

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE**

**UMA METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE PERDAS
ATIVAS DE TRANSMISSÃO EM AMBIENTE
COMPETITIVO**

Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior

São Luís - MA, Brasil.

Abril 2007

**UMA METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE PERDAS
ATIVAS DE TRANSMISSÃO EM AMBIENTE
COMPETITIVO**

Dissertação submetida à Universidade Federal do Maranhão - UFMA
como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica

Por

BARTOLOMEU FERREIRA DOS SANTOS JUNIOR

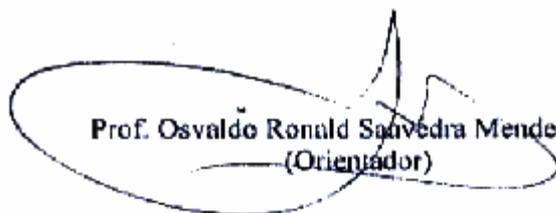
São Luís - MA, Brasil.

Abril 2007

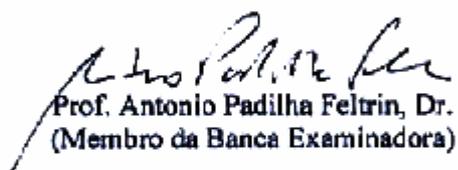
UMA METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE PERDAS ATIVAS DE TRANSMISSÃO EM AMBIENTE COMPETITIVO

BARTOLOMEU FERREIRA DOS SANTOS JUNIOR

Dissertação Aprovada em 13 de abril de 2007.



**Prof. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
(Orientador)**



**Prof. Antonio Padilha Feltrin, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)**



**Prof. José Eduardo Onoda Pessanha, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)**

Ao Deus Uno e Trino,
fonte de Vida, Sabedoria
e Amor.

Aos meus pais, Bartolomeu e Conceição,
pelo exemplo, carinho, amor e confiança.

Aos meus irmãos, pela união,
companheirismo e amizade.

A todos os meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Jesus Cristo, minha fonte de força e esperança inexaurível, por minha existência e capacidade para concluir este trabalho.

Aos meus amados irmãos Walbermark, Walbetise, Walberto, Antonio, Walbelice, Walbenice e Walbenise, pela amizade, incentivo e união em todos os momentos.

Ao meu orientador, professor Osvaldo Saavedra, pelo profissionalismo exemplar, pela orientação precisa e sempre disponível, neste e em outros trabalhos, pela amizade, incentivo, cooperação e ajuda nos momentos em que precisei.

Agradeço à professora Maria da Guia, pelas sugestões, pelo auxílio e ajuda em momentos difíceis.

À Universidade Federal do Maranhão, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, e à CAPES, pelos incentivos e auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ser realizado.

Aos meus amigos Cledson, Silvangela, Carlos César, Newton Filho, Aryfrance, Aniceto, Carlos Magno, Shigeaki, Marcelo Araújo, Fabiana, Daniele Segadilha, Roseanne Nogueira, Romel, Alex Paz, e Carlos Henrique pelo incentivo, amizade e cooperação.

Um agradecimento especial à Clissianne Araújo, pela amizade, pelo companheirismo e cooperação nestes dois anos de mestrado, mas principalmente pelo exemplo de objetividade e dedicação.

Especialmente à Carliene do Vale, pela constante ajuda, incentivo, amizade, e exemplo de honestidade. À ela o meu muito obrigado.

Finalmente, agradeço muito especialmente aos meus pais Bartolomeu Ferreira dos Santos e Maria da Conceição Marques dos Santos, por todo empenho e esforço que fazem pela educação de seus filhos, pelos ensinamentos e exemplo de dignidade e honra, pelo amor e carinho incondicionais.

*A humildade é o espaço do Amor.
(Papa Paulo VI)*

RESUMO

Os métodos de alocação de perdas têm como objetivo distribuir entre os geradores e cargas a responsabilidade por perdas no sistema de transmissão, de uma forma equilibrada. Embora existam vários métodos de alocação propostos na literatura para resolver este problema, ainda não existe um consenso sobre o melhor critério a ser seguido, sendo que atualmente cada país utiliza uma metodologia diferente com maior ou menor grau de aproximação.

Há alguns métodos que poderiam ser considerados como “exatos”, entretanto a questão da equidade ainda continua em aberto. Pode-se afirmar que ainda não existe nenhum método ideal, embora seja desejável que qualquer metodologia objetive atingir a critérios eficientes de alocação.

Neste trabalho é proposta uma metodologia para alocação de perdas ativas de transmissão, baseada nas leis de circuito, no princípio da divisão proporcional e no teorema da superposição.

A metodologia utiliza os resultados de um fluxo de carga para alocar eficientemente a perda total do sistema entre os participantes do mercado, dividindo o problema em *cenários de operação* e considerando os caminhos de transmissão utilizados pelos geradores para suprir as demandas das cargas.

São realizadas simulações e análises e comparações com alguns métodos já propostos na literatura, utilizando-se: um sistema teste de cinco barras, e os sistemas IEEE 30 e IEEE 118.

ABSTRACT

The goal of loss allocation methodologies is to share the responsibility for transmission losses among generators and loads. Several loss allocation methods have been developed to solve this problem. However, there is not consensus regarding to the most appropriated approach methodology.

There are some methods presenting suitable accuracy, however, still remains the equity question. It can say that there isn't an ideal method, although it is desirable that any method achieve efficient allocation criteria.

In this work, it is proposed a methodology for active power transmission loss allocation, based on circuit laws, proportional sharing and superposition principles.

The methodology uses a load flow solution to share the global loss of the system among market participants. The problem is divided into operation scenarios and taking into account transmission paths used by generators to supply the loads.

Tests, analyses and comparison with some methods proposed in literature are performed, using a five bus test system, and IEEE 30 and IEEE 118 systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Atual modelo do setor elétrico brasileiro.....	6
Figura 2.1 Sistema de transmissão de energia elétrica.....	16
Figura 2.2 Estrutura simplificada do mercado Pool.....	31
Figura 2.3 Estrutura simplificada do mercado de Contratos Bilaterais.....	33
Figura 4.1 Exemplo de um sistema de potência simples de 4 barras.....	70
Figura 4.2 Separação do sistema em cenários pela aplicação do teorema da superposição.....	70
Figura 4.3 Modelo pi de uma linha de transmissão.....	75
Figura 5.1 Sistema de cinco barras – Diagrama unifilar.....	95
Figura 5.2 Sistema de cinco barras - Comparação dos métodos de alocação de perdas.....	104
Figura 5.3 Sistema de cinco barra - Resultado da alocação de perdas para o caso base e dois outros pontos de operação: (a) Z-barra; (b) FLUXPERD; (c) MAPCT.....	112
Figura 5.4 Sistema IEEE 30 – Diagrama unifilar.....	114
Figura 5.5 Sistema IEEE 30 – Distribuição das perdas entre os ramos do sistema.....	116
Figura 5.6 Sistema IEEE 30 – Comparação dos métodos MAPCT e Z- barra.....	118
Figura 5.7 Sistema IEEE 30 – Resultado da alocação de perdas para o caso base e dois outros pontos de operação: (a) método Z-barra; (b) método MAPCT.....	124
Figura 5.8 Sistema IEEE 30 – Concentração da variação nos valores de alocação pelo método Z-barra.....	125
Figura 5.9 Sistema IEEE 30 – Concentração da variação nos valores de alocação pelo método MAPCT.....	126
Figura 5.10 Sistema IEEE 118 – Diagrama unifilar.....	127
Figura 5.11 Sistema IEEE 118 – Comparação dos métodos Z-barra e MAPCT.....	129
Figura B.1 Princípio da divisão proporcional do fluxo de potência ativa.....	150

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 - Sistema de cinco barras – Estado de operação caso – base.....	95
Tabela 5.2 - Sistema de cinco barras – Fluxos de potência e perdas nas linhas de transmissão para o caso-base.....	96
Tabela 5.3 - Sistema de cinco barras – Fluxos de corrente complexa nas linhas de transmissão para o caso – base.....	96
Tabela 5.4 - Sistema de cinco barras – Injeções equivalentes de corrente complexa para o caso – base	96
Tabela 5.5a – Sistema de cinco barras – Alocação de fluxos de corrente complexa nos ramos para as barras do sistema (valores em pu) – CENÁRIO 1 (Gerador conectado à barra 1, como única fonte do sistema).....	99
Tabela 5.5b – Sistema de cinco barras – Alocação de fluxos de corrente complexa nos ramos para as barras do sistema (valores em pu) – CENÁRIO 2 (Gerador conectado à barra 4, como única fonte do sistema).....	100
Tabela 5.6 - Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas - método MAPCT (MW).....	101
Tabela 5.7 - Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas - método MAPCT (%)......	101
Tabela 5.8 - Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com vários métodos de alocação de perdas (MW).....	104
Tabela 5.9 – Sistema de cinco barras – Estado de operação para um aumento de 50% da demanda na barra 5.....	106
Tabela 5.10 – Sistema de cinco barras – Distribuição de fluxos e perdas nas linhas para um aumento de 50% da demanda na barra 5.....	107
Tabela 5.11 – Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas para um aumento de 50% na demanda da barra 5 – método MAPCT (%)......	107
Tabela 5.12 – Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com alguns métodos, para um aumento de 50% da demanda na barra 5 (MW).....	108
Tabela 5.13 – Sistema de cinco barras – Estado de operação para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.....	109

Tabela 5.14 – Sistema de cinco barras – Distribuição de fluxos e perdas nas linhas para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.....	109
Tabela 5.15 – Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas para uma diminuição de 50% na demanda da barra 5 – método MAPCT (%).	110
Tabela 5.16 – Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com alguns métodos para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.....	110
Tabela 5.17 – Sistema IEEE 30 – Injeções equivalentes de corrente complexa para o caso – base.....	115
Tabela 5.18 – Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT.....	117
Tabela 5.19 – Sistema IEEE 30 – Injeções equivalentes de corrente complexa nas barras 5 e 8 para o caso 1.....	120
Tabela 5.20 – Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT para o caso 1.....	120
Tabela 5.21 – Sistema IEEE 30 – Injeções equivalentes de corrente complexa nas barras 5 e 8 para o caso 2.....	122
Tabela 5.22 – Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT para o caso 2.....	122
Tabela 5.23 – Sistema IEEE 118 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT	128
Tabela 5.24 – Comparação dos métodos apresentados	130
Tabela D.1 – Dados de Barra para o Sistema de Cinco Barras.....	155
Tabela D.2 – Dados de Ramos para o Sistema de Cinco Barras.....	156
Tabela E.1 – Dados de Barra - IEEE 30.....	157
Tabela E.2 – Dados de Ramos - IEEE 30.....	158
Tabela E.3 – Fluxos e perdas nos ramos – IEEE 30 (caso base).....	159
Tabela F.1 – Dados de Barra – IEEE 118.....	162
Tabela F.2 – Dados de Ramo – IEEE 118.....	164

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	III
LISTA DE TABELAS.....	IV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Generalidades.....	2
1.2 O Setor Elétrico Brasileiro.....	5
1.3 Proposta do Trabalho.....	11
1.4 Organização do Trabalho.....	12
2. O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DAS PERDAS DE TRANSMISSÃO	14
2.1 Introdução.....	15
2.2 O Sistema de Transmissão.....	16
2.2.1 O Serviço de Transmissão.....	17
2.2.2 Os Custos do Serviço de Transmissão.....	18
2.2.3 Monopólio Natural.....	19
2.2.4 Restrições do Sistema de Transmissão.....	20
2.2.4.1 Limitações Térmicas.....	20
2.2.4.2 Restrições de Tensão.....	21
2.2.4.3 Restrições de Operação do Sistema.....	22
2.3 Os Serviços Ancilares.....	23
2.3.1 Definição dos Serviços Ancilares.....	23
2.3.2 Participantes do Mercado de Serviços Ancilares.....	25
2.3.3 Identificação dos Serviços Ancilares.....	25
2.3.3.1 Programação do Despacho.....	26
2.3.3.2 Reserva de Geração.....	26
2.3.3.3 Reserva de Operação.....	27
2.3.3.4 Desequilíbrio de Energia.....	27
2.3.3.5 Compensação das Perdas de Potência Ativa.....	27
2.3.3.6 Controle de Tensão.....	29
2.4 Contextualização do Problema.....	29
2.4.1 Modelos de Mercado.....	30
2.4.1.1 O Mercado Pool.....	30
2.4.1.2 Contratos Bilaterais.....	32
2.4.1.3 Modelo Híbrido.....	33
2.4.2 O Problema.....	34
2.5 Diferença entre Compensação e Alocação de Perdas.....	35
2.5.1 Formas de Compensar Perdas em Mercados Elétricos.....	37
2.6 Sumário.....	38
3. METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DAS PERDAS DE TRANSMISSÃO	40
3.1 Introdução.....	41

3.2	Princípios para uma Alocação Ideal de Perdas.....	42
3.3	Metodologias para Alocação das Perdas de Transmissão.....	44
3.3.1	Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Elétricos	
	Tipo Pool.....	45
3.3.1.1	Métodos Pro Rata	45
3.3.1.2	Métodos Baseados no Princípio da Divisão Proporcional	46
3.3.1.3	Métodos Baseados em Procedimentos Incrementais.....	50
3.3.1.4	Métodos Baseados na Teoria de Circuitos.....	54
3.3.1.5	Métodos Baseados na Teoria de Jogos.....	57
3.3.2	Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Bilaterais.	58
3.3.3	Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Tipo Pool	
	– Bilateral.....	62
3.4	Sumário.....	64
4.	METODOLOGIA PROPOSTA	65
4.1	Introdução.....	66
4.2	Contextualização da Metodologia Proposta.....	67
4.3	Aplicação do Teorema da Superposição na Separação do	
	Problema em Circuitos com Fontes Equivalentes de Corrente.....	69
4.3.1	Formulação.....	71
4.4	Alocação de Perdas Ativas de Transmissão.....	74
4.4.1	Alocação de Perdas para os Geradores.....	74
4.4.2	Alocação de Perdas para as Cargas.....	79
4.4.2.1	Domínios.....	79
4.4.2.2	Matriz de Incidência.....	80
4.4.2.3	O Princípio da Divisão Proporcional.....	81
4.4.2.4	Formulação.....	81
4.4.2.5	Alocação de Perdas para as Cargas – Equações de	
	Alocação.....	86
4.4.2.6	Alocação de Perdas para as Cargas – Fatores de	
	Alocação.....	90
4.5	Sumário.....	91
5.	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	93
5.1	Introdução.....	94
5.2	Caso I: Sistema de Cinco Barras – Análise e Comparações....	95
5.2.1	Avaliação do Desempenho do Método Proposto.....	105
5.2.1.1	Caso 1: Aumento do Carregamento na Barra 5.....	106
5.2.1.2	Caso 2: Diminuição do Carregamento na Barra 5.....	109
5.2.1.3	Análise e Comparações.....	111
5.3	Caso II: Sistema IEEE 30 – Análise e Comparações.....	114
5.3.1	Avaliação do Desempenho do Método Proposto.....	119
5.3.1.1	Caso 1: Aumento da Geração em 50% para os Geradores	
	5 e 8.....	119
5.3.1.2	Caso 2: Diminuição da Geração em 50% para os	
	Geradores 5 e 8.....	121
5.3.1.3	Análises e Comparações.....	123

5.4 Caso III: Sistema IEEE 118 – Análise e Comparações.....	127
5.5 Resumo Comparativo entre os Métodos.....	129
5.6 Sumário.....	132
6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS	
FUTUROS	133
6.1 Conclusões.....	134
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	136
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
Apêndice A – Demonstração da Equação (4.24).....	149
Apêndice B – Justificativa Matemática do Princípio da Divisão Proporcional.....	150
Apêndice C – Demonstração da Equação (4.64).....	154
Apêndice D – Dados para o Caso Base do Sistema de 5 Barras.....	155
Apêndice E – Dados para o Caso Base do Sistema IEEE 30.....	157
Apêndice F – Dados para o Caso Base do Sistema IEEE 118.....	161

Santos Junior, Bartolomeu Ferreira dos.

Uma metodologia para alocação de perdas ativas de transmissão em ambiente competitivo / Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior. – 2007. 168f.

Texto impresso (fotocópia)

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2007.

1. Transmissão de energia elétrica. 2. Transmissão de energia elétrica - Perdas. I. Saavedra Mendez, Osvaldo Ronald, Orientador. II. Título.

CDU 621.315

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Até recentemente o setor elétrico era caracterizado por uma estrutura de monopólio verticalmente integrada, em praticamente todos os países. Nesta estrutura, uma única empresa tinha a seu cargo as funções de produzir, transmitir e distribuir a energia elétrica em uma determinada região, caracterizando assim um setor elétrico fortemente regulado [Ilic, 1998], [Sheble, 1999], [Stof, 2002].

A complexidade e a característica de monopólio natural¹ dos sistemas de energia elétrica conduziram a uma centralização das atividades neste setor, tornando mais fácil a sua operação, bem como as decisões sobre novos investimentos. Esta estratégia garantia às empresas a recuperação dos seus custos através de tarifa, devidamente regulada, paga pelo consumidor final, baseando-se na filosofia de remuneração em função do custo de serviço. Desta forma, a organização do setor oferecia condições favoráveis a um crescimento rápido do suprimento de eletricidade, mas não conduzia à eficiência econômica, seja na produção ou na alocação de recursos.

Assim, o setor elétrico foi levado a uma inevitável reestruturação, devido às necessidades de redução dos custos, aumento da eficiência dos sistemas, melhoria da qualidade do produto oferecido, atenuação de diferenças muito significativas entre as diversas empresas de fornecimento de energia e, a possibilidade do consumidor escolher o seu fornecedor [Kahn, 1988].

A liberalização do setor iniciou-se nos anos 80, com a introdução de concorrência na produção da energia elétrica e com a liberdade de escolha do fornecedor para um número crescente de clientes [Hainault, 1999].

¹ Situação onde uma empresa corresponde à configuração mais eficiente de prover toda a demanda do mercado, o que torna imprescindível a ação de um agente regulador [Silva, 2001].

Pode-se dizer que a reestruturação da indústria da energia elétrica foi incutida de três principais elementos: a separação dos serviços de eletricidade; a abertura a mercados de energia elétrica; e o acesso aberto à rede de transmissão.

Esta separação dos serviços de eletricidade refere-se à atribuição de funções distintas para diferentes entidades corporativas (provedores de serviço). Trata-se da separação vertical das funções de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

A base da reestruturação está na expectativa combinada de altos lucros e baixos preços, resultante da abertura de mercados competitivos atacadistas de energia elétrica. Um importante passo para a liberalização do setor foi também a abertura de mercados no varejo, no qual consumidores compram de provedores competitivos. O livre acesso ao mercado é requerido tanto para os atuais, bem como para os novos produtores, desde que sejam atendidos critérios mínimos, técnicos e financeiros.

Para permitir a venda e compra de energia elétrica pelos geradores e consumidores, respectivamente, foi criado um órgão autônomo, denominado Operador Independente do Sistema (OIS), responsável, principalmente, pela organização do sistema de geração e pela administração da rede elétrica. O OIS não faz parte da competição que existe no mercado. É atribuída a ele a função do planejamento operacional do despacho da geração, da cobrança de encargos pelo uso da linha, da remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão², além da contabilização e liquidação da energia negociada no mercado elétrico [Silva Araújo, 2005].

O acesso aberto às redes de transmissão para todos os produtores, visto como o terceiro elemento da reestruturação, é necessário para a dinâmica dos mercados elétricos. Na grande maioria dos casos, as empresas de transmissão mantêm o monopólio

² São exemplos de serviços de transmissão, o suporte de potência reativa para o controle de tensão e o provimento de regulação de frequência para o sistema. Este tipo de serviço será mais bem abordado no Capítulo 3.

das linhas, apesar de serem reguladas, recebendo alguns pagamentos baseados em custo de oportunidade de mercado³.

Devido a estas significativas mudanças em seu ambiente econômico, as empresas de transmissão têm encontrado vários desafios, tais como: congestionamento, tarifas de transmissão e perdas na rede de transmissão.

O aumento do número de congestionamentos na transmissão é diretamente influenciado pelo livre acesso à rede, ocasionando a variação do preço da energia elétrica. O congestionamento ocorre quando a capacidade de transmissão torna-se insuficiente para atender todos os pedidos de serviço de transmissão dentro de um mercado [Silva Araújo, 2005]. Assim, o desafio do gerenciamento do congestionamento para operador do sistema é, criar regras que assegurem suficiente controle sobre os produtores e consumidores (geradores e cargas), de modo a manter um nível aceitável de segurança e confiabilidade [Unsihuay, 2003].

O problema da determinação das tarifas pelos serviços de transmissão envolve o cálculo e a alocação da quantia a ser paga pelo uso da rede, de modo que, três aspectos devem ser observados: o primeiro é assegurar a existência de uma receita bruta suficiente para recuperar os custos incorridos pelo uso do sistema de transmissão; o segundo aspecto é que estas tarifas possam ser utilizadas das mais diversas formas para o gerenciamento do congestionamento; e o último aspecto refere-se ao uso destas tarifas na orientação do descentralizado e irrestrito processo de otimização em mercados de energia.

Com o processo de desverticalização dos sistemas de energia elétrica, foi dispensada uma maior atenção para o problema de alocação das perdas no sistema de

³ O custo de oportunidade corresponde aos lucros que um agente deixa de ganhar na atividade competitiva por ter fornecido a outros o acesso à rede [Noda, 2005].

transmissão. Isto se deve à nova forma de relação comercial adotada entre os agentes⁴ do mercado, que cria um ambiente participativo, no qual todos os agentes usuários são responsabilizados em maior ou menor grau pelas perdas no sistema de transmissão, proporcional à utilização que este agente faz da rede.

O grande problema para o setor é encontrar uma forma “justa” de atribuir as parcelas de responsabilidade a cada agente, e a partir de então calcular os montantes que devem ser pagos por estes, pelas perdas no sistema de transmissão, resultantes da sua utilização.

1.2 O Setor Elétrico Brasileiro

A reestruturação do setor elétrico brasileiro teve início em 1995, tendo como objetivo substituir a antiga estrutura verticalizada do setor. Este processo, diferentemente da forma utilizada pelos outros países, iniciou-se com a privatização de algumas empresas estatais para só então estabelecer regras claras e de longo prazo para atrair investimentos ao setor.

Dentre as principais características da reestruturação do setor podem-se destacar: a criação e progressiva ampliação do quadro de consumidores livres; a criação do produtor independente de energia elétrica (PIE); a ampliação do campo de atuação do autoprodutor (APE); a adoção da regra do livre acesso à rede, mediante ressarcimento dos respectivos custos; a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS); do Mercado Atacadista de Energia (MAE), agora Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o novo órgão regulador

⁴ Define-se o agente de mercado como cada uma das partes envolvidas na regulamentação, planejamento, acesso, expansão e operação do sistema elétrico, bem como na comercialização e consumo da energia [ONS, 2004].

setorial; do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A nova estrutura do mercado elétrico brasileiro com as suas principais instituições é mostrada na Figura 1.1.

