações).

Entretanto, sua aplicação prática apresenta algumas dificuldades como, por exemplo, por ser um método que incorpora o conceito de definição de uma barra de referência pode introduzir efeitos indesejados na tarifas em função dos critérios adotados para esta escolha. Um outro aspecto negativo do método ocorre na existência de geradores e demandas substanciais na mesma barra ou em barras próximas. Como a tarifa da geração tem por construção um sinal oposto à da demanda, isto leva a pagamentos cruzados entre geradores e demandas que podem exceder os custos do sistema de transmissão que deveria estar sendo remunerado. Como há um sentimento intuitivo entre os agentes de que essa transferência não é justificada, são adotados com frequência ajustes heurísticos como a eliminação de tarifas negativas. A desvantagem deste procedimento é que a tarifa “ajustada” pode distorcer o sinal locacional de maneira significativa.

A metodologia aplicada no Brasil possui as mesmas características que a metodologia Nodal, exceto no que diz respeito à utilização de fatores de ponderação, que atenuam o peso do sinal locacional nas tarifas, aumentando a parcela selo (rateio linear). Esta medida atenua os subsídios cruzados entre os agentes (tarifas negativas). Porém, pode ocorrer uma diminuição significativa do peso do sinal locacional na tarifa final, acarretando em distorções que guiariam a expansão do sistema de maneira sub-ótima.

O método de Participações Médias procura alocar os custos com base na utilização percentual que os agentes fazem da rede de transmissão. As principais vantagens do método de Participações Médias consistem em:

- simplicidade conceitual e intuitiva;
- não há a necessidade de se definir uma barra de referência para os cálculos;
- evita subsídios cruzados entre os agentes.

Por outro lado, a falta de robustez técnica devido ao fato de se basear na proporcionalidade de injeções e fluxos de potência, o que não tem validade do ponto de vista operacional, é apontada por alguns autores [12] como sua principal deficiência.

O método de Participações Médias será adotado para os cálculos de tarifas de transmissão do sistema elétrico do Peru e no projeto SIEPAC (*Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*), que visa interligar eletricamente os países da América Central desde o Panamá até a Guatemala, permitindo uma operação conjunta desses países e um maior desenvolvimento regional.

Finalmente, um aspecto muito importante que deve ser considerado ao se realizar o cálculo de tarifas de transmissão é o impacto de diversos cenários de geração que podem ocorrer durante o período de interesse, principalmente em países como o Brasil, onde a diversidade hidrológica influencia significativamente o perfil de geração do sistema. Portanto, é interessante que as tarifas sejam baseadas em uma análise mais extensa, e não apenas em um cenário pré-fixado.

6.1 Trabalhos Futuros

O método de Participações Médias apresentado foi implementado e aplicado considerando apenas a representação linearizada para o fluxo de potência (fluxo de carga CC).

Primeiramente, seria interessante representar as perdas do sistema de transmissão, adotando algum critério para sua alocação do ponto de vista do fluxo de carga linear, como por exemplo, nas barras terminais dos circuitos [13]. Propõe-se também a extensão da metodologia para o fluxo de potência não linear [14].

Seria interessante realizar uma análise comparativa dos resultados obtidos com o Método de Participações Médias com a metodologia Aumann-Shapley, descrita em [9], que também procura alocar os custos com base no uso que os agentes fazem da rede de transmissão, porém fundamentada em teoria dos jogos.

Outra proposta de trabalho futuro é a utilização da metodologia de cálculo em vários cenários de geração.

Referências Bibliográficas

- [1] M. Pereira, L. M. Thomé, L. Caruso, S. Granville, D. Llaens, and R. Sanz, “Transmission pricing alternatives for the zhejiang province”, PSR Consultoria Ltda., Tech. Rep., October 2000.
- [2] F. J. Rubio Oderíz, “Metodología de asignación de costes de le red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia”, Ph.D. dissertation, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 1999.
- [3] J. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, August 1997.
- [4] *Manual de Metodologia do Programa Nodal versão 1.0*, PSR Consultoria Ltda., Maio 2004.
- [5] M. Pereira, L. M. Thomé, and S. Granville, “Calculation of nodal transmission charges in the south china network”, PSR Consultoria Ltda., Tech. Rep., August 1998.
- [6] *Ajuda do Programa Nodal v3.4*, Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, Junho 2005.
- [7] J. Bialek, “Tracing the flow of electricity”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission & Distribution*, vol. 143, no. 4, July 1996.
- [8] W. Y. Ng, “Generalized generation distribution factors for power system security evaluations”, *IEE Proceedings Trans. Power App. Systems*, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1001–1005, Março 1981.