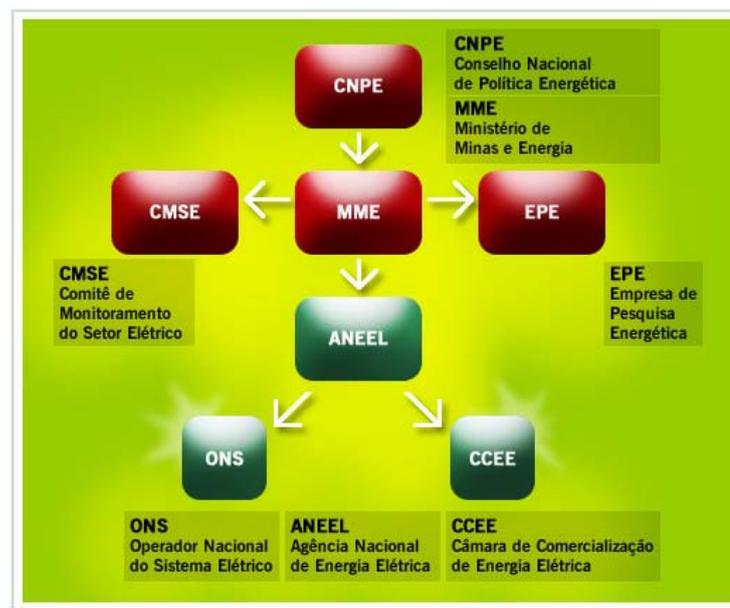


Figura 1.1 Atual modelo do setor elétrico brasileiro [ONS, 2007].

O Conselho Nacional de Política Energética, criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1999, é um órgão que tem a função de assessorar o Presidente da República na formulação de diretrizes e políticas nacionais de energia, tendo como principal objetivo, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, conforme a legislação vigente. Deve ainda rever periodicamente a matriz energética para estabelecer, caso necessárias, diretrizes para programas específicos. Trata-se de um órgão multi-ministerial presidido pelo Ministro de Estado das Minas e Energia [Lei nº 9.478/99], [ONS, 2007].

O Ministério das Minas e Energia foi criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992, e tem como responsabilidade, elaborar planejamentos e implementar ações

do Governo Federal no âmbito da política energética nacional, tendo como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobrás [Lei nº 8.422/92], [ONS, 2007].

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico foi criado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Sob a coordenação do MME, tem como função essencial acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional [Lei nº 10.848/2004], [ONS, 2007].

A Empresa de Pesquisa Energética teve a sua criação autorizada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e foi criada pelo Decreto 5.184, de 16 de agosto de 2004, tendo como finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas que auxiliem o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, fontes energéticas renováveis, eficiência energética, dentre outros [Lei 10.848/2004], [Decreto 5.184/2004].

Através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, cria-se a Agência Nacional de Energia Elétrica, uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Suas principais atribuições são: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; atender a reclamações dos agentes e dos consumidores, tendo como objetivo promover o equilíbrio entre as partes visando o benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço prestado; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços [Lei nº 9.427/96].

O Operador Nacional do Sistema foi instituído pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998, tendo o seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98, e assumiu o controle da operação do

Sistema Interligado Nacional – SIN em 1º de março de 1999 [Lei nº 9.648/98], [Decreto 2.655/98], [Resolução 351/98].

Este órgão tem como finalidade, além da operação do SIN, a administração da Rede Básica⁵ de transmissão de energia no Brasil. A sua função institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economia do suprimento de energia elétrica. Deve ainda criar justas condições de competição entre os agentes do setor, de modo a garantir a manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada.

O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes, seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede⁶ – aprovados pelos agentes e homologados pela ANEEL.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, começou a operar no dia 10 de novembro de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE) [Lei nº 10.848/2004], [Decreto nº 5.177/2004].

Trata-se de uma associação jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob a regulação e fiscalização da ANEEL, integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, e por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores livres, conforme definido no inciso X do § 2º parágrafo do artigo 1º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 [MME, 2007].

Tem como um dos seus principais objetivos, a definição das regras e procedimentos comerciais para o setor, se tornando então responsável por todas a

⁵ Integram a Rede Básica as linhas de transmissão, os barramentos, os transformadores de potência e os equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, com exceção de algumas instalações e equipamentos [Art. 3º da Resolução nº 433, de 10 de novembro de 2000].

⁶ Os Procedimentos de Rede são documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes e homologados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e as responsabilidades do ONS e de todos os demais agentes de operação [ABRACEEL, 2006].

atividades destinadas à administração do mercado de energia elétrica no Brasil, financeiras, contábeis e operacionais, reguladas e fiscalizadas pela ANEEL [Silva Araújo, 2005].

São atribuições da CCEE [MME, 2007]:

- Manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado⁷ (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- Manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados em ambiente de livre comercialização;
- Promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica; apurar o Preço de Liquidação de Diferenças⁸ (PLD) no mercado de curto prazo por submercado;
- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados, a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizada no mercado de curto prazo;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicando as respectivas penalidades e;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às

⁷ Contrato Bilateral celebrado, no âmbito do ambiente de comercialização regulada, ente agente vendedor e agente de distribuição [ABRACEEL, 2006].

⁸ A definição do PLD é de responsabilidade da CCEE. Este preço é utilizado para valorar a energia não contratada, entre os agentes da CCEE (sobras ou diferenças) no mercado de curto prazo [BM & F, 2005].

liquidações do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

O mercado ainda inclui os agentes setoriais, que também desempenham distintas funções dentro deste ambiente. São eles [BM & F, 2005]:

- **Agentes de Geração** – São os titulares de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para fins de geração, compra e venda de energia elétrica no âmbito da CCEE. O agente de geração tem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, podendo comercializar sua energia a preços livremente negociados. As geradoras estão divididas em três grupos: estatais federais, estaduais e privadas;
- **Agentes de Transmissão** – São agentes detentores de concessão outorgada pelo Poder Concedente para transmissão de energia elétrica, com instalação na Rede Básica. A inserção de novos agentes de transmissão, que não precisam ser membros da CCEE ocorre por meio de licitação para construção de novas linhas;
- **Agentes de Distribuição** – São agentes titulares de concessão, permissão ou autorização de serviços de instalações e distribuição, outorgada pelo Poder Concedente, para fornecer energia elétrica ao consumidor final. A atividade é regulada técnica e economicamente. O agente distribuidor deve conceder livre acesso a todos os consumidores de sua zona de atuação, que tem direito a se conectar a rede, mesmo não comprando energia dessa distribuidora;
- **Agentes de Comercialização** – São os titulares de autorização, concessão ou permissão outorgada pelo Poder Concedente, para fins de compra e venda de energia elétrica na CCEE, visando o atendimento ao consumidor final. Os comercializadores podem representar compradores e vendedores em suas operações de longo ou curto prazo, sendo os preços livremente negociados. Devem

ainda ser agentes da CCEE. Podem ser divididos em dois grupos: independentes (não vinculados a nenhum outro agente de mercado, como geradora ou distribuidora) e dependentes (vinculados a outros agentes de mercado).

- **Produtores Independentes de Energia** – São aqueles autorizados pelo Poder Concedente a produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou de parte de sua produção, por sua própria responsabilidade;
- **Autoprodutores de Energia** – São os titulares de concessão, permissão ou autorização, outorgada pelo Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao seu próprio uso, podendo vender o excedente da produção;
- **Agentes Importadores** – São os titulares de autorização outorgada pelo Poder Concedente para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW.

1.3 Proposta do Trabalho

A proposta deste trabalho de dissertação é definir uma metodologia para a alocação de perdas ativas de transmissão que, a partir das leis de circuito, do teorema da superposição e do princípio da divisão proporcional, aborde de uma forma diferente o problema do comportamento não linear das perdas sem, contudo, desconsiderá-lo.

A aplicação da metodologia se dá a partir de um ponto de operação, obtido através de um programa de fluxo de carga, e com a utilização das equações da rede sem qualquer simplificação, são obtidas expressões para as perdas nos ramos associadas às injeções equivalentes de corrente complexa nas barras de geração. Propõe-se a representação das cargas do sistema por admitâncias shunt equivalentes, de modo a

minimizar o efeito dos *fluxos contrários*. A presença das admitâncias shunts dará aos fluxos de corrente uma característica praticamente unidirecional.

A análise metodológica, baseada nos fluxos e nas injeções equivalentes de correntes complexas, cria condições para a aplicação do teorema da superposição, dividindo assim o problema em cenários, que correspondem aos circuitos equivalentes resultantes da aplicação deste teorema para cada uma das barras de geração do sistema. A parcela de perda destinada a cada uma das cargas, é calculada por meio de fatores de distribuição, que são determinados com base no teorema da divisão proporcional, nos conceitos de domínio e matriz de incidência e a partir de um algoritmo que analisa os fluxos de corrente em cada cenário e determina os caminhos de transmissão utilizados para o atendimento de uma dada carga.

Assim, a metodologia tem como objetivo disponibilizar uma ferramenta para a alocação das perdas ativas de transmissão.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

No capítulo 2, é descrito o problema de alocação de perdas de transmissão em mercados elétricos competitivos. O problema é formulado, apresentando os seus principais aspectos. É feita uma abordagem do papel da transmissão no novo ambiente de mercado, e são fornecidas informações sobre os serviços ancilares. Realiza-se ainda uma diferenciação entre compensação e alocação de perdas.

No capítulo 3 é apresentada uma breve revisão dos principais métodos utilizados para alocação de perdas de transmissão, encontrados na literatura, dividindo cada metodologia conforme a sua aplicação aos tipos de modelos de mercado. As principais vantagens e desvantagens de cada metodologia são comentadas.

No capítulo 4 descreve-se a nova metodologia de alocação de perdas, apresentando-se inicialmente premissas e conceitos necessários para o entendimento do método, para posteriormente efetuar o desenvolvimento da proposta.

No capítulo 5, são reportados os resultados numéricos obtidos para um sistema teste de 5 barras, e para os sistemas IEEE 30 e IEEE 118 barras, utilizando um programa computacional no qual a metodologia desenvolvida é implementada.

Finalmente no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DAS PERDAS DE TRANSMISSÃO

2.1 Introdução

Com o objetivo de substituir o antigo sistema elétrico monopolizado, por um sistema de livre formação de preços, com atividades descentralizadas, os setores elétricos mundial e brasileiro foram conduzidos a um processo de reestruturação, cuja principal proposta era reduzir o preço da energia elétrica através do livre acesso à transmissão por todos os agentes do mercado, além de obter ganhos de eficiência na indústria como um todo e atrair investimentos para o setor.

A implementação do acesso aberto à rede de transmissão, como um dos principais elementos da reestruturação do setor elétrico, resultou em quatro tipos de mercados, sejam de produto (energia elétrica) ou de serviços [Christie, 1998], [De Abreu, 1999]. Desta forma, sob o enfoque da competição, a eletricidade passou a ser vista como um produto comercializável.

No ambiente verticalmente integrado, o preço da energia englobava não só o custo de geração da potência ativa, como também outros custos operacionais que visavam garantir o atendimento aos usuários com qualidade e segurança. A partir da reestruturação do setor elétrico, os custos operacionais passaram a ser contabilizados separadamente, sendo também tipificados os chamados serviços ancilares [De Abreu, 2001], [De Souza, 2002].

O custo das perdas ativas de transmissão deve ser pago pelos participantes do mercado que têm acesso à rede básica (empresas de Geração e Distribuição) e representa tipicamente cerca de 5% do custo total da energia elétrica produzida no sistema, significando um gasto anual de milhões de dólares [Conejo, 2001], [Gross, 2000], [Huang, 1999]. Estima-se que no Brasil este montante atinja 4,5 % do custo total [Cuervo, 2004].

O resultado da alocação das perdas ativas de transmissão pode influenciar os custos, os lucros e as tomadas de decisões dos participantes do mercado de energia

elétrica; além disso, pode também influenciar a eficiência econômica das empresas e a operação segura do sistema.

Uma vez que estamos tratando das perdas ativas no sistema de transmissão, considera-se oportuno uma descrição deste sistema no novo ambiente do mercado de energia elétrica. Apresentam-se a seguir os principais conceitos, características, e funções desempenhadas pelo sistema de transmissão.

2.2 O Sistema de Transmissão

A transmissão é considerada como uma das partes mais importantes do sistema, e tem como função principal transportar a energia produzida em um ponto da rede aos centros de consumo próximo ou afastados desta matriz geradora, conforme ilustrado na Figura 2.1. É formada basicamente pelas linhas de transmissão, transformadores, subestações e equipamentos auxiliares.

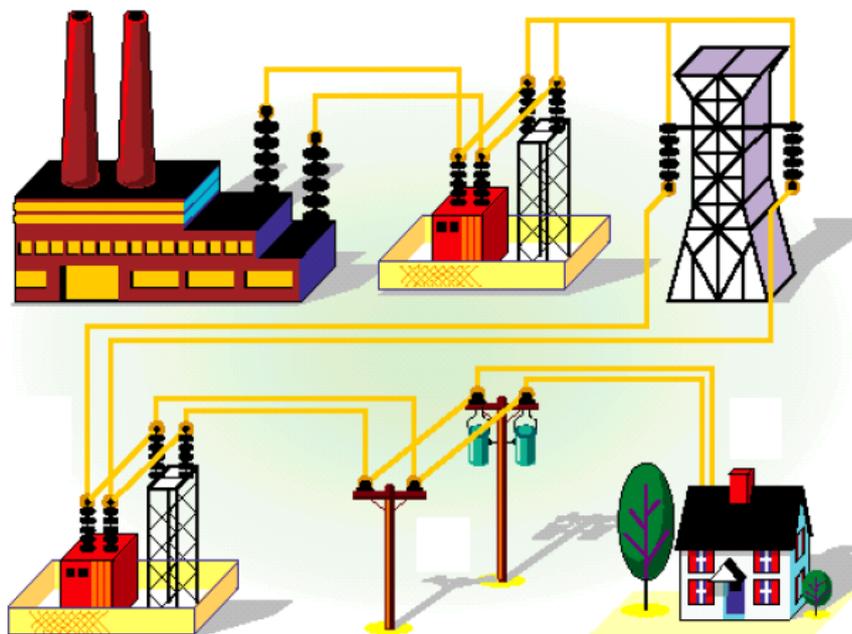


Figura 2.1 Sistema de transmissão de energia elétrica [Oscullo, 2002].

As linhas de transmissão possuem critérios de operação que devem atender a requisitos elétricos e mecânicos [ONS, 2004], tais como: limite da capacidade de transmissão de potência, limite de perdas nos condutores, disposição dos cabos condutores e, condições ambientais locais.

Na nova estrutura de mercado, o sistema de transmissão pode ser um agente econômico que adquire um produto em uma região onde o seu preço é mais baixo e o revende em outra região a um preço maior [Silva, 2001]. Neste sentido, o serviço de transmissão deve ser provido com eficiência econômica, além de atender às restrições de segurança da operação [Oscullo, 2002].

Além do transporte de energia, uma outra função ganha importância no sistema de transmissão dentro do novo ambiente desregulamentado: o acesso livre e não discriminatório à rede. Este princípio estimula a competitividade na geração e comercialização no mercado elétrico, tornando viável a transação de energia entre os diferentes agentes participantes [Silva Araújo, 2005]. Em [Ahumada, 1998] o livre acesso é definido com o direito de conectar-se à rede, pagando um preço em curto prazo pelos fluxos de potência reais que nela circulam.

2.2.1 O Serviço de Transmissão

Como já foi dito, o principal serviço da rede de transmissão é o transporte da energia elétrica, necessitando para isso de uma estrutura que garanta uma transação segura. Porém, a rede de transmissão também fornece os serviços ancilares ou complementares, indispensáveis para um correto funcionamento do sistema, e que atuam conjuntamente com a geração, tais como o controle de frequência e tensão, a supervisão e controle da segurança do sistema, o intercâmbio de potências, o suporte de potência

reativa, entre outros. Os serviços ancilares são abordados com maior detalhe em uma futura subseção.

A todos estes serviços são atribuídos custos, que acrescentados aos custos devido à transação de energia, tais como perdas de transmissão, e eventuais redespachos com o objetivo de obter uma operação segura, contribuem para os custos dos serviços de transmissão.

2.2.2 Os Custos do Serviço de Transmissão ^{[Silva, 2001].}

Na antiga estrutura verticalizada, não se mostrava necessária uma clara separação entre os custos de geração, transmissão e distribuição, uma vez que, o conhecimento da estrutura de custos era relevante apenas para a minimização do custo global e não para a fixação de preços. A partir da desverticalização da indústria, cada seguimento necessita fixar preços para seus produtos e serviços, de maneira que, reflitam corretamente os custos incorridos.

A identificação dos custos de transmissão não é uma tarefa simples, uma vez que, a rede se comporta de modo a causar uma distribuição de fluxos segundo as leis físicas, sempre que é feita uma transação. Entretanto, pode-se estimar razoavelmente estes custos, com a utilização dos conceitos de custos marginais (de curto e longo prazo) para transmissão, acompanhados de algumas simplificações.

Define-se Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) como sendo o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atender a um incremento (ou decremento) de demanda quando a capacidade de transmissão pode ser modificada. Admitindo-se que, em um sistema de transmissão, a demanda deve ser atendida obrigatoriamente, o CMLP é composto pelo custo de reposição das perdas e de congestionamento, acrescidos do custo de ampliação da capacidade de transmissão.

O Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) é definido como o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atender a um incremento (ou decremento) da demanda quando não há tempo para modificar a capacidade de transmissão da rede. O CMCP é composto pelos custos de reposição das perdas e congestionamento e, eventualmente pelo custo de interrupções devido às falhas de geração e/ou transmissão.

Quando uma transação é realizada, no curto prazo, as perdas são modificadas; logo, o custo incremental das perdas corresponde a uma das parcelas do CMCP da transmissão. Caso haja um impedimento da transação em sua forma original, devido a presença de restrições na transmissão, seja para manutenção da segurança do sistema, ou pela violação da capacidade física das instalações, alguns geradores (de menor custo) são obrigados a reduzir sua geração e outros são despachados (com maior custo). Neste caso, o CMCP passa a ter uma componente devido ao congestionamento e outra devido às perdas.

2.2.3 Monopólio Natural

O sistema de transmissão, embora seja um monopólio natural, pode ser composto por múltiplos proprietários, como no sistema brasileiro, por exemplo. A propriedade não é incompatível com a operação única. Deve ser regulado tecnicamente e economicamente, para que exista uma garantia aos demais agentes do sistema, bem como uma confiança na igualdade de competição no mercado por parte destes, pois a propriedade e exploração da rede de transmissão dão um enorme poder do mercado a quem o possui.

Assim, a transmissão por ser um monopólio natural, funciona como um elemento neutro, não interferindo na livre competição do mercado entre os geradores,

comercializadores e consumidores de energia elétrica. Nestas condições a concorrência entre os agentes, necessária para a dinâmica do mercado, é mantida.

2.2.4 Restrições do Sistema de Transmissão ^[Oscullo, 2002].

Os sistemas elétricos de potência caracterizam-se por possuírem um sistema de transmissão altamente interconectado, que possibilita fortes interações elétricas entre os diferentes pontos do sistema, de maneira que, cada geração ou carga afeta o comportamento deste como um todo. A competição no mercado de energia elétrica também é influenciada por estas interações e restrições.

Desta forma, o efeito de uma simples restrição sobre o sistema pode gerar um congestionamento, variando fortemente o preço em cada localidade. Há ainda situações nas quais um agente, de acordo com a sua localização, pode manipular as interações dentro da rede para incrementar suas utilidades e restringir a produção dos competidores, que deve ser evitada pelo órgão regulador, através de mecanismos transparentes e claros para dar sinais econômicos adequados a todos os agentes.

De uma forma geral, há no sistema de transmissão três tipos de restrições que limitam a sua capacidade de transporte de energia elétrica: restrições térmicas, restrições na tensão e restrições de operação do sistema.

2.2.4.1 Limitações Térmicas

A limitação térmica do sistema de transmissão depende das características físicas dos elementos que o constituem (linhas, transformadores, etc). A passagem do fluxo de corrente por estes elementos provoca o aquecimento dos mesmos, podendo levá-los a ultrapassar os seus limites de temperatura. A limitação térmica é expressa em termos

do fluxo de corrente ao invés de temperaturas devido à facilidade de medição [Oscullo, 2002].

A temperatura desses elementos, além do valor da corrente, depende também de condições ambientais e climáticas favoráveis, tais como: temperatura da região na qual está localizada a linha; velocidade e direção do vento para dissipação do calor no ar; além das condições de sobrecarga impostas por contingências.

No caso destes limites serem ultrapassados, a rede de transmissão terá problemas como:

- Redução da vida útil da linha de transmissão ou elemento submetido à sobrecarga e;
- No caso das linhas de transmissão, para uma temperatura constantemente alta, é provocado um aumento da “curvatura” destas linhas, diminuindo assim a sua distância com relação ao solo, aumentando o risco de acidentes e de faltas.

2.2.4.2 Restrições de Tensão

Os desequilíbrios de tensão ocorrem quando há variação na demanda elétrica, contingências, ou falhas nos equipamentos do sistema, existindo limites que devem ser respeitados para que a integridade do sistema seja mantida. O nível máximo no valor da tensão é estabelecido na etapa de projeto; a violação deste valor máximo pode produzir curto circuitos, interferências e ruídos. Já as restrições sobre tensão mínima são determinadas pela carga, uma vez que um baixo valor de tensão provoca uma inadequada operação dos equipamentos.

O sistema de transmissão está submetido a dois tipos de limites de tensão [Daconti, 2003]:

- Tensão de operação máxima igual a 105% do valor da tensão nominal;

- Tensão de operação mínima igual a 95 % do valor da tensão nominal;

2.2.4.3 Restrições de Operação do Sistema

As restrições de operação do sistema estão relacionadas aos requisitos de segurança e confiabilidade. Para que estas restrições sejam respeitadas, torna-se necessário o controle dos fluxos de potência nas linhas de transmissão, uma vez que, estes são redistribuídos quando há uma mudança na demanda, e quando o sistema de transmissão é alterado devido à manutenção da rede ou uma ação coordenada no sistema [Oscullo, 2002].

Em termos de segurança, existem procedimentos que restringem a capacidade de transferência de energia da rede, visto que o sistema é projetado e operado para suportar eventuais contingências, como a saída de uma linha de transmissão ou de uma grande unidade geradora. Estas operações visam evitar interrupções no serviço, além de aumentar a segurança na operação do sistema [Ahumada, 1998].

No que se refere à estabilidade, as restrições estão associadas ao sincronismo dos geradores e à prevenção dos colapsos de tensão. Em um sistema interconectado, em condições normais de operação, as máquinas geradoras estão em sincronismo. Entretanto, a ocorrência de contingências ou falhas nos equipamentos elétricos, provoca uma variação da distribuição dos fluxos na rede, caracterizando uma condição de oscilação do sistema. Nestas condições o sistema pode se tornar instável, e eventualmente entrar em colapso. É justamente para evitar este fenômeno que a capacidade das linhas de transmissão é limitada a níveis determinados por meio de estudos de contingência.

Um outro fenômeno limitante de capacidade da transmissão é o dos fluxos paralelos. Estes fluxos são originados por suas distribuições em caminhos paralelos de

acordo com as condições de demanda e configuração do sistema. Provocam o surgimento de perdas adicionais na transmissão, bem como a possibilidade de congestionamentos.

2.3 Os Serviços Ancilares

O acesso aberto ao sistema de transmissão não se limita apenas a permitir a conexão de geradores e cargas à rede, mas também oferecer os serviços complementares, usualmente denominados de ancilares, que visam assegurar uma operação eficiente e segura do sistema como um todo.

A partir da reestruturação do setor elétrico, esses serviços passaram a ser tratados separadamente do fornecimento da energia, visto que sua provisão ocasiona custos aos provedores, além de afetar a eficiência das unidades geradoras.

Nesta subseção aborda-se de forma resumida, a definição, classificação e as características dos principais serviços ancilares.

2.3.1 Definição dos Serviços Ancilares

Ainda não existe uma definição precisa e rigorosa dos Serviços Ancilares, sendo este ainda um ponto de discussão em diversos países. Encontram-se na literatura várias propostas que divergem em aspectos relevantes [Lescano, 2004]. Apresentam-se a seguir algumas definições para serviços ancilares [Molina, 2005].

Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Os serviços ancilares são aqueles necessários para prover o serviço básico de transmissão aos consumidores. Estes serviços compreendem desde ações que afetam a transação (como serviço de programação e despacho) até serviços que são necessários para

manter a integridade do sistema de transmissão durante uma transação (como os serviços de acompanhamento de carga e de suporte de potência reativa).

Norte American Electric Reliability Council (NERC)

Os serviços ancilares são os serviços requeridos que permitem áreas de controle e entidades de compra-venda operar de modo confiável nas interconexões. Para a NERC, as palavras Serviços Ancilares não refletem adequadamente a essência natural nem os custos implicados destes serviços, portanto tais serviços são denominados de Serviços de Operações Interconectadas.

Florida Power and Light Company

São serviços necessários para apoiar a transmissão de potência e energia desde a fonte até as cargas, mantendo uma operação confiável do sistema de transmissão segundo o correto funcionamento dos mesmos.

Oak Ridge National Laboratory

Os serviços ancilares são todas aquelas funções desenvolvidas por pessoas e equipes que geram, controlam e transmitem eletricidade como suporte aos serviços básicos de capacidade de geração, abastecimento de eletricidade e transmissão de potência.

National Grid Company

Os serviços ancilares são necessários para prover segurança e estabilidade ao sistema, aplicando novas técnicas de controle e operação.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Resolução nº 265, de 10 de junho de 2003 que estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão considera que:

- os serviços ancilares constituem requisitos técnicos essenciais para que o Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) opere com qualidade e segurança;

- a prestação dos serviços ancilares é atividade imprescindível à operação eficiente do SIN em ambiente competitivo.

2.3.2 Participantes do Mercado de Serviços Ancilares ^{[Lescano, 2004].}

Os principais participantes do mercado de serviços ancilares, que fornecem ou requerem tais serviços são:

- Geradores;
- Provedores do Sistema de Transmissão;
- Produtores Independentes de Energia;
- Corretores (“Brokers”);
- Gestores comerciais de energia;
- Concessionárias de distribuição;
- Operador Independente do Sistema (OIS);
- Coordenadores;
- Consumidores (carga ou demanda).

Cada um dos participantes do mercado tem uma posição em relação ao conceito e fornecimento dos serviços ancilares. Em geral, pode-se dizer que todos se encaixam em uma das duas grandes categorias:

- Provedores de Serviços Ancilares;
- Usuários de Serviços Ancilares.

2.3.3 Identificação dos Serviços Ancilares ^{[NERC, 1995], [FERC, 1995].}

A FERC identifica seis serviços ancilares: o de programação do despacho; reserva de geração; reserva de operação; desequilíbrio de energia; compensação de perdas ativas e; controle de tensão.

2.3.3.1 Programação do Despacho

O despacho é o controle em tempo real de toda a geração e recursos de transmissão que estão constantemente on-line e disponíveis para que se tenha conhecimento do valor da carga e seja mantida a confiabilidade dentro da área de controle. O despacho pode incluir decisões tal como determinar o nível de geração das unidades para minimizar combustível e o custo de operação variável, embora em alguns casos este tipo de despacho não seja necessário. Compradores e vendedores, agindo por contratos bilaterais, podem determinar quais unidades devem operar e em quais níveis. Entretanto, o OIS deve ter controle de geração suficiente e recursos de transmissão para minimizar danos nos equipamentos, interrupções de serviços e redespachar as unidades de geração por causa das restrições da transmissão. Desta forma, o OIS necessitará de informações dos geradores e consumidores, sobre os valores da transação para que possa despachar economicamente.

2.3.3.2 Reserva de Geração

As várias definições de serviços de reserva de geração que existem hoje são geralmente baseadas no conceito de controle de área. Estes conceitos partem do princípio básico que cargas e geração manterão um balanço instantâneo. Além disso, a frequência deve ser mantida em 60 HZ. Cada área de controle em um sistema interconectado manterá capacidade de geração suficiente para atender as cargas desta área, incluindo contingências e a manutenção da frequência em um valor constante.

O critério de execução do controle de áreas do NERC requer que a área de controle mantenha o seu Erro de Controle de Área dentro de limites estreitos. O primeiro dos dois critérios requer que, em uma base de potência instantânea, a área de controle esteja em balanço com o restante da interconexão, pelo menos uma vez a cada dez

minutos. O segundo critério requer que o desequilíbrio energético da área de controle esteja dentro de certos limites (aproximadamente 0.2 a 0.4 % do pico de demanda) em 10 minutos.

2.3.3.3 Reserva de Operação

A reserva de operação efetua o balanço entre a geração e carga, devido a uma inesperada saída de uma linha de transmissão ou unidade de geração.

Semelhantemente à reserva de geração, detecta e responde a discrepâncias entre geração e carga, entretanto, ao contrário desta, atua somente para raras, mas usualmente grandes, falhas de geração e transmissão.

2.3.3.4 Desequilíbrio de Energia

O desequilíbrio de energia (EI do inglês Energy Imbalance), infelizmente é inevitável, uma vez que é impossível combinar com precisão geração e carga. Tanto para o consumidor quanto para o nível de controle, o serviço visa primeiramente servir como um mecanismo de contabilização para assegurar a compensação apropriada, para uma pequena, mas inevitável discrepância entre os fluxos programados e os fluxos reais.

2.3.3.5 Compensação das Perdas de Potência Ativa

A perda de potência ativa é a diferença entre a potência ativa gerada e a efetivamente entregue aos consumidores. O movimento dos fluxos de potência sempre resulta em perdas, devido à resistência dos elementos nos sistemas de transmissão e distribuição. As perdas dependem da configuração da rede, da localização e potência de saída dos geradores, além da localização e do valor de demanda das cargas.

A perda total nos elementos do sistema de transmissão é composta pelas perdas de excitação e pelas perdas por efeito Joule. As perdas de excitação, presentes nos núcleos magnéticos dos transformadores, são dependentes da tensão e essencialmente independentes das cargas. Já as perdas por efeito Joule para a maioria dos dispositivos é uma função do quadrado do módulo da corrente que os percorre [Almeida da Costa, 2001]. Para um sistema de transmissão típico, as perdas médias estão entre 2% a 5% da carga total do sistema. Porém, as perdas variam muito com as condições da rede. Por exemplo, em uma situação particular, durante o tempo de um pico de demanda, as perdas são bem maiores do que em condições normais de carregamento. A natureza não linear e temporal da variação nas perdas torna difícil o cálculo de seus custos para atribuir a um consumidor particular.

As perdas ativas devem ser compensadas pelos geradores. Entende-se por compensação de perdas, o suprimento de uma quantidade extra de potência, de forma a manter o funcionamento eficiente do sistema e garantir o suprimento da demanda. O OIS poderia utilizar os seus próprios geradores para compensar as perdas, ou utilizar para isso um outro fornecedor, ou ainda consumidores juntamente com outros fornecedores para prover as perdas. Consumidores a varejo geralmente pagam pelas perdas em uma grande base do sistema. Por outro lado, os consumidores que se beneficiam da transação ponto-a-ponto (Contratos Bilaterais), ambos (gerador e carga) podem pagar ao operador do sistema pelas perdas, ou então fornecer uma quantidade de potência extra para suprir as perdas devido à sua transação. O OIS deve ter controle sobre as gerações disponíveis para compensar as perdas em tempo real, ainda que, outros geradores sejam capazes de compensar estas perdas.

2.3.3.6 Controle de Tensão

Este controle é usado para manter os valores de tensão nas barras dentro de limites pré-estabelecidos em vários pontos no sistema de transmissão, além de compensar os requerimentos de potência reativa da rede. A regulação local da tensão é um serviço de atendimento ao consumidor, que tem como objetivo: (1) suprir a potência reativa necessária do consumidor e (2) controlar o impacto de cada consumidor na tensão e nas perdas do sistema, e assegurar que um problema do fator de potência no local onde o consumidor está instalado não afete a qualidade da energia em outro lugar do sistema.

Uma vez que, o custo do suporte de tensão não pode ser facilmente atribuído a um consumidor individual, este custo será provavelmente incluído na tarifa básica de transmissão. Entretanto, o OIS poderia comprar o suporte de VAR a partir de geradores como um serviço separado. Assim, acredita-se que o controle de tensão é um serviço que, será distribuído entre os fornecedores, mas não para os consumidores.

2.4 Contextualização do Problema

Em sistemas de energia elétrica operando sob ambiente competitivo, nos quais os agentes têm livre acesso à rede de transmissão (*Transmission Open Access*), os encargos pelo uso desta rede têm como principais objetivos:

- Refletir adequadamente o uso da rede de transmissão pelos agentes usuários;
- Enviar sinais econômicos adequados para a expansão da transmissão e geração do sistema de energia elétrica.

Conseqüentemente, o conhecimento preciso da utilização da rede pelos agentes usuários é essencialmente importante na implementação de métodos para alocação

dos encargos do uso do sistema de transmissão, tal como a compensação das perdas ativas. Uma das etapas mais importantes neste processo de alocação é a decomposição (que precisa ser não discriminatória, tanto quanto possível) dos fluxos de potência da rede em componentes associadas a cada agente do mercado usuário.

A formulação dos métodos para alocação das perdas ativas de transmissão depende do modelo de mercado considerado [Berizze, 2001]. A partir da introdução do conceito de mercado, resultante da reestruturação do setor elétrico, a indústria de energia passou a ser representada por modelos de mercado [Ferrero, 1997], [Palácio, 2001].

2.4.1 Modelos de Mercado

O principal objetivo de um modelo de mercado para o setor elétrico é oferecer energia para famílias e empresas, suficiente para atender ao crescimento da demanda e da melhor forma possível, além de satisfazer a princípios básicos, tais como: regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia [De Abreu, 1999]. São três, os principais modelos existentes no atual ambiente da indústria de energia elétrica, a saber: o modelo Pool, o de Contratos Bilaterais, e o chamado Modelo Híbrido.

2.4.1.1 O Mercado Pool

O modelo de mercado Pool é criado a partir de um acordo multilateral por meio do qual toda a energia do sistema interligado é negociada [Palácio, 2001], tendo como objetivo obter o mínimo custo de operação, despachando os geradores por ordem de mérito, ou seja, unidades com menores custos ganham preferência para o despacho, até que a carga total do sistema seja atendida de acordo com os preços ofertados por estes.

No mercado Pool, todas as transações devem ser realizadas através de um ente central, o intermediador, ou administrador do mercado que pode ser o OIS ou uma entidade similar. Este administrador compra a eletricidade de companhias de geração independentes e vende para as companhias de distribuição, além de ter as funções de determinar quais lances são aceitáveis, assegurar o balanço de potência, manter a confiabilidade e coordenar o acesso à transmissão e serviços. Na Figura 2.2 mostra-se a estrutura simplificada do mercado *Pool*.

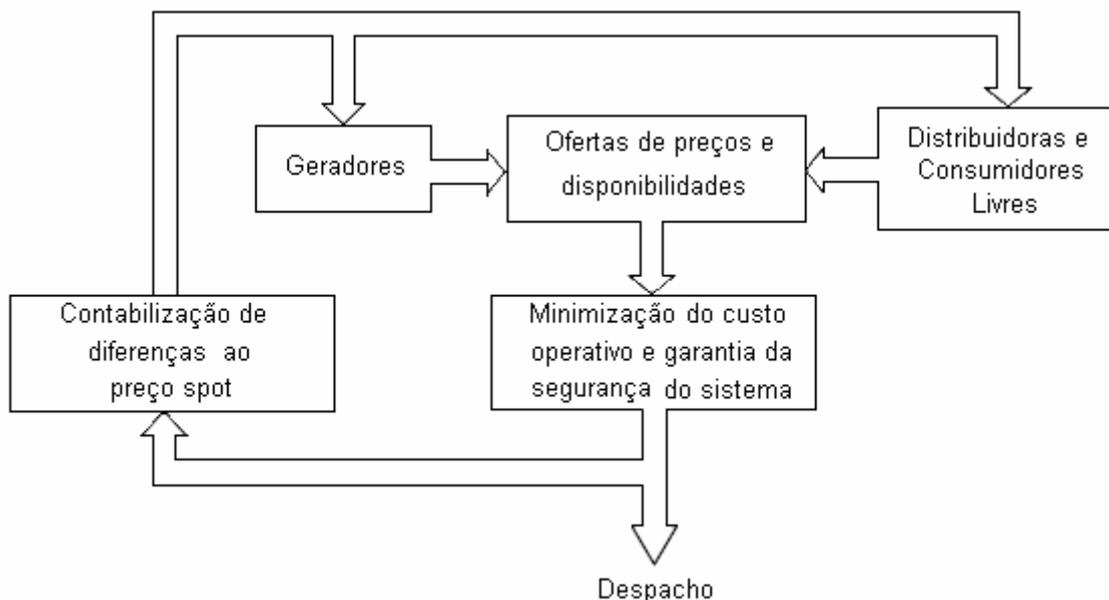


Figura 2.2 Estrutura simplificada do mercado Pool [D.M. Falcão, 2005].

Os geradores no mercado Pool são livres para fazerem suas ofertas, seguindo estratégias próprias, que não necessariamente refletem os verdadeiros custos de produção. Portanto, é preciso dispor de mecanismos que incentivem os agentes a ofertarem preços que sejam os mais próximos de seus custos reais. Basicamente identificam-se dois mecanismos que permitem fornecer tais incentivos, a saber [Silva, 2001]: o preço marginal do sistema (PMS) e os preços nodais (PN).

Para os sistemas baseados no PMS, todos os geradores despachados por ordem de mérito são remunerados ao preço marginal do último recurso despachado, sem se importar com as ofertas individuais de cada um deles. Evidentemente, os geradores com ofertas de preços mais altas que seus verdadeiros custos de produção correrão o risco de não serem despachados no mercado spot [Silva, 2001].

No PN, o objetivo fundamental é fazer com que os valores da energia em cada ponto do sistema reflitam os impactos causados pelo sistema de transmissão. O enfoque, baseado nos preços ótimos das barras, é discriminatório, pois os geradores são remunerados a diferentes preços, dependendo da localização no sistema de transmissão [Silva,2001].

O modelo de mercado Pool está sendo implementado no Brasil, e tem como intermediador do mercado a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.4.1.2 Contratos Bilaterais

Um outro modelo de mercado é o de Contratos Bilaterais, no qual vendedores e compradores estabelecem contratos visando a realização de transações físicas de energia. Neste modelo não há interferência de nenhum intermediador na comercialização da energia entre as companhias de geração e distribuição, e os consumidores são livres para comprar a energia elétrica da unidade geradora que preferirem [Vasconcelos, 2005]. Na Figura 2.3 é mostrada a estrutura simplificada do modelo de Contratos Bilaterais.

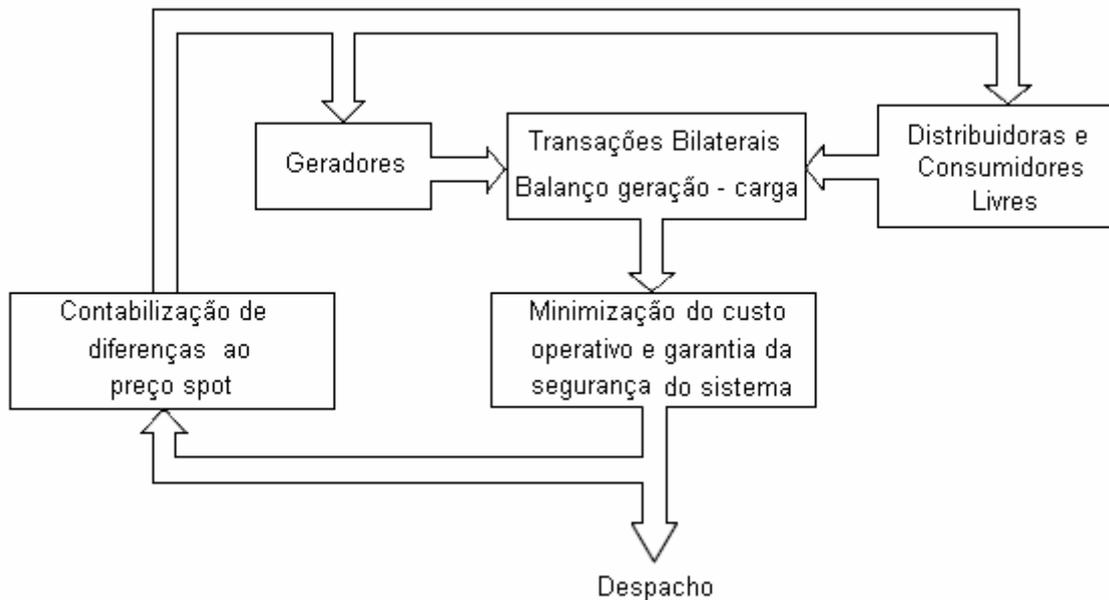


Figura 2.3 Estrutura simplificada do mercado de Contratos Bilaterais [D.M. Falcão, 2005]

Assume-se neste tipo de mercado que, os agentes são capazes de implementar despachos por meio de transações bilaterais que atendam o balanço entre geração e carga, sem a intervenção de uma entidade central tal como o operador Pool. Neste sentido, são criadas entidades conhecidas como Coordenadores de Despacho (CD's), encarregadas de fechar o balanço entre a geração e demanda [Silva, 2001].

Pode-se dizer que a motivação original do modelo de Contratos Bilaterais é a da liberdade de escolha entre os agentes do mercado, de modo a permitir que fornecedores e consumidores definam independentemente os seus valores de transação, de acordo com os seus próprios interesses.

2.4.1.3 Modelo Híbrido

Tem-se ainda um mercado no qual o modelo Pool e o de Contratos Bilaterais coexistem, chamado de Modelo Híbrido [Palácio, 2001]. Parte das cargas do sistema é atendida por contratos bilaterais negociados privadamente entre certos agentes.

O Pool serve a todos os participantes do mercado que optaram pela não assinatura de contratos bilaterais. Trata-se de uma combinação que vem sendo frequentemente adotada, pois mantém a vantagem de uma operação centralizada em um mercado mais competitivo [Vasconcelos, 2005].

2.4.2 O Problema

O acesso aberto ao sistema de transmissão teve como objetivo promover a competição e a eficiência econômica no mercado elétrico. Porém, como consequência, surgiu a necessidade de alocar os custos pela utilização da rede de transmissão entre os diferentes agentes do mercado.

Na prática e na grande maioria dos trabalhos da literatura, os custos pelo uso do sistema de transmissão e pelas perdas neste, são alocados de acordo com o nível de potência que circula pela rede. Isto torna de fundamental importância uma decomposição precisa e não discriminatória dos fluxos e perdas em contribuições individuais para cada agente do mercado. Entretanto, este problema é complexo de resolver, devido principalmente à natureza não linear do fluxo de potência e das perdas (não linearidade das equações de fluxo de carga). A complexidade aumenta, quando se considera a presença dos fluxos paralelos, resultante das interações simultâneas entre as transações de energia.

O problema consiste em que, a partir da consideração de que os fluxos e perdas nos ramos de transmissão são funções não lineares das variáveis de estado do sistema sem controle direto, deve-se determinar um procedimento para alocar da forma mais exata e equitativa possível, a parcela destes fluxos e perdas atribuídas a cada um dos agentes do mercado.

Atentando-se a todo o argumento precedente, compreende-se que o desenvolvimento de metodologias para resolver o problema exposto é não trivial e não único, uma vez que cada agente do mercado precisa conhecer a utilização que faz do sistema de transmissão, para assim saber quanto, de forma exata e justa, deve pagar por este ou por outros serviços.

Semelhantemente, cada agente precisa conhecer a sua responsabilidade pelas perdas no sistema de transmissão, uma vez que estas constituem uma significativa parcela da potência total gerada. Como este custo adicional deve ser dividido entre todos os usuários da rede, é preciso que as perdas sejam alocadas de uma forma sistemática e eficiente.

2.5 Diferença entre Compensação e Alocação de Perdas

A ocorrência de várias transações de energia, assim como qualquer outro processo de injeção de potência no sistema, conduz ao indesejável aparecimento de perdas ativas e reativas nos equipamentos do sistema de transmissão. A perda de potência ativa está tipicamente entre 2% a 5% do total de potência injetada na rede.

A compensação de perdas é em muitos sistemas, realizada por uma unidade ou mais comumente por um grupo de unidades geradoras, onde cada fração da perda total é subministrada por uma das unidades do grupo. Em sua forma mais elaborada, o provisionamento das perdas é uma parte inerente do fluxo de potência ótimo (FPO), que implicitamente contabiliza as perdas nos sistemas de transmissão e minimiza os custos operacionais [Unsihuay, 2003]. As perdas no sistema de transmissão, o nível e o custo da geração, assim como os fluxos de potência, são diretamente influenciados pela otimalidade do despacho [Mutale, 2000].

A alocação, ao contrário da compensação, não tem impacto em nenhuma das variáveis da rede, nem nas perdas de transmissão e níveis de geração [Mutale, 2000]. Este processo apenas obtém, a partir de uma solução de fluxo de potência, valores que indicam a responsabilidade por cada um dos agentes pela perda do sistema, com o objetivo de que estes paguem de uma forma “justa” e “precisa”, por essas perdas que estão sendo compensadas por certos geradores.

Uma compensação das perdas em tempo real, evita que a frequência do sistema se desvie do seu valor nominal. Porém, em sistemas muito grandes, não é um fator crítico que a compensação de potência ativa seja de alta precisão para manter uma operação tecnicamente aceitável, visto que, por exemplo, a sensibilidade da frequência do sistema para uma variação de 2% no balanço de potência é relativamente insignificante [Ilic, 1998]. Atualmente, o valor das perdas nas redes de transmissão é conhecido em tempo real, de modo que cada gerador é despachado com uma precisão tão alta quanto aquela das perdas que estão sendo estimadas, que por razões de economia é feito por meio de um despacho econômico.

Por outro lado, o balanço em tempo real de potência reativa não tem sido visto como um fator crítico para a operação nem para a eficiência do sistema, da mesma forma que o balanço de potência ativa, pois a única consequência da insuficiência de compensação de perdas de potência reativa em tempo real é vista em desvios verificados nos valores de tensões das barras em relação a seus valores nominais.

Durante um longo tempo, estes valores de tensão permanecem dentro de limites de operação aceitáveis, não havendo assim um problema imediato. Os efeitos da inadequada compensação de potência reativa se tornarão mais evidentes quando, em virtude dos grandes desvios dos valores nominais de tensão os equipamentos sofrerem uma rápida deterioração.

O problema da compensação de perdas é mais de eficiência elétrica, do que um problema técnico. A elaboração de possíveis modos de compensação exige que a idéia do OIS ser o único responsável pela compensação de perdas na rede de transmissão seja abandonada. Pode-se então considerar a criação de serviços de compensação de perdas na forma de mercado baseado em Serviços Ancilares [UNSIHUAY, 2002].

2.5.1 Formas de Compensar Perdas em Mercados Elétricos

No atual contexto da reestruturação, as perdas de transmissão dos sistemas de potência podem ser compensadas de diferentes modos, que geralmente dependem da estrutura do mercado a ser considerado. Para mercados com predominância do modelo Pool, a responsabilidade do OIS de exercer esta função, é evidente. Uma vez que o custo dos serviços já está embutido no preço de fornecer e liberar potência, não é feita a divisão dos encargos em diferentes componentes [Unsihuay, 2003].