- [9] M. R. Junqueira, *Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para a Alocação de Custos de Transmissão em Mercados Elétricos*. Master Thesis, COPPE/UFRJ, Programa de Planejamento Energético, Abril 2005.
- [10] ONS - Operador Nacional do Sistema, <http://www.ons.org.br>.
- [11] Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, <http://www.aneel.gov.br>.
- [12] F. J. Rubio Oderíz and I. J. Pérez-Arriaga, "Marginal pricing of transmission services: A comparative analysis of network cost allocation methods", *Power Engineering Review*, November 1997.
- [13] J. Bialek, "Allocation of transmission supplementary charge to real and reactive loads", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, August 1998.
- [14] J. Bialek, "Discussion of a physical-flow-based approach to allocating losses in a transaction framework", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, November 2001.
- [15] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher Ltda., 1983.

Apêndice A

Fluxo de Potência Linearizado

O fluxo de potência em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular entre as barras das extremidades da linha. A relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é do mesmo tipo da existente entre os fluxos de corrente e as quedas de tensão em um circuito de corrente contínua, para o qual é válida a Lei de Ohm. Esta propriedade permite o desenvolvimento de um modelo aproximado, chamado *Fluxo de Potência Linear*, que permite estimar, com reduzido custo computacional e precisão aceitável para muitas aplicações, a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão.

Este método é baseado na relação existente entre P e θ (potência ativa e ângulo) e a precisão dos resultados é maior tanto quanto mais elevado o nível de tensão. Além disto, este mesmo tipo de relação também é válido para transformadores em fase e defasadores, como demonstrado em [15].

A.1 Fluxo de Potência Não Linear

Considere o fluxo de potência a ativa P_{km} em uma linha de transmissão, dado pela expressão A.1.

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (\text{A.1})$$

onde

- i índice da barra origem
- j índice da barra destino
- V_i módulo da tensão da barra i
- V_j módulo da tensão da barra j
- θ_{ij} abertura angular entre as barras i e j
- g_{ij} condutância da linha $i - j$
- b_{ij} susceptância da linha $i - j$

O fluxo no extremo oposto da linha é

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (\text{A.2})$$

As perdas de potência ativa na linha de transmissão são calculadas em A.3.

$$P_{ij} + P_{ji} = g_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (\text{A.3})$$

A.2 Linearização do Modelo

Para a linearização do modelo, admite-se que as perdas do sistema são desprezíveis, ou seja:

$$P_{ij} = -P_{ji} = P_{ij} = V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (\text{A.4})$$

Além disso, considera-se que as tensões nas barras operam próximas de seus valores nominais, que o defasamento angular entre as barras das extremidades do circuito é pequena e que a resistência dos circuitos é desprezível comparada à reatância, descritos no conjunto de equações A.5.

$$V_i \cong V_j \cong 1pu \quad (\text{A.5a})$$

$$\sin \theta_{ij} \cong \theta_{ij} \quad (\text{A.5b})$$

$$b_{ij} \cong \frac{-1}{x_{ij}} \quad (\text{A.5c})$$

onde x_{ij} é reatância da linha $i - j$.

O fluxo P_{ij} pode, então, ser aproximado por A.6.

$$P_{ij} = x_{ij}^{-1} \theta_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} = \gamma_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{A.6})$$

onde, no caso linear, γ_{ij} corresponde a susceptância da linha $i - j$.

A.3 Formulação do Problema

O modelo do fluxo linear de potência ativa é composto por um conjunto de duas equações, correspondentes à primeira e segunda leis de Kirchhoff.

A.3.1 Primeira Lei de Kirchhoff

A primeira lei de Kirchhoff representa o balanço de potência em cada barra, conforme indicado em A.7.

$$\sum_{m \in \Omega_n} f_m + d_n = g_n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (\text{A.7})$$

onde

n	índice da barras
N	número de barras
g_n	geração na barra n
d_n	demanda na barra n
m	índice dos circuitos
M	número de circuitos
f_m	fluxo no circuito m
Ω_n	conjunto de circuitos diretamente conectados à barra n

A equação A.7 pode ser representada matricialmente como:

$$S\underline{f} + \underline{d} = \underline{g} \quad (\text{A.8})$$

onde

S matriz de incidência $N \times M$. Representa as conexões entre barras e circuitos.

A m -ésima coluna da matriz é composta de zeros em todas as posições exceto para as linhas i_m e j_m , correspondentes aos nós terminais do circuito m , como em A.9

$$S_m = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \quad \begin{array}{l} \leftarrow \text{nó } i_m \text{ de origem} \\ \leftarrow \text{nó } j_m \text{ de destino} \end{array} \quad (\text{A.9})$$

$\underline{f}$ vetor $1 \times M$ de fluxos nos circuitos

$\underline{g}$ vetor $1 \times N$ de geração por barra

$\underline{d}$ vetor $1 \times N$ de demanda por barra

A.3.2 Segunda Lei de Kirchhoff

A segunda lei de Kirchhoff representa a relação entre o fluxo nas linhas e o ângulo nas barras extremas, de acordo com A.10.

$$f_m = \gamma_m(\theta(i_m) - \theta(j_m)) \quad \text{para } m = 1, \dots, M \quad (\text{A.10})$$

onde

γ_m susceptância do circuito m

$\theta(i_m)$ ângulo da tensão da barra origem i_m

$\theta(j_m)$ ângulo da tensão da barra destino i_m

Em termos matriciais, equação A.10 é expressa como:

$$\underline{f} = \gamma S^t \underline{\theta} \quad (\text{A.11})$$

onde

γ matriz diagonal $M \times M$ com as susceptâncias dos circuitos

S^t transposta $M \times N$ da matriz de incidência S

$\underline{\theta}$ vetor $1 \times N$ de ângulo da tensão por barra

A.3.3 Solução

Substituindo a equação A.11 na equação A.8, resulta em

$$S\gamma S^t \underline{\theta} = \underline{g} - \underline{d} \quad \Rightarrow \quad B \underline{\theta} = \underline{P} \quad (\text{A.12})$$

onde $B = S\gamma S^t$ é a matriz $N \times N$ de susceptância nodal e $\underline{P}$ é o vetor $1 \times N$ de injeções resultantes por barra.

A solução do problema é função dos ângulos das tensões nodais $\underline{\theta}$. Como as perdas de transmissão foram desprezadas, a soma das componentes de $\underline{P}$ é nula, ou seja, a potência em qualquer barra pode ser obtida a partir da soma algébrica

das demais. Para contornar este problema, elimina-se uma das equações do sistema A.12 e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta(k) = 0$). Desta forma, o sistema passa a ser não-singular com dimensão $N - 1$ e os ângulos das $N - 1$ barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potência especificadas para estas $N - 1$ barras.

Substituindo a equação A.12 em A.11, é possível obter os fluxos nas linhas de transmissão, conforme a equação A.13.

$$\underline{f} = \beta(\underline{g} - \underline{d}) \quad (\text{A.13})$$

onde $\beta = \gamma S^t B^{-1}$ é uma matriz $M \times N$ que representa os *fatores de sensibilidade* dos fluxos em cada circuito com relação às injeções das barras.

A equação A.13 mostra que, para o problema linearizado, o fluxo nas linhas é função apenas da topologia e parâmetros da rede de transmissão e da injeção resultante por barra (geração menos demanda).