Nos mercados com a presença de transações bilaterais auto-sustentadas, a compensação de perdas faz-se por entidades, tantas quantas forem as transações que venham a ser realizadas no sistema. O tipo de compensação, assim como os mecanismos de alocação dos encargos, afetará principalmente a eficiência do mercado primário e os preços da energia elétrica em diferentes localidades ao longo do sistema.

Na reestruturada indústria de energia elétrica, pode-se considerar pelo menos três diferentes modos de compensação de perdas de transmissão [Unsihuay, 2003]:

1. Cada participante do mercado produz localmente a potência necessária para compensar a perda de transmissão causada, por sua própria transação;

2. Um participante do mercado paga um adicional pelas perdas no sistema de transmissão para alguns outros participantes que compensaram suas perdas num mercado bilateral (sem intervenção do OIS);

3. A mais discutida opinião é se ter um OIS, que procure geração adicional e compense as perdas de transmissão baseado na minimização do custo da compensação de perdas, e indique os usuários responsáveis pela criação destas perdas.

Enquanto a terceira aproximação ainda é bastante debatida na indústria de energia, a primeira e a segunda aproximação adaptam-se mais naturalmente ao mercado competitivo de eletricidade; a perda de transmissão criada por um participante específico do mercado é compensada (fisicamente e financeiramente) de uma forma descentralizada pelos usuários do sistema, eliminando a necessidade de uma compensação de perdas coordenada pelo ISO.

2.6 Sumário

Com a implantação do livre acesso à rede para os usuários do sistema, é necessário repensar os mecanismos físicos e financeiros da compensação de perdas de transmissão, de forma a se oferecer alternativas de análises e soluções para este problema.

Dado que, no novo ambiente da indústria de energia elétrica, a busca pela eficiência técnica e econômica, global e individual é comum a todos os agentes do mercado, e considerando que, a utilização do sistema de transmissão incorre em custos que devem ser pagos por estes mesmos agentes, faz-se necessária a elaboração de técnicas que permitam atribuir a cada um dos participantes do mercado, a responsabilidade devida pelo uso dos serviços de transmissão, e a partir disto, lhe ser cobrado um preço razoavelmente justo por tal uso.

Dentre estes custos da utilização da transmissão, destaca-se o custo devido às perdas no sistema. Trata-se de um problema não trivial, devido principalmente à característica de comportamento não linear das perdas. O problema da alocação destas perdas é o tema principal deste trabalho.

No próximo capítulo, serão apresentadas e descritas as metodologias mais conhecidas na literatura, no que se refere ao problema da alocação das perdas ativas de transmissão, tanto para o mercado Pool quanto para o modelo de Contratos Bilaterais.

Capítulo 3

METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DAS PERDAS DE TRANSMISSÃO

3.1 Introdução

O problema de alocação das perdas do sistema ganhou uma maior importância a partir da reestruturação da indústria de energia elétrica, quando os custos pelos serviços de transmissão passaram a ser contabilizados separadamente ao custo devido a geração de potência ativa.

Este problema mostra-se de significativa consideração, visto que, o custo devido às perdas presentes no sistema representa uma significativa cifra de milhões de dólares. Isto exige a elaboração de metodologias que permitam alocar as perdas de transmissão e os seus custos entre os agentes do sistema, com o intuito de que a competitividade seja mantida.

Vários métodos vêm sendo propostos na literatura para resolver o problema de alocação das perdas de transmissão. Todavia, ainda não existe um consenso geral, sobre o melhor método a ser seguido, uma vez que, todos possuem algum tipo de arbitrariedade [Vasconcelos, 2005].

Os resultados obtidos a partir da alocação de perdas podem ter uma grande influência nos custos, nos lucros e nas decisões dos participantes do mercado de energia elétrica, visto que, podem ser utilizados como sinalizadores de investimentos em pontos específicos do setor. Podem ainda influenciar a eficiência econômica das empresas e a operação do sistema [Vasconcelos, 2005].

A principal dificuldade para se encontrar um método que seja eficiente e justo, deve-se principalmente ao comportamento não-linear das perdas ativas de transmissão na ocorrência de alguma modificação na operação do sistema [Conejo, 2001], [Conejo, 2002], [Expósito, 2000]. Em [Conejo, 2001] e [Fang, 2002], são fornecidos alguns critérios, com base nos quais devem ser desenvolvidos os métodos para a alocação de perdas, a saber:

- O método deve ser capaz de analisar o impacto de cada participante do mercado nas perdas considerando sua relativa localização de demanda na rede;
- Deve evitar ocorrências de subsídios cruzados, ou seja, situações em que a parcela da perda atribuída a uma barra com elevada demanda de potência, porém localizada próxima a um parque gerador, é maior do que aquela atribuída à barras que, mesmo como reduzida demanda de potência, contribuem mais acentuadamente para o aumento das perdas totais em função de sua localização no sistema;
- Ser consistente com a solução do fluxo de carga;
- Evitar ou reduzir aproximações;
- Ser simples, e fácil de entender e implementar.

Esses critérios permitiriam aos métodos de alocação atingir o objetivo de distribuir, entre geradores e cargas, a responsabilidade pelas perdas no sistema de transmissão de forma equilibrada e eficiente.

3.2 Princípios para uma Alocação Ideal de Perdas

Considerando-se que a alocação das perdas de transmissão pode ser feita por meio de diversas metodologias, e que estes resultados influenciam diretamente na eficiência global do mercado, servindo de sinais econômicos utilizados para incentivar uma melhor utilização da rede, torna-se então conveniente dispor de princípios fundamentais que possibilitem efetuar uma comparação entre estas diversas metodologias. Apresentam-se a seguir, os grandes princípios julgados como fundamentais.

Objetividade, transparência e simplicidade.

O método deve basear-se em dados objetivos da rede e não conter simplificações excessivas em relação à operação dos sistemas elétricos, implicando que cada método respeite as leis físicas que regem tais sistemas. Visto que a rede de transmissão é utilizada por distintas entidades, a transparência nas metodologias de alocação de custo é essencial. O método deve ser simples e fácil de compreender de forma a permitir a qualquer agente do mercado efetuar o seu cálculo para estudar situações futuras. Deve ainda ser transparente, o que implica que os dados utilizados nos cálculos sejam conhecidos e facilmente verificados por todos.

Eficiência econômica

A eficiência econômica implica que, os resultados da alocação reflitam os custos econômicos reais, tendo ainda em consideração a necessidade de se evitar situações de subsídio cruzado. O método deve permitir o envio de sinais econômicos capazes, não só de incentivar consumidores e produtores em regime especial a localizarem-se em locais mais favoráveis para o sistema (que conduzam a menores perdas globais), mas também tendentes a incentivar os investimentos na rede. Nota-se que o método deve condicionar a utilização de novos usuários da rede, além de desencorajar decisões não econômicas dos usuários já existentes, por meio da transmissão de sinais econômicos adequados. Os sinais econômicos enviados devem fazer-se sentir, quer nos consumidores e produtores em regime especial, quer nos distribuidores, uma vez que os custos influenciam a forma como os primeiros utilizam a rede e também a forma como os distribuidores a exploram e a mantêm.

Retorno suficiente

O método deve garantir o retorno do valor global das perdas, embora evitando o retorno excessivo. Este princípio procura garantir a viabilidade financeira da

empresa detentora da rede física de distribuição, bem como permitir os investimentos necessários ao seu funcionamento em condições técnico-econômicas adequadas.

Igualdade e não discriminação

O método deve promover a igualdade entre os utilizadores da rede nas mesmas circunstâncias.

Estabilidade

O método deve promover a estabilidade dos custos a suportar por cada utilizador da rede e por consequência a estabilidade do preço de energia. Em outras palavras, o método não deve contribuir para uma excessiva volatilidade dos preços de energia.

Consistência

O método deve ser consistente, ou seja, fornecer resultados consistentes em diferentes situações de funcionamento do sistema.

Aplicabilidade em mercados abertos

O método deve permitir a sua aplicação de forma correta a sistemas elétricos com caráter competitivo, ou seja, o método deve ser politicamente implementável.

3.3 Metodologias para Alocação das Perdas de Transmissão

A maioria dos trabalhos encontrados na literatura técnica, dedicados ao problema da alocação de perdas, são geralmente dependentes do tipo ou modelo operacional do mercado de energia elétrica. Estudos comparativos entre as diversas metodologias podem ser encontrados em um grande número de referências tais como [Conejo, 2002], [Unsihuay, 2003].

Há alguns métodos que poderiam ser considerados como “exatos”, entretanto a questão da equidade ainda continua em aberto. Todavia, pode-se afirmar que não existe nenhum método ideal, embora seja desejável que qualquer algoritmo objetive atingir tanto quanto possível os princípios de uma alocação ideal listado no item 3.2.

Apresenta-se a seguir uma revisão do estado da arte na área de alocação de perdas de transmissão. Os métodos foram organizados de acordo com o tipo de mercado para os quais foram desenvolvidos.

3.3.1 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Elétricos Tipo

Pool

3.3.1.1 Métodos Pro Rata

Os métodos de alocação de perdas mais simples de entender e implementar, usados para mercados Pool, são os denominados Pro Rata [Conejo, 2002]. Esta metodologia divide as perdas totais de forma proporcional às injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga, conforme a equação (3.1):

$$\text{Perda}_{Gi} = \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{2} \frac{P_{Gi}}{P_G}, \quad \text{Perda}_{Dj} = \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{2} \frac{P_{Dj}}{P_D} \quad (3.1)$$

sendo Perda_{Gi} e Perda_{Dj} as perdas alocadas para o gerador i e para a carga j respectivamente.

Os fatores de alocação da geração e da demanda podem ser calculados respectivamente como:

$$\text{Perda}_{Gi} = \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{2} \frac{P_{Gi}}{P_G} = K_G P_{Gi}, \quad K_G = \frac{1}{2} \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{P_G} \quad (3.2)$$

$$\text{Perda}_{Dj} = \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{2} \frac{P_{Dj}}{P_D} = K_D P_{Dj} \quad , \quad K_D = \frac{1}{2} \frac{\text{Perda}_{\text{Tot}}}{P_D} \quad (3.3)$$

Nota-se que o fator de alocação K_G é o mesmo para todas as barras de geração, assim como o fator de alocação K_D é também o mesmo para todas as barras de carga. Nota-se ainda que as perdas alocadas para geradores e cargas são sempre positivas.

O problema encontrado neste método é o fato de não ser considerada a localização das barras no sistema, resultando em vantagens para alguns e desvantagens para outros. A Espanha e a Inglaterra são países que utilizam esse método para a alocação das perdas em seus sistemas [Conejo, 2002], [Ilic, 98].

3.3.1.2 Métodos Baseados no Princípio da Divisão Proporcional

Os métodos fundamentados no princípio da divisão proporcional são também de fácil implementação, e constituem-se em procedimentos computacionalmente eficientes para alocação das perdas ativas. Nestes métodos, encontrados em [Bialek, 1996], [Bialek, 1997], [Kirschen, 1997], as injeções de potência ativa são divididas proporcionalmente entre os fluxos de saída de cada barra.

Em [Bialek, 1997] é proposto um método, baseado na análise matricial da rede, que utiliza dois algoritmos, um para jusante e outro para montante e que permitem conhecer a contribuição de cada carga ou gerador, respectivamente, no fluxo da potência ou da corrente em todos os elementos da rede. O método resolve o problema da alocação de perdas em três etapas: na primeira etapa, é realizada a alocação de perdas somente aos consumidores, sem a presença dos geradores do sistema; na segunda, com a presença tanto dos geradores, quanto das cargas, é feita a alocação das perdas aos geradores; e na última etapa é feita a alocação das perdas remanescentes também aos geradores.

A seguir é realizada uma descrição geral do algoritmo de divisão proporcional presente nos métodos propostos nos trabalhos de Bialek, [Bialek, 1996], [Bialek, 1997].

As perdas são primeiro alocadas para as demandas e em seguida para os geradores. A demanda total bruta, incluindo as perdas, P_D^G , é definida como,

$$P_D^G = P_D + L \quad \text{e} \quad P_D^G = \sum_{j=1}^{N_b} P_{Dj}^G \quad (3.4)$$

sendo P_{Dj}^G a demanda bruta da barra j .

A demanda total bruta deve ser igual ao total de geração tal que $P_G = P_D^G$.

Usando o princípio da divisão proporcional, o balanço de potência em cada barra de uma rede equivalente de perdas mínimas é dado por,

$$P_i^G = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^G \quad , \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (3.5)$$

com,

$$c_{ij} = \frac{P_{ji}^G}{P_j^G} \approx \frac{P_{ji}}{P_j} \quad (3.6)$$

sendo

P_i^G - potência bruta injetada na barra i ;

P_{Gi} - geração na barra i ;

$\sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^G$ - fluxo de potência que chega à barra i a partir de linhas conectadas a ela.

α_i - conjunto das barras cujos fluxos fluem em direção à barra i ;

P_{ji}^G - fluxo de potência bruto da barra j para a barra i ;

P_{ji} - fluxo de potência real da barra j para a barra i (medido em j);

P_j - injeção de potência real na barra j .

A equação (3.5) constitui um sistema de equações lineares solúvel facilmente em P_i^G , $i=1, \dots, N$. A demanda bruta e as perdas são então calculadas, respectivamente como:

$$P_{Dj}^G = \frac{P_j^G}{P_j} P_{Dj} \quad \text{e} \quad L_{Dj} = P_{Dj}^G - P_{Dj} \quad (3.7)$$

Analogamente, perdas são atribuídas aos geradores. A geração bruta total incluindo as perdas, P_G^G , é definida como:

$$P_G^G = P_G + L \quad \text{e} \quad P_G^G = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}^G \quad (3.8)$$

sendo P_{Gi}^G a geração bruta da barra i (incluindo as perdas).

Esta geração bruta deve ser igual à demanda total, tal que $P_G^G = P_D$. Usando o princípio da divisão proporcional, o balanço de potência na barra i , de uma rede equivalente com perdas mínimas é dado por:

$$P_i^G = P_{Di} + \sum_{j \in V_i} c_{ji} P_j^G, \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (3.9)$$

sendo,

P_i^G - potência bruta injetada na barra i ;

P_{Di} - demanda na barra i ;

$\sum_{j \in \gamma_i} c_{ji} P_j^G$ - fluxo de potência saindo da barra i ;

A equação (3.9) constitui um sistema de equações lineares que podem ser resolvidas para P_i^G , $i=1, \dots, N$. Novas gerações e perdas são então calculadas, respectivamente como:

$$P_{Gi}^G = \frac{P_i^G}{P_i} P_{Gi} \quad \text{e} \quad L_{Gi} = P_{Gi} - P_{Gi}^G \quad (3.10)$$

Para que 50 % das perdas totais do sistema possam ser atribuídas aos geradores e os outros 50% às cargas, a geração e demanda finais para cada barra são calculadas como:

$$P_{Gi}' = \frac{P_{Gi}^G + P_{Gi}}{2} \quad \text{e} \quad P_{Dj}' = \frac{P_{Dj}^G + P_{Dj}}{2} \quad (3.11)$$

A perda final atribuída para cada gerador ou carga é respectivamente dada por:

$$L_{Gi}' = P_{Gi} - P_{Gi}' \quad \text{e} \quad L_{Dj}' = P_{Dj}' - P_{Dj} \quad (3.12)$$

Finalmente, os fatores de alocação de perdas da geração e demanda são calculados, respectivamente como:

$$K_{Gi} = 1 - \frac{P_{Gi}'}{P_{Gi}} \quad \text{e} \quad K_{Dj} = \frac{P_{Dj}'}{P_{Dj}} - 1 \quad (3.13)$$

Muitos autores alegam que, os métodos de alocação de perdas baseados no princípio da divisão proporcional utilizam diversas suposições e esquemas recursivos, por exemplo, considerarem linhas e barras fictícias, entre outros. Isto faria com que os resultados da alocação pudessem ser considerados ruins ou mesmo inconsistentes.

3.3.1.3 Métodos Baseados em Procedimentos Incrementais

Os métodos incrementais utilizam procedimentos *marginais ou incrementais* para alocar as perdas dos sistemas de transmissão, como em [Mutale, 2000], [Macqueen, 1996], [Bhuiya, 1999], [Galiana, 2002], [Leite da Silva, 2003]. Nestes métodos, a divisão da perda ativa total do sistema é feita de forma proporcional às perdas ativas incrementais nodais, que representam a variação na perda ativa global quando se eleva marginalmente a injeção de potência em uma barra da rede. A perda incremental nodal pode ser determinada através de relações de sensibilidade estabelecidas por metodologias convencionais de fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo.

O procedimento marginal padrão baseia-se no cálculo dos coeficientes incrementais de transmissão (*ITL – incremental transmission loss*), cujos resultados dependem da barra de referência. Há também a necessidade de um processo recursivo para a normalização, após os cálculos dos *ITLs*, de forma que a recuperação das perdas total do sistema seja satisfeita.

O *ITL* de uma dada barra fornece a mudança na perda total produzida por uma variação incremental na potência injetada nesta barra. Portanto,

$$K_i = \frac{\partial L}{\partial (P_{Gi} - P_{Di})} \quad (3.14)$$

onde K_i é o *ITL* correspondente à barra i . Note-se que o *ITL* da barra de referência é nulo, por definição.

Os primeiros cálculos das perdas alocadas para o gerador i e a demanda j são, respectivamente,

$$L_{Gi} = P_{Gi} \frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = P_{Gi} K_i \quad (3.15)$$

$$L_{Dj} = P_{Dj} \frac{\partial L}{\partial P_{Dj}} = -P_{Dj} K_j \quad (3.15)$$

Contudo, com resultado da não linearidade, a soma destas perdas alocadas (L') é diferente da perda real L , isto é

$$L \neq \sum_{i=1}^{N_G} L_{Gi} + \sum_{j=1}^{N_b} L_{Dj} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_b} P_{Dj} K_j = L' \quad (3.16)$$

Então, um procedimento de normalização é utilizado para alocar a quantidade exata da perda L ,

$$L = L' \frac{L}{L'} = \left(\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_b} P_{Dj} K_j \right) \frac{L}{L'} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K'_i - \sum_{j=1}^{N_b} P_{Dj} K'_j \quad (3.17)$$

onde $K'_i = K_i (L/L')$ é o coeficiente *ITL* normalizado para a barra i .

Finalmente, as perdas alocadas para cada gerador e carga são, respectivamente,

$$L'_{Gi} = P_{Gi} K'_i, \quad L'_{Dj} = -P_{Dj} K'_j \quad (3.18)$$

Nas metodologias incrementais há situações nas quais valores negativos de perdas são alocados para algumas barras, o que poderia ser entendido como subsídio cruzado. Porém, em [Conejo, 2002] é proposta uma modificação, visando evitar a ocorrência de tais subsídios, denominada de *alocação marginal não subsidiada* ou ainda método *ITL não subsidiado* ($U - ITL$ *unsubsidized ITL*). Neste método são determinados novos valores de coeficientes *ITLs* para geradores e cargas. É definido um coeficiente de translação β ($0 \leq \beta \leq 1$), e a perda total do sistema é dada por (3.19).

$$L = \sum_{i=1}^N \beta K'_i P_i + \sum_{i=1}^N (1-\beta) P_i \quad (3.19)$$

sendo,

N - número de barras;

K'_i - coeficiente *ITL* normalizado da barra i ;

P_i - potência ativa injetada na barra i ($P_i = P_{Gi} - P_{Di}$).

Desta forma,

$$L = \sum_{i=1}^N [\beta K'_i + (1-\beta)] P_i = \sum_{i=1}^N K_i P_i \quad (3.20)$$

e $\beta K'_i + (1-\beta)$ constitui-se em um novo coeficiente *ITL* $K_i = \beta K'_i + (1-\beta)$.

Assim, os novos valores de coeficientes incrementais para geradores e cargas são:

$$K_{Gi} = \beta_G K'_{Gi} + (1-\beta_G), \quad \text{sendo} \quad \beta_G = \frac{1}{1-K'_{Gk}} \quad (3.21)$$

$$K_{Dj} = \beta_D K'_{Dj} + (1-\beta_D), \quad \text{sendo} \quad \beta_D = \frac{1}{1-K'_{Dm}} \quad (3.22)$$

Sendo que,

K_{Gi} - coeficiente de alocação *ITL* da barra de geração i ;

K_{Dj} - coeficiente de alocação *ITL* da barra de carga j ;

K'_{Gi} - coeficiente de alocação *ITL* normalizado da barra de geração i ;

K'_{Dj} - coeficiente de alocação *ITL* normalizado da barra de carga j ;

K'_{Gk} - menor valor entre os coeficientes de alocação ITLs normalizados das barras de geração.

K'_{Dm} - maior valor entre os coeficientes de alocação ITLs normalizado das barras de carga.

β_G - coeficiente de translação para as barras de geração;

β_D - coeficiente de translação para as barras de carga.

Em [Galiana, 2002], foi proposto um método incremental integral, que é independente da barra de referência, mediante a utilização de um esquema de fluxo de potência com *barra de referência distribuída*. No entanto, a qualidade dos resultados obtidos pode ser facilmente afetada em virtude de fatores lineares escolhidos de forma arbitrária, que são requeridos pelo método. Além disso, o processo de integração exige um esforço computacional a depender do passo de integração empregado e do caminho adotado.

Um outro método, utilizado para alocar perdas em todas as barras, é baseado em derivações de fatores de sensibilidade da rede, na distribuição de geração generalizada (GGDFs) e na distribuição de carga generalizada (GLDFs), proposto em [Chang, 2002].

Para uma rede de N barras, e NG geradores. Seja P_{ij} o fluxo de potência ativa que flui pelo ramo $i-j$ a partir da barra i ; P_k e P_l injeções de potência do gerador k e da carga l respectivamente. Então as equações (3.19) e (3.20) definem as utilização dos GGDFs ($D_{ij,k}$) e GLDFs ($D_{ij,l}$), para determinar as partes ($F_{ij,k}$; $F_{ij,l}$) de P_{ij} , contribuídas pelo gerador k devido a carga l , respectivamente:

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^{NG} D_{ij,k} P_k = \sum_{k=1}^{NG} F_{ij,k} \quad (3.19)$$

$$P_{ij} = \sum_{l=NG+1}^N D_{ij,l} P_l = \sum_{l=NG+1}^N F_{ij,l} \quad (3.20)$$

No método apresentado em [Expósito, 2000] as perdas de transmissão são expressas em função do fluxo de potência, e as perdas das linhas são alocadas para cada transação individual usando médias geométricas. É necessário um elevado tempo computacional, e assume-se a pré-condição de que o quociente entre os fluxos máximo e mínimo deva ser menor que 100. Os resultados obtidos, decorrente do uso do fluxo de potência DC, podem conter erros.

3.3.1.4 Métodos Baseados na Teoria de Circuitos

Na literatura são apresentados vários métodos baseados na teoria de circuitos, tais como [Conejo, 2001], [Reta, 2001], [Zhaoxita, 2002], [Unsihuay, 2003]. Em [Conejo, 2001], é apresentado um método baseado na matriz Z-barra do sistema e na solução do fluxo de potência. Apresenta a interessante característica de explorar as equações de circuitos elétricos sem nenhuma simplificação. As perdas do sistema demonstram ser separáveis entre as barras individuais de uma maneira natural.