Apêndice B

Código Fonte do Programa

Foi desenvolvido em ambiente Matlab um aplicativo para o cálculo das tarifas nodais, contemplando a Metodologia Nodal e o Método de Participações Médias e cujo código fonte é apresentado a seguir.

```
%-----  
function [ dados ] = main( varargin )  
  
global ierr flog;  
ierr = 0;  
flog = 0;  
% flog = fopen('.\tarifa.dat','w');  
  
home;  
  
nvl = 1;  
  
outmsg;  
outmsg(nvl,'PROGRAMA DE CALCULO DE TARIFAS DE SISTEMAS DE TRANSMISSAO');  
outmsg(nvl,'-----');  
  
[ dados ] = inidat( nvl );
```

```

[ dados ] = inpdat( dados, nvl );

if( nargin >= 1 )
    dados.setp.meto = varargin{1};
end

[ dados ] = pwfsdc( dados, nvl );
[ dados ] = tarifa( dados, nvl );

outmsg;
outmsg(nvl,'TERMINO NORMAL');

if( flog ~= 0 )
    fclose(flog);
end

return;
%-----
function [ dados, ierr ] = inidat( nvl )

global ierr;

outmsg;
outmsg(nvl,'INICIALIZANDO ESTRUTURA DE DADOS');

dados = struct('setp',struct('meto',2, ...
                             'path','.\', ...
                             'filin','dados.pwf', ...
                             'filout','saida_fpm.dat'), ...
               'titu',[], ...
               'dcte',struct('base',100, ...
                              'dpger',0.5, ...

```

```

        'rmin', 0.0, ...
        'rmax', 0.0), ...
'drec',struct('recreq',0, ...
        'invest',0), ...
'dbus',struct('nbus' , 0, ...
        'noint',[], ...
        'bname',cell(1), ...
        'ntype',[], ...
        'pload',[], ...
        'theta',[]), ...
'dlin',struct('nlin' , 0, ...
        'nfrom',[], ...
        'nto' ,[], ...
        'ncir' ,[], ...
        'b' ,[], ...
        'tlcost',[], ...
        'fluxo',[], ...
        'kapac',[]), ...
'dgen',struct('ngen' , 0, ...
        'nogen',[], ...
        'pgen' ,[]), ...
'dfpm',struct('selo', 0, ...
        'targer',[], ...
        'tardem',[], ...
        'parger',[], ...
        'pardem',[]), ...
'dnod',struct('selo', 0, ...
        'targer',[], ...
        'tardem',[]));

```

```

return;

```

```

%-----

```

```

function [ dados ] = tarifa( dados, nvl )

global ierr;

outmsg;
outmsg(nvl,'CALCULANDO TARIFAS DE TRANSMISSAO');

switch( dados.setp.meto )
    case( 1 )
        outmsg(nvl+1,'METODO DE PARTICIPACOES MEDIAS');
        [ dados ] = pmedia( dados, nvl );
        dados.setp.filout = 'saida_pmed.dat';
        [ dados ] = pundat( dados, nvl, dados.dfpm );
    case( 2 )
        outmsg(nvl+1,'METODO NODAL');
        [ dados ] = nodal( dados, nvl );
        dados.setp.filout = 'saida_noda.dat';
        [ dados ] = pundat( dados, nvl, dados.dnod );
    case( 3 )
        outmsg(nvl+1,'METODO ANEEL');
        [ dados ] = nodal( dados, nvl );
        dados.setp.filout = 'saida_anel.dat';
        [ dados ] = pundat( dados, nvl, dados.dnod );
end

return;

%-----
function [ dados ] = inpdat( dados, nvl );

global ierr;

outmsg;

```

```

outmsg(nvl,'LEND O ARQUIVO DE DADOS');

[ file path ] = uigetfile('*.pwf', 'Selecione o arquivo de dados');
dados.setp.path = path;
dados.setp.filin = file;
patfil = fullfile(path, file);

msg = sprintf('Arquivo de dados: %s',patfil);
outmsg(nvl+1,msg);

% Abertura do arquivo
fid = fopen( patfil );
if( fid == -1 )
    msg = sprintf('ERRO: ARQUIVO NAO ENCONTRADO');
    outmsg(nvl+1,msg);
    return;
end

% Leitura do arquivo
line = getrec(fid,80);
while( ~isequal(line(1:3),'FIM') )
    if( ~isequal(line(1),'(') )
        switch upper(line(1:4))
        case( 'TITU' )
            [ dados ] = inptit( fid, dados );
        case( 'DCTE' )
            [ dados ] = inpcte( fid, dados );
        case( 'DBAR' )
            [ dados ] = inpbu( fid, dados );
        case( 'DLIN' )
            [ dados ] = inplin( fid, dados );
        case( 'DREC' )

```

```

        [ dados ] = inprec( fid, dados );
    end
end
line = getrec(fid,80);
end

```

```

fclose(fid);

```

```

return;

```

```

%-----

```

```

function [ dados ] = inptit( fid, dados )

```

```

global ierr;

```

```

dados.titu = getrec(fid,80);

```

```

return;

```

```

%-----

```

```

function [ dados ] = inpcte( fid, dados )

```

```

global ierr;

```

```

line = getrec(fid,11);

```

```

while( ~isequal(line(1:4),'9999') )

```

```

    if( ~isequal(line(1),'(') )

```

```

        switch upper(line(1:4))

```

```

            case( 'PGER' )

```

```

                dados.dcte.dpger = strread(line(6:11),'f') / 100;

```

```

            case( 'RINF' )

```

```

                dados.dcte.rmin  = strread(line(6:11),'f') / 100;

```

```

            case( 'RSUP' )

```

```

                dados.dcte.rmax  = strread(line(6:11),'f') / 100;

```

```

        end
    end
    line = fgetl(fid);
end

return;
%-----
function [ dados ] = inpbus( fid, dados )

global ierr;

line = getrec(fid,78);
while( ~isequal(line(1:4),'9999') )
    if( ~isequal(line(1),'(') )
        nb    = dados.dbus.nbus + 1;
        knb   = strread(line(1:4),'i');
        ktp   = strread(line(8),'i');
        nome  = line(10:21);
        pgen  = strread(line(31:35),'f') / dados.dcte.base;
        ploa  = strread(line(56:60),'f') / dados.dcte.base;

        if( nb > dados.dbus.nbus )
            dados.dbus.noint(nb,1) = knb;
            dados.dbus.ntype(nb,1) = ktp;
            dados.dbus.bname{nb,1} = nome;
            dados.dbus.pload(nb,1) = ploa;
            dados.dbus.nbus        = nb;

            if( pgen > 0.0 )
                ng = dados.dgen.ngen + 1;
                dados.dgen.nogen(ng,1) = nb;
                dados.dgen.pgen(ng,1)  = pgen;
            end
        end
    end
end

```

```

        dados.dgen.ngen      = ng;
    end
end
end
line = fgetl(fid);
end

return;
%-----
function [ dados ] = inplin( fid, dados )

global ierr;

line = getrec(fid,76);
while( ~isequal(line(1:4),'9999') )
    if( ~isequal(line(1),'(') )
        nl  = dados.dlin.nlin + 1;

        kf  = strread(line(1:4),'i');
        nf  = find( dados.dbus.noint == kf );

        kt  = strread(line(9:12),'i');
        nt  = find( dados.dbus.noint == kt );

        kc  = strread(line(13:14),'i');
        x    = strread(line(24:29),'f') / 100.;

        if( isequal(line(61:64),blanks(4)) )
            kap = 9999
        else
            kap = strread(line(61:64),'f');
        end
    end
end

```

```

    kap = kap / dados.dcte.base;

    tlc = strread(line(71:76),'f');

    if( nl > dados.dlin.nlin )
        dados.dlin.nfrom(nl,1) = nf;
        dados.dlin.nto(nl,1)   = nt;
        dados.dlin.ncir(nl,1)  = kc;
        dados.dlin.b(nl,1)     = 1 / x;
        dados.dlin.kapac(nl,1) = kap;
        dados.dlin.tlcost(nl,1) = tlc;
        dados.dlin.nlin        = nl;
    end
end
line = fgetl(fid);
end

return;
%-----
function [ dados ] = inprec( fid, dados )

global ierr;

line = getrec(fid,11);
while( ~isequal(line(1:4),'9999') )
    if( ~isequal(line(1),'(') )
        rec = strread(line(1:11),'f');

        dados.drec.recreq = rec;
    end
    line = fgetl(fid);
end
end

```

```

return;
%-----

function line = getrec( fid, n )

str = fgetl(fid);
len = length(str);
dif = n - len;
if( dif > 0 )
    line = sprintf('%s%s',str,blanks(dif));
else
    line = str(1:n);
end

return;
%-----

function num = strread( str, tp )

ind = find( str ~= ' ' );
str2 = str(ind);
len = length(str2);
if( len ~= 0 )
    fmt = sprintf('%%%i%c',len,tp);
    num = sscanf(str2,fmt);
else
    num = 0;
end

return;
%-----

function fl = isblank(str)