A idéia do método apresentado em [Conejo, 2001] é distribuir as perdas globais (P_{loss}) entre as N barras de um sistema a partir da solução do fluxo de potência:

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^N L_k \quad (3.21)$$

A componente de perdas (L_k) é a fração de perdas do sistema atribuída à barra k . Este valor é obtido a partir da matriz admitância ($Y = G + jB$) e o vetor complexo

de tensão (V), ou a partir da matriz de impedância ($Z = R + jX$) e o vetor complexo de injeção de corrente (I). Partindo da equação de perdas, tem-se:

$$P_{\text{loss}} = \Re \left\{ \sum_{k=1}^N V_k I_k^* \right\} \quad (3.22)$$

Sendo que \Re indica se tratar da parte real do vetor obtido do somatório. A referência [Conejo, 2001] mostra que a componente de perdas associadas com a barra k pode ser expressa por:

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^N R_{kj} I_j \right) \right\} \quad (3.23)$$

O elemento R_{kj} representa a parte real da matriz Z-barra que reflete a ligação entre a barra k e todas as demais barras do sistema.

A componente de perdas, (L_k), considera os N termos que representam o acoplamento de todas as N barras com a injeção na barra k [Araújo Lima, 2005]. Os resultados obtidos por este método são geralmente consistentes com as expectativas e com outros métodos alternativos de alocação de perdas. No entanto, o método requer a pré-condição de que a matriz admitância seja não singular. Além disso, a proporção de perdas entre geradores e cargas não é constante [Unsuhay, 2003].

Um outro exemplo de método baseado na teoria de circuitos é apresentado em [Reta, 2001] que, baseado em conceitos elétricos, rastreia a corrente para alocar as perdas. O objetivo do método é determinar a contribuição da potência injetada em cada gerador para cada carga através dos fluxos nas linhas, considerando as perdas. O modelo permite identificar a participação de geradores e cargas no fluxo de cada linha de transmissão.

As perdas em uma linha P_l , resultado da passagem de N correntes I_i que fluem simultaneamente na mesma direção, através da resistência R da linha l , é dada por,

$$P_l = 3 \left(\sum_{i=1}^N I_i \right)^2 R \quad (3.24)$$

ou ainda,

$$P_l = 3R \sum_{i=1}^N I_i^2 + 3R \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N I_i I_j \quad (3.25)$$

Para uma corrente genérica I_k , o primeiro termo da equação (3.25) é proporcionalmente distribuído pelo quadrado de cada componente. Este termo está relacionado à perda que cada componente causa separadamente na linha l . O segundo termo da equação (3.25), sob um incremento de ΔI_k , produz um aumento linear da perda no somatório que contém a corrente I_k . Desta forma, agrupando-se os termos da equação (3.25), que contém a componente genérica de corrente I_k , a perda de potência associada para esta componente é dada por:

$$P_{\text{loss}_{I_k}} = 3R I_k^2 \left\{ 1 + \frac{2I_1}{I_k + I_1} + \frac{2I_2}{I_k + I_2} + \dots + \frac{2I_n}{I_k + I_n} \right\} \quad (3.26)$$

Para calcular a perda P_k , correspondente à barra k , cuja injeção líquida de corrente é responsável pelo surgimento da componente I_k na linha l , faz-se a soma de todas as perdas associadas à componente de corrente devido a injeção nesta barra k . Assim, temos que,

$$P_{\text{loss}_k} = \sum_{i=1}^L P_{\text{loss}_{I_{ki}}} \quad (3.27)$$

onde $Ploss_{I_k}$, é a perda associada à corrente I_k , devido a injeção de corrente na barra k , e L é número de linhas.

Este método também o utiliza o princípio de divisão proporcional, o que faz com que apresente deficiências semelhantes aos métodos que utilizam este mesmo princípio.

Pode-se citar ainda a proposta feita em [Zhaoxita, 2002], na qual a alocação de perdas para geradores e cargas é feita em uma proporção de 50%. Neste método, os geradores e cargas são modelados como fontes de corrente e os componentes das iterações na expressão de alocação de perdas são alocados em proporção às mesmas.

3.3.1.5 Métodos Baseados na Teoria de Jogos

A teoria de jogos não cooperativos tem sido aplicada na resolução de diversos problemas encontrados no atual ambiente competitivo do mercado de energia elétrica, onde os distintos agentes atuam de forma estratégica, objetivando a maximização do lucro individual. Entretanto, os resultados do jogo para qualquer agente, não depende de sua atuação somente, mas da atuação conjunta de todos os jogadores. A forma tradicional de solução, denominada “equilíbrio do jogo”, tem no conceito de Nash [Nash, 1951], o seu elemento principal.

Em [Zolezzi, 2000] é apresentada uma visão geral da aplicação de jogos cooperativos para alocação de custos de transmissão. Nestas aplicações, distintos métodos de jogos cooperativos têm sido utilizados, tais como o valor de Shapley, Núcleo, Aumann-Shapley, entre outros.

Uma proposta baseada no esquema de Aumann – Shapley é feita em [Junqueira, 2005]. O método propõe uma alocação de custos baseada no uso que cada

agente faz da rede de transmissão. Em [Tsukamoto, 1996] é proposto um método que utiliza o esquema de núcleo da teoria de jogos, juntamente com o método de MW-mile para alocar as perdas de transmissão considerando o uso que cada agente faz da rede.

Tem-se ainda [Paes de Barro, 2004], no qual se propõe um método de alocação de perdas, que calcula a parcela de responsabilidade pelas perdas cabida a cada participante do mercado, a partir de uma combinação de formação de coalizões, no Valor de Shapley, e nos resultados do fluxo de potência. O método, baseado em jogos cooperativos, permite avaliar o impacto incremental de cada agente no custo das perdas ativas de transmissão.

3.3.2 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Bilaterais

Em [Gross, 2000] é proposto um método baseado no fluxo de carga DC. Este método desconsidera o comportamento não linear das perdas, bem como os efeitos do fluxo de potência reativa, sendo assim encontrados, resultados aproximados e provavelmente injustos para alguns participantes do mercado. As perdas de todas as transações de potência são explicitamente expressas em termo de uma função quadrática. O erro entre o valor das perdas calculadas por um fluxo de carga AC e pela metodologia é relativamente alto (entre 10% e 16%). A técnica produz ainda perdas negativas para algumas transações. Contudo, apenas valores absolutos são usados e as alocações normalizadas, objetivando-se recuperar as perdas totais do sistema.

É considerado um sistema com $N+1$ barras, no qual cada carga age como um agente comprador e cada gerador como um agente vendedor de energia elétrica. Considerando-se que, uma transação bilateral é caracterizada por um vendedor, um

comprador e pela quantidade de potência a ser negociada, uma transação m é formalmente definida por:

$$\mathbf{T}^{(m)} = \{t^{(m)}, \mathbf{S}^{(m)}, \mathbf{B}^{(m)}\} \quad (3.28)$$

Os elementos desta tripla são $t^{(m)}$, que representa a quantidade de transação em MW, enquanto que $\mathbf{S}^{(m)}$ e $\mathbf{B}^{(m)}$, representam as entidades vendedoras e compradoras respectivamente. $\mathbf{S}^{(m)}$ é o conjunto de duas tuplas de entidades vendedoras, a saber:

$$\mathbf{S}^{(m)} = \left\{ \left(s_i^{(m)}, \sigma_i^{(m)} \right), i = 1, 2, \dots, N_s^{(m)} \right\} \quad (3.29)$$

Com a barra vendedora $s_i^{(m)}$ fornecendo $\sigma_i^{(m)} t^{(m)}$ MW de transação. A fração $\sigma_i^{(m)}$ deve satisfazer às condições $\sum_{i=1}^{N_s^{(m)}} \sigma_i^{(m)} = 1$ e $\sigma_i^{(m)} \in [0, 1]$, $i = 1, 2, \dots, N_s^{(m)}$.

Similarmente, $\mathbf{B}^{(m)}$ é o conjunto de duas tuplas de entidades compradoras,

$$\mathbf{B}^{(m)} = \left\{ \left(b_j^{(m)}, \beta_j^{(m)} \right), j = 1, 2, \dots, N_b^{(m)} \right\} \quad (3.30)$$

sendo que a barra compradora $b_j^{(m)}$ recebe $\beta_j^{(m)} t^{(m)}$ MW da transação. A fração $\beta_j^{(m)}$ deve satisfazer às condições $\sum_{j=1}^{N_b^{(m)}} \beta_j^{(m)} = 1$ e $\beta_j^{(m)} \in [0, 1]$, $i = 1, 2, \dots, N_b^{(m)}$.

O método define que em uma transação bilateral m , $t^{(m)}$ MW são injetados nas $N_s^{(m)}$ barras vendedoras e drenados através das $N_b^{(m)}$ barras compradoras.

Os problemas da alocação de suporte de reativo e das perdas são considerados em [Baran, 1999] pelo cálculo da contribuição marginal de cada transação. O método também analisa o impacto da ordem cronológica das transações na alocação final das perdas. É considerado um sistema integrado, no qual se verifica a ocorrência de T transações de energia. Para cada transação é conhecida a variação dos valores de potência

ativa injetada nas barras. Objetiva-se alocar a variação total de potência reativa dos geradores para cada transação ocorrida no sistema.

No caso de ter ocorrido uma única transação, torna-se fácil determinar o impacto desta na potência reativa dos geradores. Para tanto, basta aplicar um fluxo de potência no sistema, sem a presença da transação, para determinar a potência reativa dos geradores $(Q_i^0, i = 1, \dots, g)$ para o caso base. Posteriormente programa-se um outro fluxo de potência no sistema com a presença da transação, para determinar os novos valores de potência reativa dos geradores, Q_i . Desta forma, o impacto da transação na potência reativa dos geradores pode ser determinado por:

$$\Delta Q_i = Q_i - Q_i^0 \quad i = 1, \dots, g \quad (3.31)$$

Para o caso no qual mais de uma transação ocorre, é proposto em [Gross, 2002], que se realize o mesmo processo descrito anteriormente para cada uma das transações $t = 1, \dots, T$ e determina-se a variação do valor da potência reativa fornecida por cada gerador, $\Delta Q_{i,t}$ em uma transação t . De forma que, a quantidade total da variação de potência fornecida pelo gerador i , é calculada por:

$$\Delta Q_i = \sum_{t=1}^T \Delta Q_{i,t} \quad (3.32)$$

A partir destas considerações iniciais, foi elaborada uma estrutura que permite determinar o impacto de cada transação no custo de cada um dos geradores. Estes custos serão alocados aos agentes diretamente envolvidos na transação.

Em [Expósito, 2000], os fluxos nas linhas são decompostos numa soma de componentes, onde cada um destes componentes corresponde a uma transação bilateral. A

partir do fluxo de potência DC, é fornecida uma aproximação linear razoavelmente precisa que pode ser expressa como:

$$P = H \times P_N \quad (3.33)$$

Sendo que P e P_N representam os vetores dos fluxos de potência nos ramos e injeções de potência nas barras, relacionados por meio de uma matriz de sensibilidade H . Faz-se a decomposição das injeções nodais, em componentes que dependem dos valores das transações de energia, conforme a equação (3.34).

$$P_N = \sum_{i=1}^t T_i \quad (3.34)$$

Assim, o vetor de fluxo de potência causado pela i -ésima transação é simplesmente obtida a partir de,

$$P_i = H \times T_i \quad (3.35)$$

Trata-se de uma metodologia computacionalmente lenta devido às aproximações consideradas no fluxo de carga DC, o que provavelmente reflete em uma alocação injusta aos geradores e cargas.

Em [Zobian, 1997] é proposta uma metodologia para alocar fluxos e perdas baseada em uma função de fluxo de carga AC, que calcula as contribuições de cada transação nos fluxos nos ramos. Assume-se neste método que as barras de referências não participam das transações, ou seja, estão no sistema apenas para compensar o desequilíbrio entre demanda e geração. Porém, esta suposição não se verifica em mercados elétricos reais. É proposta a utilização de esquema de fluxo de potência com barra de referência distribuída. Todavia, é muito difícil determinar um modo único e justificável de calcular os fatores de participação para os geradores que atuarão como barras de referência.

Em [Galiana 2000], uma técnica incremental é utilizada para a alocação das perdas em transações bilaterais, considerando de forma sistemática o tamanho e a localização espacial dos compradores e vendedores. A teoria apresentada baseia-se no argumento de que é sempre possível calcular uma alocação exata, correspondendo a uma transação bilateral infinitesimal. Isso leva a um conjunto de equações diferenciais, cuja solução permite a alocação de perdas para contratos de qualquer tamanho.

3.3.3 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Tipo Pool -

Bilateral

A alocação de perdas para o modelo Híbrido é mais difícil entre os modelos de mercado, atualmente poucos métodos têm sido desenvolvidos visando abordar este problema específico.

Em [Huang, 2001] é proposta uma metodologia para decomposição de fluxos e perdas, baseada na análise de fluxo de potência e em esquemas de pares de transações. O método realiza um processo iterativo do fluxo de potência para alocar perdas e fluxos em um mercado pool-bilateral (híbrido). Assume-se que um mercado de potência reativa é responsável por fornecer a quantidade de reativos necessários para o sistema e que cada contrato bilateral atende totalmente suas cargas acrescidas das perdas associadas. Desta forma, quando há uma transação, o ponto de operação do caso base é alterado. As perdas e fluxos são alocados de acordo com fatores constantes escolhidos arbitrariamente pelos autores. Esta metodologia parece ser apropriadamente aplicável no despacho ótimo de perdas. Entretanto, para o problema da alocação de perdas, exige-se somente que as equações de equilíbrio do sistema sejam atendidas.

A metodologia proposta em [Fernandez, 2002], requer necessariamente os resultados fornecidos por um modelo de despacho para mercados tipo *pool*-bilateral. Utiliza o princípio da superposição para representar cada transação de energia, tanto no mercado *pool* quanto no mercado de contratos bilaterais, por meio de equações individuais da rede. O processo de alocação de fluxos e perdas assume critérios de otimização (tal como a minimização das perdas), fazendo com que o ponto de operação se desvie de um estado realista do mercado.

No trabalho [Berizzi, 2001] apresenta-se uma abordagem do problema de alocação de perdas em mercados *pool*-bilateral, que leva em conta integralmente a não linearidade das equações do fluxo de potência AC, dividindo as perdas em dois componentes, um principal, que pode ser atribuído separadamente a cada transação, e um outro secundário, que se deve às interações entre os fluxos de potências nas transações de energia. Entretanto, este método apresenta as mesmas deficiências do método proposto em [Zobian, 1997].

Finalmente, em [Cuervo, 2001] é apresentado um método incremental, para a alocação de perdas em mercados tipo *pool*-bilateral, estendendo a proposta metodológica feita em [Galiana, 2000]. A qualidade dos resultados de alocação e da eficiência computacional do método são dependentes do caminho de integração estabelecido, do número de passos de integração, e da ordem (seqüência) na qual os contratos são implementados dentro do método.

3.4 Sumário

Neste capítulo, foram revisadas as metodologias para alocação de perdas de transmissão mais comumente encontradas na literatura técnica. Estas metodologias podem ser divididas de acordo com os princípios metodológicos utilizados, e com os modelos de mercado para as quais foram especificamente elaboradas.

Assim, têm-se metodologias elaboradas exclusivamente para aplicações em apenas um dos tipos de mercado, *pool* ou bilateral. Há, porém, metodologias que podem ser aplicadas tanto a um como a outro modelo de mercado, ou simultaneamente a ambos (no caso dos mercados híbridos).

Apesar da grande disponibilidade de técnicas de alocação de perdas, o problema continua como uma questão aberta e complexa, visto ainda não haver consenso sobre qual a melhor técnica a ser adotada.

No próximo capítulo, faz-se a descrição da proposta de uma metodologia baseada nas leis de circuito, no princípio da divisão proporcional, no teorema da superposição, e nas equações de um fluxo de carga AC, sem quaisquer simplificações. O método visará alocar as perdas ativas de transmissão, para uma estrutura de mercado *pool*, com base no fluxo de corrente complexa na rede, e na sua utilização por parte dos agentes.

Capítulo 4

METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 Introdução

Uma alternativa metodológica para abordar o problema da alocação das perdas de transmissão consiste em incorporar adequadamente princípios e considerações, válidos e eficientes de algumas técnicas já propostas na literatura, objetivando-se obter uma ferramenta de análise simples, capaz de superar as deficiências que cada uma das técnicas incorporadas apresenta quando tratadas isoladamente.

A formulação da metodologia proposta para o cálculo das contribuições das fontes e das cargas nas perdas ativas em cada ramo do sistema de transmissão é detalhada neste capítulo. A metodologia baseia-se no teorema da superposição, no princípio da divisão proporcional e na determinação dos caminhos de transmissão, que alimentam uma carga específica.

Suas principais características são:

- *Representação das cargas por admitâncias shunts equivalentes*: Esta forma de abordagem ameniza o efeito dos *fluxos contrários*¹, dado que o sentido das correntes será predominantemente dos geradores para as cargas.
- *Modelo de corrente*: Utiliza-se o modelo de injeções equivalentes de corrente [Conejo, 2001], [UNSIHUAY, 2006], que a princípio, permite uma separação natural do problema;
- *Determinação dos caminhos de transmissão*: Utiliza-se o algoritmo *downstream looking* [Bialek, 1996], para a determinação dos caminhos de transmissão relacionados às cargas em cada cenário da superposição.

A partir de um ponto de operação, obtido por meio de um programa de fluxo de carga, aplica-se o teorema da superposição, de forma a dividir o sistema em *cenários de operação*, sendo que, para cada um destes cenários, considera-se apenas a

¹ Componente do fluxo que tem a direção oposta ao fluxo líquido total.

atuação de uma única fonte equivalente de corrente complexa, semelhantemente à forma apresentada em [UNSIHUAY, 2006].

O problema é então tratado individualmente para cada cenário, através de equações de alocação de perdas para as fontes e cargas. Estas equações baseiam-se no conhecimento dos valores de tensões nodais para as fontes, e no conhecimento dos caminhos de transmissão para as cargas.

Assim, a metodologia proposta permite obter para cada agente, a responsabilidade pelas perdas em cada ramo de transmissão e conseqüentemente em todo o sistema.

Nas seções seguintes, define-se inicialmente, de maneira mais específica e conceitual a metodologia proposta, delimitando a sua aplicação. Apresenta-se em seguida a aplicação do teorema da superposição na separação do problema em cenários de operação, para então apresentar o desenvolvimento das equações que expressam as contribuições das fontes e cargas na perda global e em cada ramo do sistema.

4.2 Contextualização da Metodologia Proposta

Existem basicamente dois cenários nos quais pode ser efetuada a alocação de perdas da rede [Unsihuay, 2003]:

1. Um primeiro cenário é disponibilizado logo após a realização dos 24 leilões nos mercados diários de eletricidade (*day ahead market*). Os preços para cada horário ou patamar são conhecidos desde o dia anterior à entrega do produto. A alocação de perdas é feita com a utilização do estado resultante do despacho por ordem de mérito (considerando-se as transações bilaterais presentes no sistema).

2. Um segundo cenário surge na operação em tempo real do mercado elétrico. Nesta etapa, a alocação de perdas é feita a partir de dados de medições fornecidos pelo Sistema de Gerenciamento da Energia (*SCADA - EMS*) do sistema.

Portanto, para qualquer um dos casos, a metodologia proposta requer apenas o estado do caso base do sistema, que pode ser obtido por meio da aplicação de um programa de fluxo de carga, independente da barra de balanço.

Desta forma, a partir das considerações acima, o vetor total de geração ou carga é definido como a soma das gerações ou cargas programadas (calculadas) ou executadas (medidas) nas barras operando em modelo *pool* ou sob contratos bilateral-multilaterais.

Os *modelos de mercado* condicionam a forma de abordagem e elaboração dos métodos, de maneira que, alguns são específicos para um determinado tipo de modelo, ou ainda, consideram a coexistência simultânea dos dois tipos de modelos: o modelo *pool* e o modelo baseado em *contratos bilaterais*.

Entretanto, neste trabalho, faz-se uma abordagem geral do problema, considerando apenas a existência de uma grande estrutura de mercado *pool*. Isso é possível se entendermos as transações de energia como injeções líquidas de potência nas barras do sistema, seja através do mercado *pool* ou por meio de contratos bilaterais. Estas injeções a depender da dinâmica do mercado, aconteceriam de forma simultânea ou não.

Na ocorrência de uma transação por contratos bilaterais, por exemplo, poderia considerar-se que este contrato foi efetuado no mercado *pool*, de modo que esta transação pudesse ser considerada como mais uma injeção de potência no sistema por meio de uma barra de geração.

O fato principal é, uma vez que a alocação de perdas é um processo *ex post*, ou seja, acontece depois de toda uma dinâmica de despacho e operação já realizada, não importa, para efeito de alocação, por qual meio foram determinadas as injeções de potência presentes naquele momento de operação, tenham sido elas estabelecidas por meio de contratos ou no mercado *spot*. Isto facilita a elaboração da metodologia e abordagem do problema.

Além disso, a transação bilateral ainda é uma realidade restrita no mercado brasileiro, visto as dimensões e a complexidade de interconexões do Sistema Interligado Nacional, de sorte que, este tipo de transação restringe-se mais especificamente à operação interna dos sub-mercados.

4.3 Aplicação do Teorema da Superposição na Separação do Problema em Circuitos com Fontes Equivalentes de Corrente

A estratégia de separação adotada neste trabalho tem como objetivo relacionar com maior precisão e justiça as perdas com as tensões e correntes associadas às injeções complexas das fontes. Acredita-se que, por este termo, a alocação das perdas reflita uma concordância com os valores das grandezas elétricas presentes em um cenário da superposição.

Com esta finalidade, utiliza-se o teorema da superposição, que permite determinar a contribuição de cada fonte para as grandezas elétricas (corrente e tensão) presentes no sistema.

Por exemplo, considere-se o sistema de 4 barras, 5 linhas, 2 geradores e 2 cargas, mostrado na Figura 4.1.

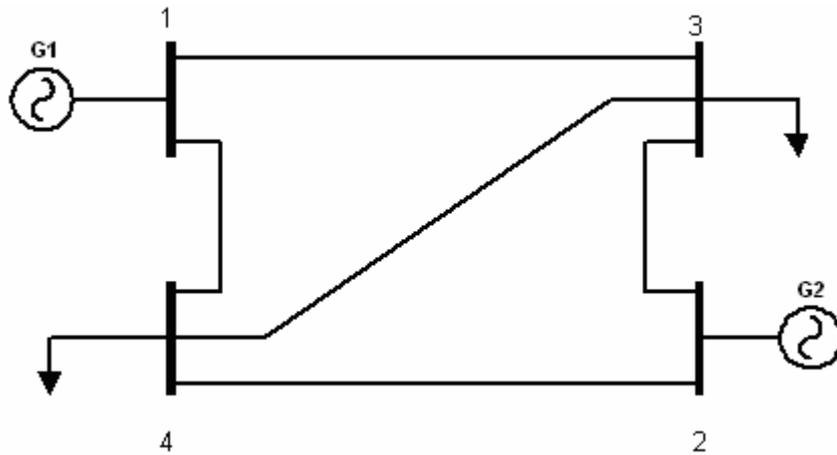


Figura 4.1 Exemplo de um sistema de potência simples de 4 barras

A aplicação do teorema da superposição ao sistema da Figura 4.1, já com a representação das cargas por impedâncias shunts e a substituição dos geradores por fontes equivalentes de corrente é ilustrada na Figura 4.2.

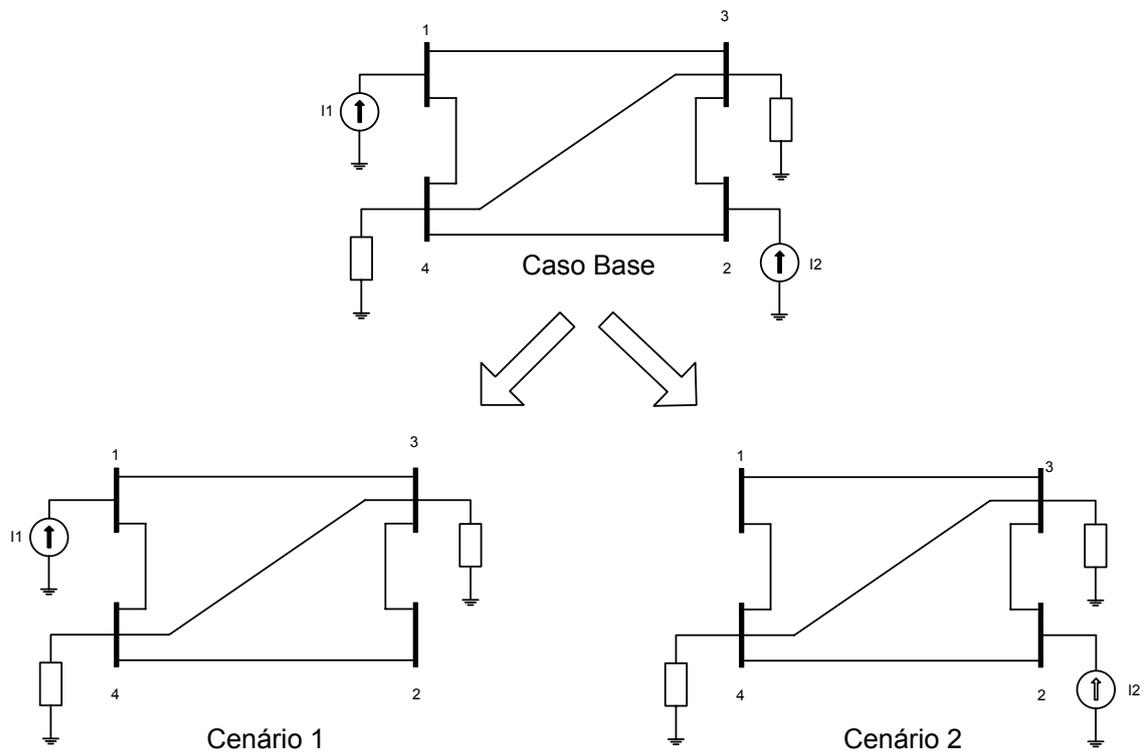


Figura 4.2 Separação do sistema em cenários pela aplicação do teorema da superposição

Observa-se que, a aplicação do teorema da superposição permite dividir o sistema em dois cenários, de maneira que, as tensões e correntes nas barras e nos ramos, possam ser decompostas em contribuições das fontes conectadas às barras 1 e 2. Desta forma, as tensões e correntes para o cenário 1 são dadas como: $V_2^{(1)}, V_3^{(1)}, V_4^{(1)}$ e $I_{13}^{(1)}, I_{14}^{(1)}, I_{23}^{(1)}, I_{24}^{(1)}, I_{34}^{(1)}$. Similarmente, para o cenário 2 as tensões e correntes são dadas por: $V_2^{(2)}, V_3^{(2)}, V_4^{(2)}$ e $I_{13}^{(2)}, I_{14}^{(2)}, I_{23}^{(2)}, I_{24}^{(2)}, I_{34}^{(2)}$.

Assim, para que seja satisfeito o princípio da superposição, tem-se que: $V_2 = V_2^{(1)} + V_2^{(2)}$, $V_3 = V_3^{(1)} + V_3^{(2)}$, $V_4 = V_4^{(1)} + V_4^{(2)}$; $I_{13} = I_{13}^{(1)} + I_{13}^{(2)}$, $I_{14} = I_{14}^{(1)} + I_{14}^{(2)}$, $I_{23} = I_{23}^{(1)} + I_{23}^{(2)}$, $I_{24} = I_{24}^{(1)} + I_{24}^{(2)}$, e $I_{34} = I_{34}^{(1)} + I_{34}^{(2)}$.

4.3.1 Formulação

Nesta subseção é apresentada a formulação matemática utilizada na separação do sistema em cenários, aplicando-se a superposição. O objetivo é determinar equações que permitam verificar a atuação individual das fontes, nas grandezas elétricas do sistema.

Considerando-se um sistema de potência com NB barras, representado pelas equações nodais, e com ramos representados pelo circuito equivalente π (pi), e seja k , uma barra de carga, a admitância *shunt* equivalente para esta barra é determinada como:

$$Y_{L_k} = -\frac{I_k}{V_k} \quad (4.1)$$

Sendo Y_{L_k} a admitância equivalente a ser conectada à barra k ; V_k , a tensão complexa da barra k e; I_k é dado como a injeção de corrente complexa na barra de carga k .

A matriz admitância nodal Y sofre então modificações, por meio da agregação à sua diagonal principal, dos elementos *shunts* equivalente referentes às barras de carga, conforme a equação (4.2).

$$Y_{\text{mod}} = \begin{pmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1\text{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{k1} & \cdots & Y_{kk} + Y_{Lk} & \cdots & Y_{k\text{NB}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{\text{NB}1} & \cdots & Y_{\text{NB}k} & \cdots & Y_{\text{NB NB}} \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Onde Y_{mod} é a matriz Y modificada.

De maneira a se levar em conta apenas as injeções equivalentes de corrente complexa referentes às barras geradoras, considera-se o *vetor de injeção de corrente modificado*, I_{mod} , no qual, o valor das injeções equivalentes para as barras de carga é igual a zero. Este vetor é dado por:

$$I_{\text{mod}} = Y_{\text{mod}} \times E \quad (4.3)$$

Sendo, $E = [E_1, \dots, E_i, \dots, E_N]^T$ o vetor de tensões nodais complexas.

O princípio da superposição afirma que: “a corrente ou tensão sobre os terminais de um componente de um circuito linear é igual à soma algébrica das correntes e tensões, independentemente produzida por cada uma das fontes”. A aplicação deste princípio permite avaliar o impacto ou contribuição de cada injeção de corrente sobre as tensões nodais e as correntes nos ramos da rede.

Assim, o vetor das contribuições de tensões complexas (E^b), devido à injeção de corrente na barra de geração b (I_b), quando todas as demais injeções de corrente são nulas, pode ser calculado como,

$$E^b = \begin{bmatrix} E_1^b \\ \vdots \\ E_i^b \\ \vdots \\ E_N^b \end{bmatrix} = Z^b \times I_b \quad (4.4)$$

Onde Z^b representa todos os elementos da coluna b da matriz Z do sistema.

Pelo princípio da superposição, é satisfeita a condição,

$$E = \sum_{b=1}^{NG} E^b \quad (4.5)$$

Sendo NG o número de geradores do sistema.

A contribuição da injeção de corrente na barra b (I_b) para a queda de tensão complexa sobre um ramo $k-m$ qualquer do sistema, pode ser determinada por (4.6).

$$E_{km}^b = E_k^b - E_m^b \quad (4.6)$$

A partir das tensões nodais e dos valores de impedância dos ramos, é possível determinar o valor das correntes que circulam nestes. Desta forma, por meio das equações (4.4) e (4.6), pode-se expressar a influência individual de cada uma das fontes nas grandezas elétricas do sistema, caracterizando assim os cenários de operação.

4.4 Alocação de Perdas Ativas de Transmissão

O algoritmo utilizado para a alocação de perdas de transmissão, é constituído basicamente de duas etapas principais: a alocação de perdas para os geradores e; a alocação de perdas para as cargas do sistema.

Determina-se o valor da perda ativa para cada cenário do sistema. Entende-se que, a responsabilidade por estas perdas deve ser atribuída tanto à fonte como às cargas. Por isso, acredita-se que, a forma mais justa de se tratar este caso é: atribuir iguais responsabilidades ao agente provedor (gerador) e ao agente consumidor (carga), de maneira que, em cada cenário, 50% da perda total calculada seja alocada à fonte, e os outros 50% das perdas, devem ser eficientemente alocados entre as cargas presentes neste cenário. Desta forma, ao final do processo de alocação de perdas, metade da perda global do sistema terá sido alocada para os geradores e a outra metade para as cargas.

O problema da divisão eficiente da parcela de perda entre as cargas é tratado aqui de duas maneiras diferentes: por meio da elaboração de equações não lineares de alocação de perdas para as cargas do sistema e por meio da determinação de fatores de alocação.

4.4.1 Alocação de Perdas para os Geradores

Dado um ramo qualquer do sistema, interligando as barras k e m , como mostrado na Figura 4.3, sendo E_k e E_m as tensões terminais das barras k e m , respectivamente, I_k e I_m são as correntes devido aos shunts de linha e, z_{km} é a impedância do ramo $k-m$.

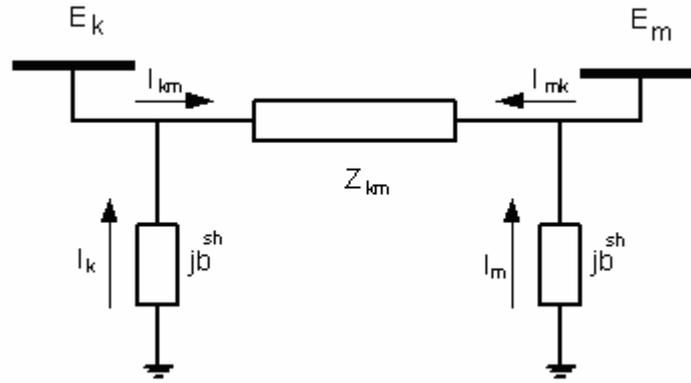


Figura 4.3 Modelo pi de uma linha de transmissão.

A corrente I_{km} é formada por uma componente série e uma componente shunt, podendo ser calculada a partir das tensões terminais E_k e E_m , e dos parâmetros do modelo *pi* [Monticelli, 83], ou seja:

$$I_{km} = y_{km} (E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} E_k \quad (4.8)$$

De forma análoga a corrente I_{mk} é dada por:

$$I_{mk} = y_{km} (E_m - E_k) + j b_{km}^{sh} E_m \quad (4.9)$$

Sendo $y_{km} = 1/z_{km}$, a admitância do ramo *k-m*.

A potência complexa transferida através do ramo *k-m* é dada pelas equações abaixo, tanto no sentido de *k-m* quanto no sentido de *m-k*:

$$S_{km} = E_k \times I_{km}^* = E_k \left[y_{km} (E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} E_k \right]^* \quad (4.10)$$

$$S_{km} = y_{km}^* E_k E_{km}^* + E_k (j b_{km}^{sh} E_k)^* \quad (4.11)$$

$$S_{mk} = E_m \times I_{mk}^* = E_m \left[y_{km} (E_m - E_k) + j b_{km}^{sh} E_m \right]^* \quad (4.12)$$

$$S_{mk} = y_{km}^* E_m E_{mk}^* + E_m (j b_{km}^{sh} E_m)^* \quad (4.13)$$

A perda de potência complexa no ramo k - m pode ser calculada por:

$$S_{loss_{km}} = S_{km} + S_{mk} \quad (4.14)$$

Substituindo (4.11) e (4.13) em (4.14), tem-se que:

$$S_{loss_{km}} = y_{km}^* E_{km}^* (E_k - E_m) + E_k (j b_{km}^{sh} E_k)^* + E_m (j b_{km}^{sh} E_m)^* \quad (4.15)$$

Ou ainda,

$$S_{loss_{km}} = y_{km}^* E_{km}^* E_{km} - j b_{km}^{sh} (|E_k|^2 - |E_m|^2) \quad (4.16)$$

O segundo termo da equação (4.16) representa uma parcela da perda de potência reativa do sistema, referentes aos shunts de linha, podendo então ser omitido para a formulação das equações de alocação, uma vez que o trabalho trata apenas do problema das perdas ativas.

A tensão sobre o elemento série do ramo k - m é dada por:

$$E_{km} = I_{km} Z_{km} \quad (4.17)$$

Substituindo a equação (4.17) na equação (4.16), tem-se:

$$S_{loss_{km}} = y_{km}^* (I_{km} Z_{km})^* (I_{km} Z_{km}) = \frac{1}{Z_{km}^*} Z_{km}^* Z_{km} (I_{km})^* (I_{km}) \quad (4.18)$$

Assim,

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} (I_{km})(I_{km})^* \quad (4.18)$$

Considerando-se o princípio da superposição, tem-se que:

$$I_{km} = \sum_{b=1}^{NG} I_{km}^b \quad (4.19)$$

Onde I_{km}^b é a corrente que circula pela impedância do ramo $k-m$, z_{km} , em virtude da injeção de corrente complexa (I_b) na barra de geração b . NG corresponde ao número de barras geradoras de potência ativa, presentes no sistema.

Substituindo-se a equação (4.19) em (4.18), tem-se que,

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} \left(\sum_{b=1}^{NG} I_{km}^b \right) \left(\sum_{b=1}^{NG} I_{km}^b \right)^* \quad (4.20)$$

Desenvolvendo parcialmente a equação (4.20), obtém-se,

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \left[z_{km} I_{km}^b (I_{km}^b)^* + z_{km} I_{km}^b \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} (I_{km}^t)^* \right] \quad (4.21)$$

Onde I_{km}^t é a corrente que circula pela impedância do ramo km , z_{km} , em virtude da injeção de corrente complexa (I_t) na barra de geração t .

A equação (4.21) é equivalente à

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b|^2 + z_{km} \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| (I_{km}^b)^* \quad (4.22)$$

Agora, explicitando o segundo termo da equação (4.22) em suas partes real e imaginária, tem-se,

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b|^2 + z_{km} \left[\sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \cos(\theta_{km}^{bt}) + j \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \text{sen}(\theta_{km}^{bt}) \right] \quad (4.23)$$

onde $\theta_{km}^{bt} = (\theta_{km}^b - \theta_{km}^t)$ é a diferença angular entre os ângulos de fase das correntes I_{km}^b e I_{km}^t .

Verifica-se que o termo imaginário é nulo (Apêndice A). Isto é,

$$\sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \text{sen}(\theta_{km}^{bt}) = 0 \quad (4.24)$$

Assim, a equação (4.23) pode ser reescrita como,

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b|^2 + z_{km} \sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \cos(\theta_{km}^{bt}) \quad (4.25)$$

Esta expressão representa a contribuição das NG injeções de corrente para a perda complexa do ramo $k-m$. A partir de (4.25), obtém-se uma expressão para a contribuição de uma injeção individual I_b para a perda em um ramo $k-m$, que é dada por:

$$\text{Sloss}_{km}^b = z_{km} |I_{km}^b|^2 + z_{km} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \cos(\theta_{km}^{bt}) \quad (4.26)$$

Finalmente, focalizando-se a potência ativa, o valor de perda alocado a uma barra de geração b devido à perda em um ramo $k-m$ é dado por:

$$\text{Ploss}_{km}^b = r_{km} |I_{km}^b|^2 + r_{km} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \cos(\theta_{km}^{bt}) \quad (4.27)$$

Onde, Ploss_{km}^b é a perda de potência ativa no ramo $k-m$ devido à injeção de corrente complexa na barra de geração b . O primeiro termo desta equação representa a componente de perda cuja responsabilidade é atribuída somente à injeção na barra b ; o segundo termo da equação representa a componente de perda, que é atribuída à interação das correntes que circulam no ramo km , devido à injeção na barra b e nas demais ($NG-1$) barras de geração. Esta expressão ilustra que a fonte do comportamento não linear das perdas está associada a estes termos mútuos.

A quantidade total de perda alocada para a barra b é dada por:

$$PT_{\text{loss}}^b = \frac{1}{2} \left(\sum P_{\text{loss}}^b_{km} \right) \quad (4.28)$$

com $k=1, \dots, NB$, $m=1, \dots, NB$ e $km \in \Omega_{NL}$.

O fator $1/2$ presente na equação (4.28), indica que apenas metade da perda total verificada em um cenário, é atribuída à única fonte de corrente considerada neste cenário.

A outra metade das perdas deve ser dividida eficientemente entre as cargas do sistema, que constitui a segunda parte do algoritmo de alocação. O seu desenvolvimento é apresentado a seguir.

4.4.2 Alocação de Perdas para as Cargas

Nesta subseção apresenta-se o desenvolvimento da segunda etapa da metodologia, que distribui de forma proporcional entre as cargas, as perdas a estas associadas. Baseia-se no princípio da divisão proporcional e no conceito de domínio, apresentados a seguir.

4.4.2.1 Domínios.

Considerando-se o princípio da superposição, pode-se dizer que, neste trabalho, o domínio de uma barra geradora b , será o conjunto de cargas, linhas e transformadores que compõem o sistema equivalente no qual há apenas injeção de corrente complexa na barra b , e as injeções nas demais barras geradoras são nulas. Desta forma, o domínio de um gerador b , será operacionalmente o próprio *cenário de operação* b em estudo.

Nesta dissertação, aplica-se igualmente o conceito de domínio para as cargas, sendo definido como o conjunto de linhas e transformadores pelos quais circulam os fluxos de corrente que alimentam diretamente a estas.

Os domínios das cargas são determinados para cada um dos cenários em estudo, uma vez que para cada um destes, a distribuição dos fluxos de corrente não será a mesma.

Uma forma sistemática de se determinar os domínios de uma barra de geração ou carga, bem como os caminhos de transmissão dos fluxos de corrente, é através da formação da *matriz de incidência ramo-nó*.

4.4.2.2 Matriz de Incidência

A matriz de incidência é altamente esparsa e permite várias e eficientes soluções. Trata-se de um artifício matemático – metodológico muito eficaz que armazena de forma sistemática, informações acerca da configuração e operação da rede.

Esta matriz tem dimensão NB (*número de barras*) \times NL (*número de ramos*) e é preenchida com os valores 0 (zero), -1 (menos um) e +1 (mais um), que indicam as barras interligadas por uma linha em questão, e em qual destas barras o fluxo de corrente está sendo injetado ou está saindo.

Por exemplo, seja $k-m$ um ramo qualquer do sistema e considerando-se que o fluxo de correntes neste ramo tenha o sentido de k para m , o preenchimento da matriz de incidência faz-se da seguinte maneira: na coluna da matriz que corresponde ao ramo $k-m$, preenche-se com o valor (+1) a posição (k, km) , e com (-1) a posição (m, km) ; as demais posições são preenchidas com zero.

4.4.2.3 O Princípio da Divisão Proporcional

Em [Bialek, 1996], [Kirschen, 1996] foram desenvolvidos algoritmos para o cálculo dos fluxos de potência ativa e reativa que saem de uma barra de geração em direção a uma barra de carga. Também foi desenvolvido um algoritmo que permite distribuir as perdas nas linhas de transmissão em componentes a serem agrupados a cargas ou geradores independentes entre si.

O princípio fundamental utilizado por estes algoritmos para determinar os fluxos de potência, foi o da divisão proporcional dos fluxos em uma rede de transmissão elétrica, que satisfaz a lei das correntes de Kirchhoff [Lamm Pereira, 2003].

O princípio da divisão proporcional assume que as barras em uma rede de transmissão são distribuidores perfeitos dos fluxos de potência. Com base neste princípio é possível conhecer qual proporção do fluxo que entra em uma barra está seguindo por uma linha que deixa esta mesma barra.

Estes mesmos princípios e definições são aplicados neste trabalho, considerando, porém o *fluxo de corrente* e não o fluxo de potência.

A justificativa matemática deste princípio é apresentada no *Apêndice B*.

4.4.2.4 Formulação

O fluxo de corrente total que sai de uma determinada barra k do sistema é dado por:

$$I_k = \sum_{m \in \alpha_k^d} |I_{km}| + I_{LK} \quad (4.29)$$

Sendo que,

α_k^d - representa o conjunto das barras diretamente alimentadas pela barra k .

I_{km} - o fluxo de corrente que circula no ramo $k-m$.

I_{Lk} - a corrente da carga conectada à barra k .

A equação (4.29) pode ainda ser escrita em termos de suas componentes real e imaginária da forma:

$$I_k = \Re \{I_k\} + j\Im \{I_k\} \quad (4.30)$$

Sendo,

$$\Re \{I_k\} = \sum_{m \in \alpha_k^d} |\Re \{I_{km}\}| + \Re \{I_{Lk}\} \quad (4.31)$$

$$\Im \{I_k\} = \sum_{m \in \alpha_k^d} |\Im \{I_{km}\}| + \Im \{I_{Lk}\} \quad (4.32)$$

Desta forma, o conceito de domínio e o princípio da divisão proporcional serão aplicados para determinar os caminhos de transmissão e a parcela de corrente das cargas que circula pelos ramos, tanto para a parte real quanto para a parte imaginária das correntes do sistema.

A partir da aplicação do princípio da divisão proporcional, às equações (4.31) e (4.32), tem-se que:

$$\Re \{I_k\} = \sum_{m \in \alpha_k^d} c_{km}^{\text{real}} \times \Re \{I_m\} + \Re \{I_{Lk}\} \quad (4.33)$$

$$\Im \{I_k\} = \sum_{m \in \alpha_k^d} c_{km}^{\text{imag}} \times \Im \{I_m\} + \Im \{I_{Lk}\} \quad (4.34)$$

Sendo,

$$c_{km}^{\text{real}} = \frac{|\Re\{I_{km}\}|}{\Re\{I_m\}} \quad \text{e} \quad c_{km}^{\text{imag}} = \frac{|\Im\{I_{km}\}|}{\Im\{I_m\}} \quad (4.35)$$

Rearranjando as equações (4.33) e (4.34), obtém-se:

$$\Re\{I_k\} - \sum_{m \in \alpha_k^d} c_{km}^{\text{real}} \times \Re\{I_m\} = \Re\{I_{L_k}\} \quad (4.36)$$

$$\Im\{I_k\} - \sum_{m \in \alpha_k^d} c_{km}^{\text{imag}} \times \Im\{I_m\} = \Im\{I_{L_k}\} \quad (4.37)$$

As equações (4.36) e (4.37) podem ser escritas na forma matricial, respectivamente como:

$$\Re\{Md\} \times \Re\{I\} = \Re\{I_L\} \quad (4.38)$$

$$\Im\{Md\} \times \Im\{I\} = \Im\{I_L\} \quad (4.39)$$

Sendo,

Md - matriz de dimensão $NB \times NB$ denominada *matriz de distribuição Downstream – looking* [Bialek, 1996].

I - vetor das injeções líquidas de corrente;

I_L - vetor das correntes das cargas do sistema.