```

```

ind = find( str ~= ' ' );
if( isempty(ind) )
    fl = 0;
else
    fl = 1;
end

return

%-----
function outmsg( varargin )

global flog;

if( nargin == 0 )
    fmt = ' ';
    msg = '';
else
    nivel = varargin{1};
    msg    = varargin{2};
    fmt = '';
    if( nargin >= 3 )
        fmt = varargin{3};
    end

    spc = char(' '*ones(1,2*nivel));
    fmt = sprintf(' %s%%s%s',spc,fmt);
end

msg = sprintf(fmt,msg);
if( flog == 0 )
    disp(msg);
else

```

```

    fmt = sprintf('%%s\n',fmt);
    fprintf(flog,fmt,msg);
end

return;
%-----
function [ dados ] = nodal( dados, nvl )

global ierr;

% Encontra barra slack
nslk = find( dados.dbus.ntytype == 2 );
ink  = find( 1:dados.dbus.nbus ~= nslk );

% Monta matrizes de susceptancia e de incidencia reduzida
[ G S ] = matriz( dados );
S = S(ink,:);

% Calcula matriz de admitancia reduzida
B = S * G * S';

% Monta matriz Beta
Beta      = G * S' * inv(B);
Beta(:,ink) = Beta;
Beta(:,nslk) = zeros(dados.dlin.nlin,1);

% Calculando fatores de ponderacao
rmin = dados.dcte.rmin;
rmax = dados.dcte.rmax;
carg = abs(dados.dlin.fluxo) ./ dados.dlin.kapac;
for i=1:dados.dlin.nlin
    if( carg(i) > rmin )

```

```

        if( carg(i) < rmax )
            rfat(i,1) = (carg(i) - rmin) / (rmax - rmin);
        else
            rfat(i,1) = 1.0;
        end
    else
        rfat(i,1) = 0.0;
    end
end

end

% Calculando tarifas nodais
tarifa = zeros(dados.dbus.nbus,1);
for i=1:dados.dbus.nbus
    for j=1:dados.dlin.nlin
        b = Beta(j,i);
        if( dados.dlin.fluxo(j) < 0.0 )
            b = -b;
        end
        tlin = b * rfat(j) * dados.dlin.tlcost(j);
        tarifa(i) = tarifa(i) + tlin;
    end
end

% Encontrando parcela da barra de referência fictícia
dpger = dados.dcte.dpger;
pger = zeros(dados.dbus.nbus,1);
pger(dados.dgen.nogen,1) = dados.dgen.pgen;
pload = dados.dbus.pload;
alpha = sum(tarifa .* ( (dpger-1)*pger - dpger*pload ) ) / sum(dados.dgen.pgen);

% Ajustando tarifas
tarifa = tarifa + alpha;

```

```

targer =  tarifa;
tardem = -tarifa;
dados.dnod.targer = targer;
dados.dnod.tardem = tardem;

% SEL0
[ selo, invest ] = kselo( dados, pger, targer, pload, tardem );
dados.dnod.selo   = selo;
dados.drec.invest = invest;

return;

%-----
function [ selo, invest ] = kselo( dados, pinj, targer, pret, tardem )

pagoger = pinj' * targer;
pagodem = pret' * tardem;

ger = sum(pinj,1);
dem = sum(pret,1);

recdef = (dados.drec.recreq / dados.dcte.base) - (pagoger + pagodem);

selo   = ( recdef ) / ( ger + dem );
invest = (pagoger + pagodem) * dados.dcte.base;

return;

%-----
function [ G, S ] = matriz( dados )
% Monta matrizes de susceptancia e de incidencia

G = matG( dados );
S = matS( dados );

```

```

return;
%-----
function [ G ] = matG( dados )
% Monta matriz de susceptancia

G = diag( dados.dlin.b );

return;
%-----
function [ S ] = matS( dados )
% Monta matriz de incidencia

nbus = dados.dbus.nbus;
nlin = dados.dlin.nlin;

S = zeros( nbus, nlin );
for k=1:nlin;
    i = dados.dlin.nfrom(k);
    j = dados.dlin.nto(k);

    S(i,k) = 1;
    S(j,k) = -1;
end

return;
%-----
function [ dados ] = pwfsdc( dados, nvl )
% PWFSDC - Soluciona o fluxo de potência linear.

global ierr;