Os elementos da matriz de distribuição Md são dados por:

$$[\Re\{Md\}]_{km} = \begin{cases} 1 & \text{para } k = m \\ -c_{km}^{\text{real}} = -\frac{|\Re\{I_{km}\}|}{\Re\{I_m\}} & \text{para } m \in \alpha_k^d \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.40)$$

$$[\mathfrak{I}\{Md\}]_{km} = \begin{cases} 1 & \text{para } k = m \\ -c_{km}^{\text{imag}} = -\frac{|\mathfrak{I}\{I_{km}\}|}{\mathfrak{I}\{I_m\}} & \text{para } m \in \alpha_k^d \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.41)$$

A matriz de distribuição, Md , é esparsa e assimétrica. Tratando-se o problema separadamente, verifica-se que as matrizes $[\Re\{Md\}]$ e $[\mathfrak{I}\{Md\}]$ também são esparsas e assimétricas, de forma que, se estas matrizes possuírem inversas, então,

$$\Re\{I\} = [\Re\{Md\}]^{-1} \times \Re\{I_L\}, \quad (4.42)$$

$$\mathfrak{I}\{I\} = [\mathfrak{I}\{Md\}]^{-1} \times \mathfrak{I}\{I_L\}, \quad (4.43)$$

e o k -ésimo elemento desses vetores serão dados respectivamente por:

$$\Re\{I_k\} = \sum_{i=1}^{NC} \left[(\Re\{Md\})^{-1} \right]_{ki} \times \Re\{I_{L_i}\}, \quad (4.44)$$

$$\mathfrak{I}\{I_k\} = \sum_{i=1}^{NC} \left[(\mathfrak{I}\{Md\})^{-1} \right]_{ki} \times \mathfrak{I}\{I_{L_i}\}. \quad (4.45)$$

Desta forma, o fluxo de corrente que passa por um ramo k - m pode ser dado por:

$$\Re\{I_{km}\} = \frac{\Re\{I_{km}\}}{\Re\{I_k\}} \times \Re\{I_k\} = \frac{\Re\{I_{km}\}}{\Re\{I_k\}} \times \sum_{i=1}^{NC} \left[(\Re\{Md\})^{-1} \right]_{ki} \times \Re\{I_{L_i}\}, \quad (4.46)$$

$$\mathfrak{I}\{I_{km}\} = \frac{\mathfrak{I}\{I_{km}\}}{\mathfrak{I}\{I_k\}} \times \mathfrak{I}\{I_k\} = \frac{\mathfrak{I}\{I_{km}\}}{\mathfrak{I}\{I_k\}} \times \sum_{i=1}^{NC} \left[(\mathfrak{I}\{Md\})^{-1} \right]_{ki} \times \mathfrak{I}\{I_{L_i}\}, \quad (4.47)$$

logo,

$$\Re \{ I_{km} \} = \sum_{i=1}^{NC} D_{km,i}^{real} \times \Re \{ I_{Li} \}, \quad (4.48)$$

$$\Im \{ I_{km} \} = \sum_{i=1}^{NC} D_{km,i}^{imag} \times \Im \{ I_{Li} \}. \quad (4.49)$$

Sendo que NC é o número de cargas presentes no sistema, e os termos, $D_{km,i}^{real}$ e $D_{km,i}^{imag}$, representam os fatores de distribuição das cargas. Estes fatores permitem determinar de que forma os fluxos presentes nos ramos distribuem-se entre as cargas do sistema, e são dados pelas equações (4.50) e (4.51), respectivamente:

$$D_{km,i}^{real} = \Re \{ I_{km} \} \times \left[(\Re \{ Md \})^{-1} \right]_{ki} / \Re \{ I_k \}, \quad (4.50)$$

$$D_{km,i}^{imag} = \Im \{ I_{km} \} \times \left[(\Im \{ Md \})^{-1} \right]_{ki} / \Im \{ I_k \}. \quad (4.51)$$

A partir das equações (4.48) e (4.49), individualizando-as para uma única carga i , tem-se que, a parcela de corrente desta carga i , que flui pelo ramo $k-m$, é dada por:

$$I_{km}^i = \Re \{ I_{km}^i \} + j \times \Im \{ I_{km}^i \}, \quad (4.52)$$

sendo que,

$$\Re \{ I_{km}^i \} = D_{km,i}^{real} \times \Re \{ I_{Li} \}, \quad (4.53)$$

$$\Im \{ I_{km}^i \} = D_{km,i}^{imag} \times \Im \{ I_{Li} \}. \quad (4.54)$$

Uma vez determinado o valor da parcela de corrente da carga i que circula pelo ramo $k-m$, é possível determinar a responsabilidade desta carga pela perda neste ramo.

Da mesma forma, pode-se determinar também a parcela de corrente da carga i que circula pelos demais ramos do sistema, de maneira a se alocar para esta carga, uma quantidade da perda de um cenário ou mesmo da perda global, levando-se em conta os caminhos de transmissão realmente utilizados para o suprimento da sua demanda.

A seguir são descritas duas formas de alocação de perdas para as cargas com base no procedimento até aqui exposto: a primeira baseada na formulação de uma equação geral de alocação para as cargas e a segunda, baseada na determinação de fatores de alocação.

4.4.2.5 Alocação de Perdas para as Cargas – Equações de Alocação

Para que se possa entender mais claramente o processo de alocação de perdas, é necessário que se tenha um bom entendimento da equação (4.36), que será repetida aqui.

$$P_{\text{loss}_{km}^b} = r_{km} |I_{km}^b|^2 + r_{km} |I_{km}^b| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \cos(\theta_{km}^{bt})$$

Através desta equação, observa-se que a responsabilidade pela perda em um ramo $k-m$, atribuída a uma barra de geração b depende das seguintes grandezas:

- ❖ do valor da corrente que circula por este ramo, devido à injeção de corrente na barra de geração b e;
- ❖ do valor de corrente que circula por este ramo, devido as injeções de corrente nas demais barras de geração.

A separação do problema possibilita considerar a corrente I_{km} em um ramo como o somatório de várias componentes, cada uma devido a um gerador atuando de forma isolada. Ou seja, conforme o teorema da superposição tem-se,

$$I_{km} = \sum_{b=1}^{NG} I_{km}^b \quad (4.55)$$

Entretanto, nada impede que esse problema sofra ainda um maior número de separações, de forma a incorporar como uma das componentes da corrente I_{km} , as parcelas proporcionais devido às cargas.

Sabendo-se que I_{km}^b , é a corrente que circula pelo ramo $k-m$ devido a injeção de corrente na barra de geração b , quando a injeção das demais barras de geração é nula (*cenário de operação b*), e considerando-se que esta corrente deve ser distribuída entre as cargas presentes neste cenário, e que $I_{km}^{i(b)}$ é a parcela de corrente de uma carga i , que flui pelo ramo $k-m$, então pode-se concluir que: a corrente I_{km}^b , pode ser dada como o somatório das parcelas de corrente das cargas do cenário, que fluem pelo ramo $k-m$, conforme a equação (4.56).

$$I_{km}^b = \sum_{i=1}^{NC} I_{km}^{i(b)}, \quad (4.56)$$

sendo NC o número de barras de carga do sistema.

Substituindo-se (4.56) em (4.55), tem-se que, a corrente total que circula no ramo $k-m$ é dada por:

$$I_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} I_{km}^{i(b)} \quad (4.57)$$

A equação (4.57) permite descrever a corrente total do ramo $k-m$ (caso - base), como o somatório das parcelas de corrente das cargas que “utilizam” este ramo para suprir parcial ou completamente suas demandas.

Isso permite o desenvolvimento de equações que individualizam a participação de uma carga específica na perda de um ramo qualquer do sistema.

A perda complexa no ramo $k-m$ é dada por:

$$\text{Sloss}_{km} = E_{km} \times \left(\sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} I_{km}^{i(b)} \right)^* \quad (4.58)$$

Expressando-se a equação (4.58) em termos das correntes complexas, obtém-se:

$$\text{Sloss}_{km} = z_{km} \left[\sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} I_{km}^{i(b)} \right] \left[\sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} I_{km}^{i(b)} \right]^* \quad (4.59)$$

Desenvolvendo parcialmente a equação (4.59), obtêm-se as equações:

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left[z_{km} I_{km}^{i(b)} \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left(I_{km}^{i(b)} \right)^* \right] \quad (4.60)$$

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left[z_{km} I_{km}^{i(b)} \sum_{i=1}^{NC} \left(I_{km}^{i(b)} \right)^* + z_{km} I_{km}^{i(b)} \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left(I_{km}^{p(t)} \right)^* \right] \quad (4.61)$$

Esta expressão equivale à,

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left[z_{km} \left(I_{km}^{i(b)} \right) \left(I_{km}^{i(b)} \right)^* + z_{km} I_{km}^{i(b)} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{NC} \left(I_{km}^{j(b)} \right)^* + z_{km} I_{km}^{i(b)} \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left(I_{km}^{p(t)} \right)^* \right]. \quad (4.62)$$

Explicitando-se o segundo termo de (4.62) nas suas componentes real e imaginária, tem-se:

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left\{ z_{km} \left| I_{km}^{i(b)} \right|^2 + z_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \right. \\ \left. + j z_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \right\} \quad (4.63)$$

Sendo que $\theta_{km}^{i(b)j(b)} = \theta_{km}^{i(b)} - \theta_{km}^{j(b)}$ representa a diferença angular entre as parcelas das correntes das cargas i e j respectivamente, que fluem pelo ramo $k-m$ no

cenário b ; e $\theta_{km}^{i(b)p(t)} = \theta_{km}^{i(b)} - \theta_{km}^{p(t)}$ representa a diferença angular entre a parcela de corrente da carga i que flui pelo ramo $k-m$ no cenário b , e as parcelas de corrente de todas as cargas do cenário (incluindo a carga i) que flui pelo ramo $k-m$ em um outro cenário t .

Pode-se provar que, o termo imaginário em (4.63) é nulo (Apêndice C), ou seja,

$$j z_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{j=1}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] = 0 \quad (4.64)$$

Desta maneira, a equação (4.63), reduz-se então para,

$$\text{Sloss}_{km} = \sum_{b=1}^{NG} \sum_{i=1}^{NC} \left\{ z_{km} \left| I_{km}^{i(b)} \right|^2 + z_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{j=1, j \neq i}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \right\} \quad (4.65)$$

A perda no ramo $k-m$ devido a circulação da parcela de corrente da carga i em um cenário b é dada por (4.66).

$$\begin{aligned} (\text{Sloss}_{km}^b)^{\text{carga}_i} = r_{km} & \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right|^2 + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{j=1, j \neq i}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \\ & + j x_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{j=1, j \neq i}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \end{aligned} \quad (4.66)$$

Finalmente, focalizando-se a perda de potência ativa, e considerando-se que metade desta perda é alocada à fonte, tem-se:

$$(\text{Ploss}_{km}^b)^{\text{carga}_i} = \frac{1}{2} r_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right|^2 + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{j=1, j \neq i}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{t=1, t \neq b}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \cos \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] \quad (4.67)$$

Sendo que $(Ploss_{km}^b)^{carga_i}$ representa o valor de perda alocado para a barra de carga i no cenário b , devido a perda verificada no ramo $k-m$.

O primeiro termo da equação (4.67) representa a perda própria atribuída à circulação da parcela de corrente da carga i pelo ramo $k-m$ no cenário de operação b ; o segundo termo representa a perda devido a interação entre a parcela de corrente da carga i e as parcelas de corrente das demais ($NC-I$) cargas, que fluem pelo ramo $k-m$ no cenário de operação b ; por fim, o terceiro termo representa a perda devida a interação entre a parcela de corrente da carga i , que flui pelo ramo $k-m$ no cenário de operação b e as parcelas de corrente de todas as cargas (incluindo a carga i), que circulam pelo ramo $k-m$ em um outro cenário de operação t .

A quantidade total de perda alocada para a barra de carga i é dada por:

$$(PTloss)^{carga_i} = \sum_{b=1}^{NG} (Ploss_{km}^b)^{carga_i} \quad (4.68)$$

com $k=1, \dots, NB$, $m=1, \dots, NB$ e $km \in \Omega_{NL}$.

4.4.2.6 Alocação de Perdas para as Cargas – Fatores de Alocação

Alternativamente, podem-se determinar os valores de alocação de perdas para as cargas por meio do cálculo de fatores de distribuição.

Considera-se um cenário de operação b , no qual somente a fonte de corrente complexa equivalente conectada à barra de geração b está ativa. Todas as demais fontes estão desativadas.

Com base no procedimento descrito no item 4.4.2.4, que permite determinar as parcelas das correntes de carga que circulam por um ramo $k-m$ qualquer do sistema, define-se o seguinte fator de alocação :

$$\left(f_{km}^i\right)^b = \frac{\left|I_{km}^{i(b)}\right|}{\left|I_{km}^{1(b)}\right| + \dots + \left|I_{km}^{i(b)}\right| + \dots + \left|I_{km}^{NC(b)}\right|} \quad (4.69)$$

Que corresponde à relação entre a parcela de corrente da carga i , que flui pelo ramo $k-m$ no cenário de operação b e o somatório dos módulos das parcelas de corrente de todas as barras de carga (incluindo a barra de carga i) que também fluem por este ramo, em um mesmo cenário de operação b .

Assim, seja $Ploss_{km}^b$ a perda ativa no ramo $k-m$, no cenário b . O valor de perda alocado para uma barra de carga i neste mesmo cenário b , é dado por:

$$\left(Ploss_{km}^b\right)^{carga_i} = \frac{1}{2} Ploss_{km}^b \left(f_{km}^i\right)^b \quad (4.70)$$

Ou, explicitando:

$$\left(Ploss_{km}^b\right)^{carga_i} = \frac{1}{2} \left[Ploss_{km}^b \frac{\left|I_{km}^{i(b)}\right|}{\left|I_{km}^{1(b)}\right| + \dots + \left|I_{km}^{i(b)}\right| + \dots + \left|I_{km}^{NC(b)}\right|} \right] \quad (4.71)$$

Trata-se de um procedimento simples e grande eficiência computacional, levando-se em conta a não linearidade das equações, bem como a topologia da rede.

4.5 Sumário

Neste capítulo, foram desenvolvidos os princípios e fundamentos matemáticos e conceituais da metodologia proposta.

Foram apresentados os conceitos de *domínio* adotados no trabalho e a sua correlação com o teorema da superposição quando os geradores são adequadamente substituídos por fontes de corrente equivalentes. Apresentou-se ainda uma justificativa matemática para o princípio da divisão proporcional baseada nas leis de circuito.

No próximo capítulo são realizados testes e simulações computacionais e comparação de resultados com outros métodos, com o intuito de validar os valores de alocação fornecidos pela metodologia proposta.

Capítulo 5

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 Introdução

O método proposto para a alocação de perdas ativas de transmissão foi computacionalmente implementado em ambiente MATLAB®, versão 7.0.1. O ponto de operação foi obtido por meio de um programa de fluxo de carga implementado no mesmo ambiente.

Neste capítulo apresenta-se o estudo de três casos, baseados nos estados de operação caso-base de três sistemas de potência: um sistema de cinco barras apresentado em [Fernandez, 2002], e os sistemas IEEE de 30 (IEEE-30) e 118 (IEEE-118) barras [Washington, 1999]. Para estes três casos realizam-se análises e comparações entre a metodologia proposta neste trabalho denominada MAPCT (Método de Alocação de Perdas por Caminhos de Transmissão) e a metodologia Z-barras apresentada em [Conejo, 2001].

Particularmente para o sistema de cinco barras, considera-se o mesmo caso estudado em [Fernandez, 2002], de modo a se efetuar uma comparação dos resultados obtidos tanto pelos modelos apresentados quanto pelo modelo proposto nesta referência, com a metodologia MAPCT.

Nesta primeira versão computacional do método proposto, foram feitas algumas considerações de caráter operacional do sistema:

1. Os estudos foram realizados considerando-se o tipo de mercado *pool*;
2. Se a injeção líquida de corrente ativa para uma barra de geração for negativa, esta barra passa a ser vista pela metodologia como uma barra de carga, para este ponto de operação, sendo sua potência injetada substituída por uma *admitância shunt* equivalente.

5.2 Caso I: Sistema de Cinco Barras – Análises e Comparações

Objetivando-se a comparação dos resultados com outros métodos, o mesmo caso estudado em [Fernandez, 2002] é considerado neste item. O diagrama unifilar correspondente é mostrado na Figura 5.1, sendo que os dados complementares, das barras e dos ramos de transmissão, encontram-se no Apêndice D.

Nas tabelas 5.1 e 5.2 são apresentados o estado caso – base e os fluxos e perdas nos ramos de transmissão para o sistema analisado, respectivamente. Na tabela 5.3 mostra-se a distribuição das correntes complexas nos ramos de transmissão, e na tabela 5.4 o valor das injeções equivalentes de corrente complexa em cada uma das barras.

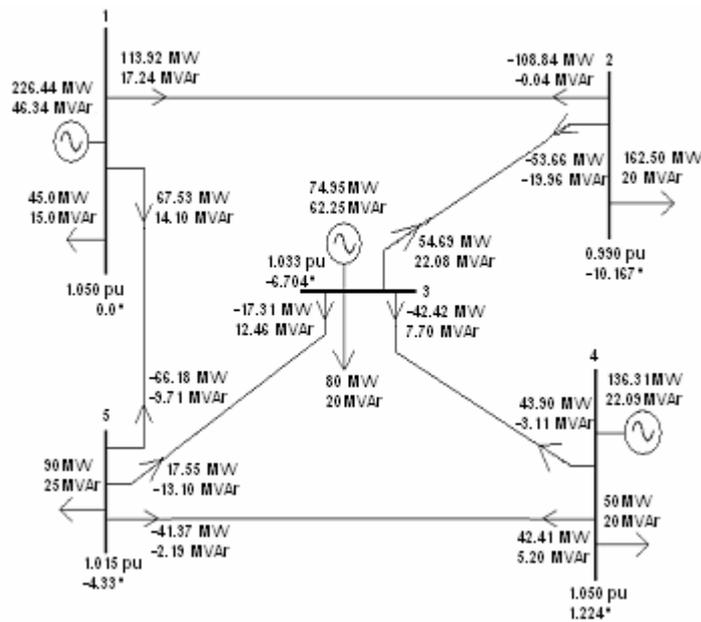


Figura 5.1 Sistema de cinco barras – Diagrama unifilar

Tabela 5.1 Sistema de cinco barras - Estado de operação caso-base

Barra Nº	Tensão		Carga		Geração	
	Mag. (pu)	Ang (rad)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1,050	0,000	45,00	15,00	226,44	46,10
2	0,990	-0,177	162,50	20,00	0,00	0,00
3	1,033	-0,117	80,00	20,00	74,95	62,65
4	1,050	0,021	50,00	20,00	136,31	21,92
5	1,016	-0,076	90,00	25,00	0,00	0,00
TOTAL			427,50	100,00	437,70	130,67

Tabela 5.2 Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nas linhas de transmissão para o caso-base

Barra Inicial	Barra Final	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	2	113,91	17,09	-108,83	0,09	5,08	17,18
2	3	-53,67	-20,09	54,69	22,22	1,03	2,13
3	5	-17,32	12,61	17,55	-13,24	0,24	-0,63
3	4	-42,43	7,83	43,90	-3,24	1,47	4,59
5	4	-41,36	-2,14	42,41	5,16	1,05	3,01
5	1	-66,19	-9,62	67,53	14,01	1,34	4,39
TOTAL						10,20	30,67

Tabela 5.3 Sistema de cinco barras - Fluxos de corrente complexa nas linhas de transmissão para o caso-base

Barra Inicial	Barra Final	Corrente nas Linhas	
		Parte Real	Parte Imaginária
1	2	1,08	-0,18
2	3	-0,50	0,29
3	5	-0,18	-0,11
3	4	-0,42	-0,03
5	4	-0,40	0,05
5	1	-0,64	0,14

Tabela 5.4 Sistema de cinco barras - Injeções equivalentes de corrente complexa para o caso-base

Barra Nº	Injeção equivalente		
	Parte Real	Parte Imaginária	Valor Absoluto
1	1,728	-0,296	1,753
2	-1,580	0,489	1,654
3	-0,097	-0,404	0,416
4	0,822	-0,001	0,822
5	-0,865	0,312	0,920

➤ *Alocação dos fluxos de corrente*

A alocação dos fluxos de corrente complexa nos ramos de transmissão é realizada por cenários, que correspondem aos circuitos equivalentes resultantes da aplicação do teorema da superposição ao sistema em estudo.

Com base nos valores mostrados na tabela 5.4, observa-se que a barra 3 mesmo sendo uma barra de geração, apresenta um valor negativo de injeção equivalente de corrente (parte ativa), de maneira que esta barra, conforme as premissas indicadas no item 5.1, será tratada pela metodologia como uma barra de carga. Desta forma, embora se verifique a presença de três fontes geradoras no sistema, será metodologicamente considerada apenas a existência de dois *cenários de operação*.

A alocação dos fluxos de corrente nos ramos de transmissão é mostrada na tabela 5.5, para cada um dos cenários considerados.

Observa-se que para cada *cenário*, a soma das correntes que circulam nas linhas atribuídas a cada uma das barras de carga (valores destacados em verde), é exatamente igual à corrente produzida pela atuação isolada da barra de geração considerada na superposição (valores destacados em azul). Isto evidencia boa precisão do método, dada a aplicação do princípio da superposição, na alocação dos fluxos de corrente entre os agentes do sistema.

A alocação dos fluxos de corrente é atribuída somente para as barras nas quais existem cargas conectadas, que são total ou parcialmente supridas pelo sistema. Por exemplo, *no cenário 1* (no qual somente o gerador 1 está conectado), a barra 4, apresenta-se como uma barra de passagem, pois não há nenhuma contribuição do gerador 1 para o suprimento da carga conectada a esta barra. Por outro lado, a carga conectada à barra 3, tem parte do seu consumo suprido pelo gerador 1, uma vez que o gerador 3 não é capaz de supri-la totalmente.

Observa-se ainda que tanto para o *cenário 1* como para o *cenário 2*, toda a corrente que circula pelo ramo 1-2, é para suprir a demanda de corrente da carga conectada na barra 2, de maneira que, a responsabilidade pela perda neste ramo será atribuída tão somente ao gerador 1 (no cenário 1) ou ao gerador 2 (no cenário 2) e à carga conectada a barra 2.

Verifica-se também na tabela 5.5 que, são alocados para a barra 2 (tanto no cenário 1 como no 2) valores de fluxo de corrente em todos os ramos do sistema, o que pode ser explicado pelo fato da carga conectada a esta barra ser responsável pelo maior valor de consumo de potência do sistema. Logo, o esquema de alocação de fluxos de corrente realizado pelo método proposto reflete o uso da rede.

Tabela 5.5a – Sistema de cinco barras – Alocação dos fluxos de corrente complexa nos ramos para as barras do sistema (valores em pu) – CENÁRIO 1
(Gerador conectado na barra 1, como única fonte do sistema).

Ramos		Barras											
De -	Para	Barra1		Barra2		Barra3		Barra4		Barra5		Total	
1	2	0,9229	-0,1679i	0,9229	-0,1679i	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9229	-0,1679i
2	3	-0,1405	0,1964i	-0,1405	0,1964i	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,1405	0,1964i
3	5	-0,1706	-0,0672i	-0,1052	-0,0284i	-0,0654	-0,0388i	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,1705	-0,0672i
3	4	-0,0604	-0,0205i	-0,0373	-0,0087i	-0,0232	-0,0118i	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0604	-0,0205i
5	4	0,0618	0,0284i	0,0381	0,0120i	0,0237	0,0164i	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0618	0,0284i
5	1	-0,8051	0,1427i	-0,1436	-0,0372i	-0,0892	-0,0508i	0,0000	0,0000	-0,5723	0,2307i	-0,8051	0,1427i

Tabela 5.5b – Sistema de cinco barras – Alocação dos fluxos de corrente complexa nos ramos para as barras do sistema (valores em pu)– CENÁRIO 2
(Gerador conectado na barra 4, como única fonte do sistema).

Ramos		Barras											
De -	Para	Barra1		Barra2		Barra3		Barra4		Barra5		Total	
1	2	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0106i	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0106i	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0106i
2	3	0,0000	0,0000	-0,3590	0,0893i	0,0000	0,0000	-0,3590	0,0893i	0,0000	0,0000	-0,3590	0,0893i
3	5	0,0000	0,0000	-0,0108	-0,0167i	-0,0003	-0,0255i	-0,0111	-0,0422i	0,0000	0,0000	-0,0111	-0,0422i
3	4	0,0000	0,0000	-0,3479	-0,0051i	-0,0092	-0,0078i	-0,3571	-0,0129i	0,0000	0,0000	-0,3570	-0,0129i
5	4	0,0000	0,0000	-0,1726	-0,0237i	-0,0003	-0,0291i	-0,4667	0,0179i	-0,2939	0,0706i	-0,4667	0,0179i
5	1	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0041i	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0041i	0,0000	0,0000	0,1619	-0,0041i

➤ *Alocação das perdas ativas*

Os resultados da alocação de perdas para o sistema de 5 barras, é mostrado na tabela 5.6 e na tabela 5.7 os valores percentuais das participações de cada barra nas perdas das linhas e na perda global.