```

```

outmsg;
outmsg(nvl,'SOLUCIONANDO FLUXO DE POTENCIA LINEAR');

% Encontra barra slack
nslk = find( dados.dbus.ntytype == 2 );
ink  = find( 1:dados.dbus.nbus ~= nslk );

% Encontra gerador da barra slack e recalcula sua potencia
ng = find( dados.dgen.nogen == nslk );
if( isempty(ng) )
    ng = dados.dgen.ngen;
    dados.dgen.nogen(ng) = nslk;
    dados.dgen.pgen(ng)  = 0;
    dados.dgen.ngen      = ng;
end
ind = find( dados.dgen.nogen ~= nslk );
newgen = sum(dados.dbus.pload) - sum(dados.dgen.pgen(ind));
msg = sprintf('Alterando a geracao da barra slack para ...
    fechamento do balanço de potencia. ');
outmsg(nvl+1,msg);
msg = sprintf('Barra %i ( %s )',dados.dbus.noint(nslk),dados.dbus.bname{nslk});
outmsg(nvl+2,msg);
msg = sprintf('De %7.3f MW para %7.3f MW',dados.dgen.pgen(ng) ...
    *dados.dcte.base,newgen*dados.dcte.base);
outmsg(nvl+2,msg);
dados.dgen.pgen(ng) = newgen;

% Monta matrizes de susceptancia e de incidencia reduzida
[ G S ] = matriz( dados );
S = S(ink,:);

% Monta vetor de injecoes (g - d) reduzido

```

```

P = zeros(dados.dbus.nbus,1);
ind = dados.dgen.nogen;
P(ind,1) = P(ind,1) + dados.dgen.pgen;
P = P - dados.dbus.pload;
P = P(ink,1);

% Calcula matriz de admitancia reduzida
B = S * G * S';

% Calcula angulos nodais
theta = inv(B) * P;
theta(ink,1) = theta;
theta(nslk) = 0.;
dados.dbus.theta = theta;

% Calcula fluxo nas linhas
fluxo = G * S' * theta(ink);
dados.dlin.fluxo = fluxo;

return;
%-----
function [ dados ] = pmedia( dados, nvl )
% PMEDIA - Calcula tarifas pelo metodo de Participacoes Medias

global ierr;

% Calculo da potencia injetada e retirada por barra
pinj = zeros(dados.dbus.nbus,1);
pinj(dados.dgen.nogen) = dados.dgen.pgen;
pret = dados.dbus.pload;

% GERACAO

```

```

fluxo = dados.dlin.fluxo;
[ pinc ] = incbus( dados, pinj, fluxo );
[ parlin ] = fpmsol( dados, pinj, pinc, fluxo );
dados.dfpm.parger = parlin;
[ targer ] = tarsol( dados, pinj, parlin, dados.dcte.dpger );
dados.dfpm.targer = targer;

% DEMANDA
fluxo = -dados.dlin.fluxo;
[ pdis ] = incbus( dados, pret, fluxo );
[ parlin ] = fpmsol( dados, pret, pdis, fluxo );
dados.dfpm.pardem = parlin;
[ tardem ] = tarsol( dados, pret, parlin, 1-dados.dcte.dpger );
dados.dfpm.tardem = tardem;

% SEL0
[ selo, invest ] = kselo( dados, pinj, targer, pret, tardem );
dados.dfpm.selo = selo;
dados.drec.invest = invest;

return;

%-----
function [ pinc ] = incbus( dados, pinj, fluxo )
% INCBUS - Calcula a potencia incidente nas barras.

pinc = pinj;
for k=1:dados.dlin.nlin
    i = dados.dlin.nfrom(k);
    j = dados.dlin.nton(k);
    f = fluxo(k);
    if( f > 0 )
        i = dados.dlin.nton(k);

```

```

    else
        i = dados.dlin.nfrom(k);
        f = -f;
    end
    pinc(i) = pinc(i) + f;
end

return;
%-----
function [ parlin ] = fpmsol( dados, pinj, ptot, fluxo )
% FPMSOL - Descricao

global ierr;

% Montagem da matriz de distribuiçao upstream
au = eye(dados.dbus.nbus);
for k=1:dados.dlin.nlin
    i = dados.dlin.nfrom(k);
    j = dados.dlin.nto(k);
    f = fluxo(k);
    if( f < 0 )
        f = -f;
    else
        [i,j] = swap(i,j);
    end
    if( ptot(j) ~= 0 )
        au(i,j) = au(i,j) - f / ptot(j);
    end
end

% Matriz de projecao de geracao nas barras
iaau = inv(au);

```

```

% Calculo da participacao dos geradores nas linhas
parlin = zeros(dados.dbus.nbus,dados.dlin.nlin);
for k=1:dados.dbus.nbus
    if( pinj(k) > 0 )
        for nl=1:dados.dlin.nlin
            f = fluxo(nl);
            if( f > 0 )
                i = dados.dlin.nfrom(nl);
            else
                i = dados.dlin.ntonl(nl);
            end
            if( ptot(i) ~= 0 )
                parlin(k,nl) = pinj(k) / ptot(i) * abs( iau(i,k) );
            end
        end
    end
end

return;

%-----
function [ targer ] = tarsol( dados, pinj, parlin, dpger )

targer = zeros(dados.dbus.nbus,1);
for k=1:dados.dbus.nbus
    if( pinj(k) > 0 )
        pago = 0;
        for nl=1:dados.dlin.nlin
            f = abs( dados.dlin.fluxo(nl) );
            custo = f * dados.dlin.tlcost(nl);
            pago = pago + custo * parlin(k,nl);
        end
    end
end

```

```

        targer(k) = pago * dpger / pinj(k);
    end
end

return;
%-----
function [ a, b ] = swap(a,b)
c = a; a = b; b = c;
return;
%-----
function [ dados ] = pundat( dados, nvl, dtar );

global ierr;

outmsg;
outmsg(nvl,'GERANDO ARQUIVO DE RESULTADOS');

file = dados.setp.filout;
path = dados.setp.path;
patfil = fullfile(path, file);

msg = sprintf('Arquivo de saida: %s',patfil);
outmsg(nvl+1,msg);

% Abertura do arquivo
fid = fopen( patfil, 'w' );
if( fid == -1 )
    msg = sprintf('ERRO NA ABERTURA DO ARQUIVO');
    outmsg(nvl+1,msg);
    return;
end
end

```

```

pger = zeros(dados.dbus.nbus,1);
pger(dados.dgen.nogen) = dados.dgen.pgen;
pload = dados.dbus.pload;

targer = dtar.targer;
tardem = dtar.tardem;

fprintf(fid,'%s\n','(Investimen)(ReqRevenue)(Rate)...
(Per)(GenP) (Nr)(...Selo...)');
fprintf(fid,'%12.5f',dados.drec.invest);
fprintf(fid,'%12.5f',dados.drec.recreq);
fprintf(fid,'%6.3f',0);
fprintf(fid,'%5.2f',0);
fprintf(fid,'%6.3f      ',dados.dcte.dpger);
fprintf(fid,'%12.5f',dtar.selo);
fprintf(fid,'\n');

fprintf(fid,'%s\n','(Nb) (...Name...) Ar Sm(.Gen Tariff.)...
(.Dem Tariff.)(Gener.)(.Load.)(InsGen)');
for i=1:dados.dbus.nbus
    fprintf(fid,'%4i',dados.dbus.noint(i));
    fprintf(fid,' %s',dados.dbus.bname{i});
    fprintf(fid,' %2i',0);
    fprintf(fid,' %2i',0);
    fprintf(fid,'%14.4f',targer(i));
    fprintf(fid,'%14.4f',tardem(i));

    k = find(dados.dgen.nogen == i);
    if( k ~= 0 )
        fprintf(fid,'%8.4f',dados.dgen.pgen(k)*dados.dcte.base);
    else
        fprintf(fid,'      ');

```

```

end

fprintf(fid,'%8.4f',dados.dbus.pload(i)*dados.dcte.base);

if( k ~= 0 )
    fprintf(fid,'%8.4f',dados.dgen.pgen(k)*dados.dcte.base);
else
    fprintf(fid,'          ');
end

fprintf(fid,'\n');
end

fclose(fid);

return;
%-----

```