Tabela 5.6 – Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas – método MAPCT (MW).

Ramos		Barras					
De - Para		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Total
1	2	2,166	2,539	0,000	0,373	0,000	5,08
2	3	0,196	0,513	0,000	0,318	0,000	1,03
3	5	0,102	0,068	0,052	0,018	0,000	0,24
3	4	0,109	0,672	0,065	0,628	0,000	1,47
5	4	-0,075	0,163	0,003	0,598	0,358	1,05
5	1	0,833	-0,020	0,099	-0,162	0,592	1,34
Total		3,330	3,934	0,218	1,772	0,950	10,204

Tabela 5.7 – Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas – método MAPCT (%).

Ramos		Barras					
De - Para		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Total
1	2	42,66	50,00	0,00	7,34	0,00	49,76
2	3	19,07	50,00	0,00	30,93	0,00	10,06
3	5	42,63	28,34	21,66	7,37	0,00	2,33
3	4	7,39	45,58	4,42	42,61	0,00	14,44
5	4	-7,13	15,54	0,30	57,13	34,16	10,26
5	1	62,09	-1,48	7,34	-12,09	44,14	13,15
Total		32,64	38,55	2,14	17,36	9,31	100,00

Observa-se com base nos dados mostrados na tabela 5.7, que as barras que mais contribuem para a perda do sistema são as barras 1 e 2, sendo responsáveis por 32.64% e 38.55% das perdas globais, respectivamente. Isto mostra a coerência da metodologia em relação aos valores de injeção equivalente, uma vez que, como pode ser

visto na tabela 5.4, estas mesmas barras apresentam os maiores valores absolutos de injeção de corrente no sistema. Observa-se ainda que a maior porcentagem de perda encontra-se no ramo 1-2, aproximadamente 49.76 % da perda global. E vê-se que são as barras 1 e 2, as responsáveis por praticamente toda a perda verificada neste ramo, aproximadamente 92.66% as duas.

Realiza-se a seguir uma análise por ramo, sobre a influência de cada participante do sistema:

- Ramo 1-2: A carga conectada na barra 2, é responsável por 50% da perda verificada neste ramo, seguida do gerador 1, que é responsável por 42.66% desta. O gerador da barra 4 contribui de forma não muito significativa, com apenas 7.34%. As cargas conectadas às barras 3 e 5 não têm qualquer influência sobre a perda uma vez que nenhuma parcela dos fluxos de corrente que alimentam estas cargas fluem por este ramo;
- Ramo 2-3: Para este ramo, a carga conectada à barra 2 é responsável por 50% de suas perdas. O gerador 4 contribui para 30.93 % destas perdas, e por fim o gerador 1 contribui com os 19.07% restantes. Novamente as cargas 3 e 5 não têm qualquer influência sobre a perda, pois nenhuma parcela dos fluxos de corrente que alimentam estas cargas fluem por este ramo;
- Ramo 3-5: O gerador 1 é o maior responsável pelas perdas neste ramo do sistema, de maneira que, cerca de 42.63 % das perdas lhe é atribuída. O gerador 4 contribui apenas com 7.37% das perdas. As cargas 2 e 3 são responsáveis por 28.34 % e 21.66% da perda neste ramo respectivamente. A carga 5 não tem qualquer influência na perda verificada neste ramo, para este ponto de operação;
- Ramo 3-4: Para este ramo a maior parcela de perda, cerca de 45.58% da perda total é atribuída à carga 2. A carga 3 tem uma pequena contribuição de 4.42% e a carga

5 não tem qualquer influência nas perdas do ramo em questão. O gerador 4 é responsável pela expressiva parcela de 42.61%, e o gerador 1 contribui com 7.39% da perda verificada neste ramo;

- Ramo 5-4: Todos os geradores e cargas contribuem de alguma forma para a perda resultante neste ramo. O gerador 4 responde pela maior parcela de perda, correspondente a 57.13%, enquanto o gerador 1 contribui negativamente com -7.13 %, ou seja, a atuação deste gerador minimiza as perdas neste ramo. Dentre as cargas, a carga 5 é que mais contribui, responsável por uma parcela de 34.16%, seguida pela carga 2 com 15.54% e pela quase insignificante contribuição de 0.3% da carga 3 para a perda no ramo em questão;
- Ramo 5-1: Este ramo, semelhantemente ao anterior, tem em suas perdas a influência de todos os geradores e cargas do sistema. O gerador 1 aparece como o maior responsável pelas perdas, contribuindo com 62.09%, seguido da carga 5, que responde por 44.14 %, e a carga 3 com 7.34 % de contribuição para a perda do ramo. Entretanto, tanto o gerador 4 como a carga 2, contribuem negativamente para a perda neste ramo, com -12.09% e -1.48% respectivamente.

Na tabela 5.8, reúne-se os resultados para alocação de perdas, com a metodologia proposta e com os métodos FLUXPERD [Unsihuay, 2003], OPD [Fernandez, 2002], e com o método Z-barras [Conejo, 2001]. Mostra-se na Figura 5.2 uma comparação gráfica dos mencionados métodos de alocação de perdas.

Tabela 5.8 – Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com vários métodos de alocação de perdas (MW).

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente(pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos				
		MAPCT	MAPCT (fator de alocação)	FLUXPERD	OPD	Z-barra
1	1,754	3,33	3,33	3,01	3,60	3,88
2	1,654	3,94	3,93	2,51	2,45	3,99
3	0,412	0,16	0,22	1,36	1,84	0,24
4	0,822	1,77	1,77	2,60	1,51	2,26
5	0,920	1,01	0,95	0,73	0,80	-0,10
Total		10,20	10,20	10,20	10,20	10,20

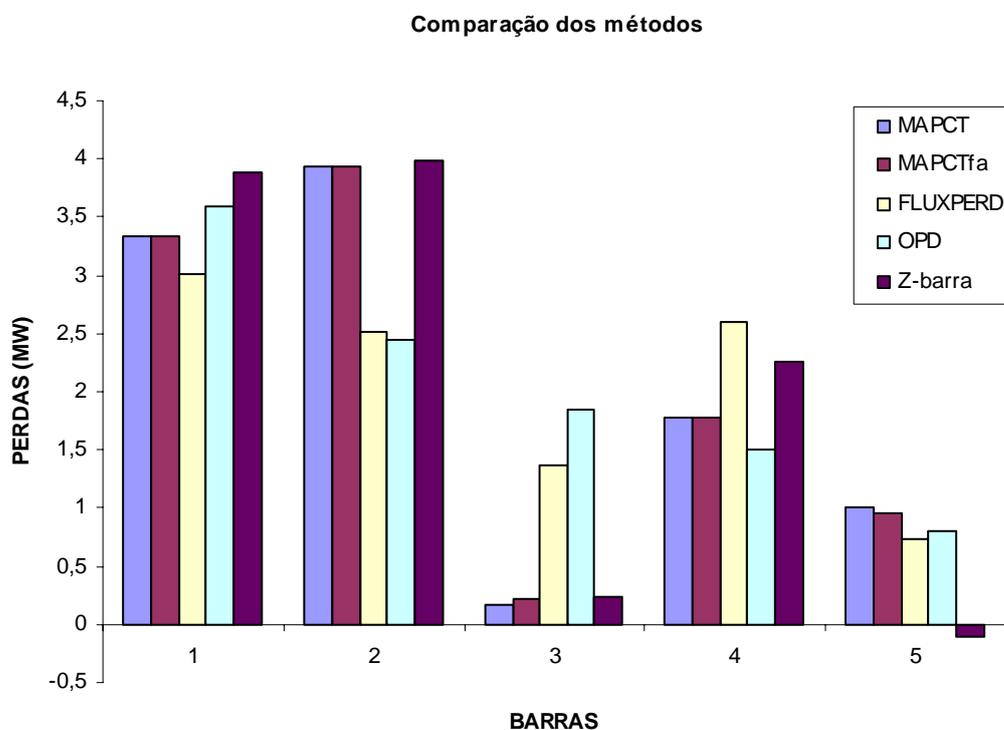


Figura 5.2 Sistema de cinco barras - Comparação dos métodos de alocação de perdas

Com base na Figura 5.2 e nos valores mostrados na tabela 5.8, observa-se que os métodos baseados na teoria de circuitos (Z-barra, FLUXPERD) e o método proposto apresentam uma tendência comum em relação à alocação dos valores de perdas, que não é acompanhada pelo método OPD. Todos os métodos, exceto o FLUXPERD, atribuem às barras 1 e 2 os maiores valores de alocação. Entretanto, somente os métodos

MAPCT e o Z-barra atribuem à barra 2 o maior valor de alocação, enquanto os demais métodos, FLUXPERD e OPD, atribuem o maior valor alocado à barra 1.

Estes resultados evidenciam uma coerência do método proposto com os principais métodos baseados na teoria de circuitos, apresentando valores de alocação que acompanham às metodologias já amplamente conhecidas na literatura.

Os dois modos do MAPCT (um baseado em fatores de alocação e o outro em equações de alocação) já apresentados no capítulo 4 desta dissertação demonstraram ter desempenhos muito próximos, não só com base nos valores aqui obtidos, mas em outros testes realizados durante a elaboração deste trabalho, sendo diferenciados basicamente no que tange à eficiência computacional. Desta forma, objetivando-se principalmente uma análise qualitativa mais que numérica, nas próximas seções os resultados apresentados pelo método MAPCT referem-se à formulação baseada em fatores de alocação.

5.2.1 Avaliação do Desempenho do Método Proposto

Com o objetivo de comparar o desempenho do método proposto com outros métodos, foram realizados estudos de sensibilidade frente a mudanças no ponto de operação do sistema. Utilizou-se como comparação os resultados obtidos pelos métodos baseados na teoria de circuitos, o FLUXPERD e o método Z-barra. São estabelecidos três critérios para comparação e avaliação dos métodos [Unsihuay, 2003]:

- Volatilidade: refere-se à estabilidade dos resultados fornecidos pelo método;
- Consistência: verifica se as tendências dos resultados obedecem as leis de circuito, bem como a intuição técnica;

- Potência reativa: verifica se os resultados refletem a variação de potência reativa no sistema.

O estudo consiste na análise do método frente a dois casos distintos: o primeiro trata-se do aumento da demanda em uma barra de carga do sistema; e o segundo caso consiste na diminuição da demanda desta mesma barra.

Os casos considerados são:

- **Caso 1:** Acréscimo de 50% da demanda na barra 5 do sistema;
- **Caso 2:** Diminuição de 50% da demanda na barra 5 do sistema;

A partir do caso-base, e do estado dos dois outros pontos de operação considerados, avalia-se o desempenho de cada método frente a esta variação.

5.2.1.1 Caso 1: Aumento do Carregamento na Barra 5

Nas tabelas 5.9 e 5.10, são mostrados os pontos de operação para o sistema de 5 barras, e a distribuição de fluxo e perdas respectivamente, em virtude do acréscimo de 50% do valor da demanda na barra 5.

Tabela 5.9 – Sistema de cinco barras – Estado de operação para um aumento de 50% da demanda na barra 5.

Barra Nº	Tensão		Carga		Geração	
	Mag. (pu)	Ang (rad)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1,050	0,000	45,00	15,00	274,07	54,77
2	0,989	-0,195	162,50	20,00	0,00	0,00
3	1,033	-0,148	80,00	20,00	74,95	70,23
4	1,050	-0,018	50,00	20,00	136,31	28,84
5	0,999	-0,119	135,00	37,50	0,00	0,00
TOTAL			472,50	112,50	485,33	153,84

Tabela 5.10 – Sistema de cinco barras – Distribuição de fluxos e perdas nas linhas, para um aumento de 50% da demanda na barra 5.

Barra Inicial	Barra Final	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	2	1	2	124,74	17,31	-118,68	3,83
2	3	2	3	-43,82	-23,83	44,60	24,93
3	5	3	5	-9,58	18,54	9,82	-19,17
3	4	3	4	-40,06	6,76	41,37	-2,83
5	4	5	4	-43,70	-7,87	44,94	11,67
5	1	5	1	-101,12	-10,47	104,32	22,46
TOTAL						12,83	41,34

Na tabela 5.11 apresenta-se em termos percentuais a influência que cada barra tem no valor das perdas nos ramos do sistema, considerando-se o aumento de 50% na demanda da barra 5.

Tabela 5.11 - Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas para um aumento de 50% na demanda da barra 5 – método MAPCT (%).

Ramos		Barras					
De - Para		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Total
1	2	44,93	50,00	0,00	5,07	0,00	47,26
2	3	18,66	50,00	0,00	31,34	0,00	6,05
3	5	41,99	17,96	24,75	8,01	7,29	1,82
3	4	6,26	41,80	6,59	43,74	1,61	10,20
5	4	-3,83	11,54	-2,27	53,83	40,73	9,66
5	1	55,94	-1,43	6,44	-5,94	44,99	25,01
Total		37,38	32,00	2,52	12,62	15,48	100,00

Na tabela 5.12 mostra-se os valores alocados, com a utilização de cada método considerado, para a situação do aumento em 50% no valor da demanda na carga 5.

Tabela 5.12 – Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com alguns métodos, para um aumento de 50% da demanda da barra 5 (MW).

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente (pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos		
		MAPCT	FLUXPERD	Z-barra
1	2,214	4,80	4,16	6,18
2	1,656	4,11	2,35	3,70
3	0,489	0,32	1,93	0,34
4	0,826	1,62	2,22	1,98
5	1,403	1,99	2,17	0,63
Total		12,83	12,83	12,83

O aumento na demanda da barra 5, provocou uma alteração da distribuição de fluxos e perdas em todo o sistema (ou seja, uma mudança do ponto de operação). Em consequência disto, a perda ativa resultante do sistema teve um aumento de aproximadamente 25.78 %. A participação da carga 5 na perda global do sistema também teve um significativo aumento de aproximadamente 66.27%, a perda no ramo 5-1, que antes representava apenas 13.15% da perda global do sistema, passou a representar cerca de 25.01% desta, um expressivo aumento de aproximadamente 87.85%. Todos estes dados mostram uma coerência da metodologia proposta.

Observa-se que, todos os métodos conseguem recuperar a perda global do sistema, apresentando, entretanto, diferenças nos valores alocados para cada barra. Para este ponto de operação todos os métodos alocam às barras 1 e 2, os maiores valores de perdas, sendo que a barra 1 é unanimemente declarada como a barra com maior responsabilidade pela perda global do sistema. Observa-se ainda, uma forte correspondência entre os valores alocados por cada um dos métodos, no que se refere à distribuição destes.

5.2.1.2 Caso 2: Diminuição do Carregamento na Barra 5

Mostra-se agora nas tabelas 5.13 e 5.14, o ponto de operação para o sistema de 5 barras e a distribuição dos fluxos e perdas, em virtude da diminuição de 50% do valor de demanda da barra 5, respectivamente.

Tabela 5.13 – Sistema de cinco barras – Estado de operação para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.

Barra Nº	Tensão		Carga		Geração	
	Mag. (pu)	Ang (rad)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1,050	0,000	45,00	15,00	179,99	40,86
2	0,991	-0,160	162,50	20,00	0,00	0,00
3	1,033	-0,087	80,00	20,00	74,95	55,43
4	1,050	0,059	50,00	20,00	136,31	15,97
5	1,031	-0,034	45,00	12,50	0,00	0,00
TOTAL			382,50	87,50	391,25	112,26

Tabela 5.14 – Sistema de cinco barras – Distribuição de fluxos e perdas nas linhas para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.

Barra Inicial	Barra Final	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	2	1	2	103,58	17,50	-99,35	-3,72
2	3	2	3	-63,15	-16,28	64,49	19,65
3	5	3	5	-24,83	7,15	25,17	-7,40
3	4	3	4	-44,70	8,63	46,34	-3,37
5	4	5	4	-39,06	3,12	39,97	-0,66
5	1	5	1	-31,12	-8,22	31,42	8,36
TOTAL						8,75	24,76

Na tabela 5.15, mostra-se a nova estrutura de contribuição percentual das barras para a perda de cada ramo do sistema, considerando-se a condição de operação em estudo, quando se efetua a redução de 50% na demanda da barra 5. Na tabela 5.16 apresentam-se os resultados da alocação de perdas para os métodos em questão.

Tabela 5.15 - Sistema de cinco barras – Resultado da alocação de perdas para uma diminuição de 50% na demanda da barra 5 – método MAPCT (%).

Ramos		Barras					
De	Para	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Total
1	2	39,20	50,00	0,00	10,80	0,00	48,26
2	3	18,43	50,00	0,00	31,57	0,00	15,25
3	5	38,09	34,44	15,56	11,91	0,00	3,87
3	4	7,74	44,05	5,95	42,26	0,00	18,77
5	4	-9,26	26,71	1,34	59,26	21,95	10,43
5	1	83,65	-4,99	12,54	-33,65	42,45	3,42
Total		26,55	43,97	2,29	23,44	3,74	100,00

Tabela 5.16 - Sistema de cinco barras – Comparação dos resultados obtidos com alguns métodos, para uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos		
		MAPCT	FLUXPERD	Z-barra
1	1,309	2,32	2,02	2,12
2	1,652	3,85	2,61	4,25
3	0,350	0,20	0,92	0,16
4	0,823	2,05	3,16	2,51
5	0,453	0,33	0,03	-0,29
Total		8,75	8,75	8,75

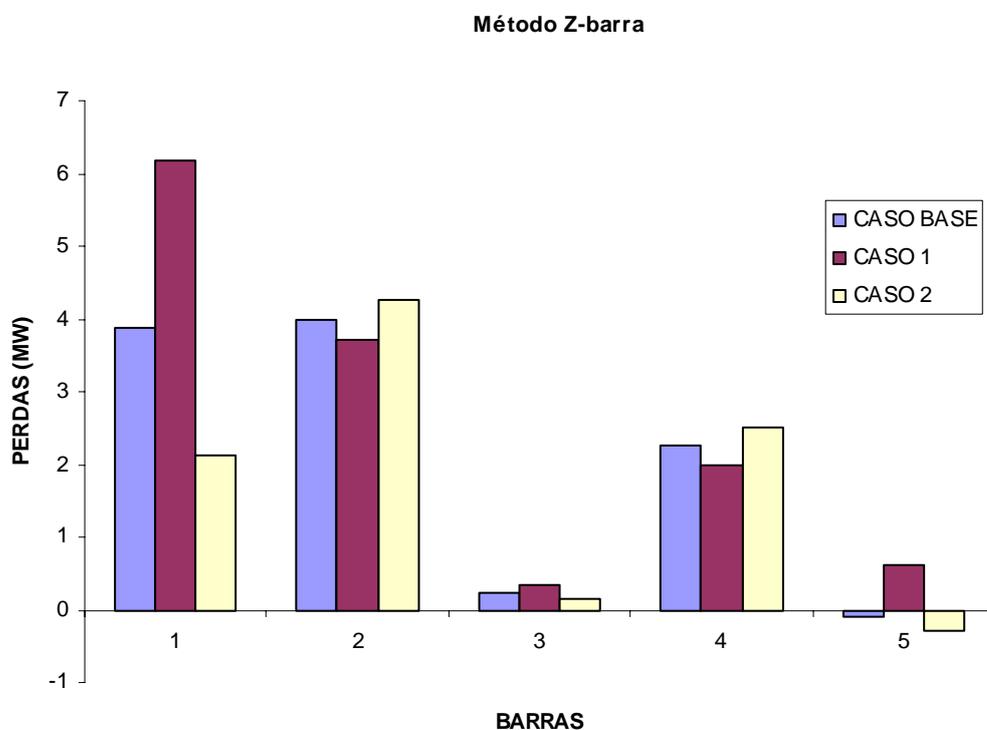
A redistribuição dos fluxos e a alteração dos valores de tensão nas barras, em consequência da diminuição da demanda na barra 5, provoca uma redução de 14.21% no total das perdas ativas do sistema. A participação da carga 5 na perda global sofreu uma redução aproximada de 59.82 %, ao passo que a perda no ramo 5-1 que no caso base representa cerca de 13.15% da perda global do sistema, passou a representar apenas 3.42% desta perda global, uma significativa redução de aproximadamente 73.99%. O método MAPCT, e o método Z-barra, atribuem à barra 2 o maior valor de perda. Por outro lado, o método FLUXPERD aloca o maior valor de perda à barra 4, apesar do valor absoluto da injeção equivalente de corrente para esta barra ser bem menor que o valor correspondente

à barra 2. Isto poderia indicar uma não correspondência do método FLUXPERD com a injeção absoluta dos valores de corrente nas barras.

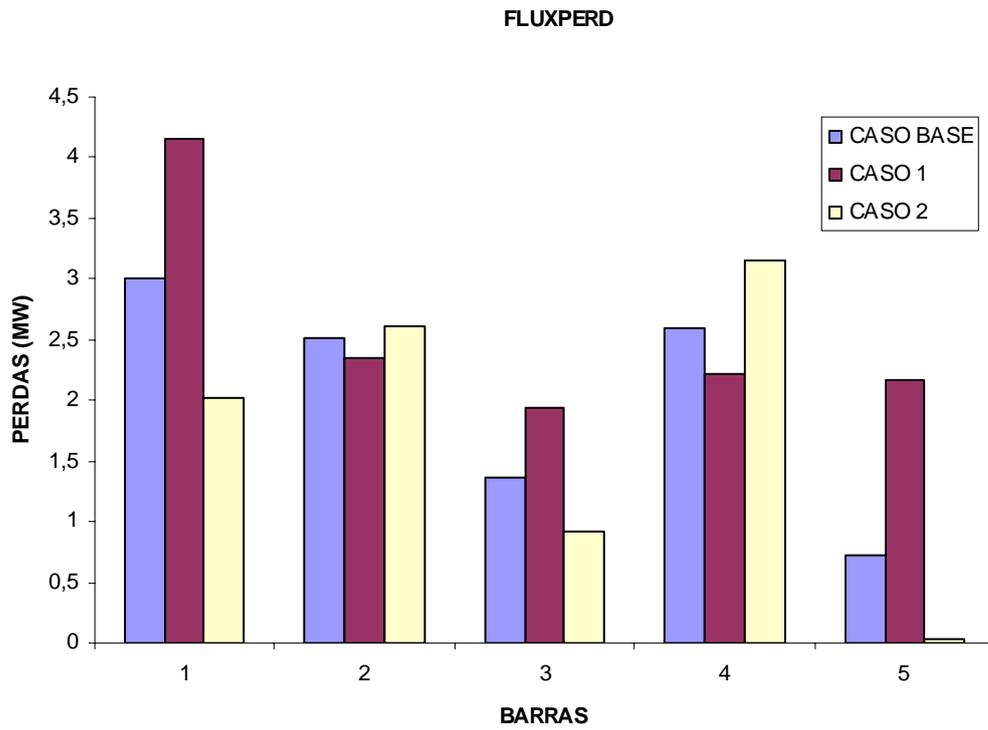
Embora a barra 1 apresente o maior valor absoluto de injeção de corrente, o método MAPCT atribui à barra 2 a maior parcela de perda, devido a sua maior utilização dos ramos do sistema (ver tabela 5.14), ou seja, o método proposto não só considera os valores equivalentes de injeção, mas também e em associação a este, o uso da linha de transmissão.

5.2.1.3 Análise e Comparações

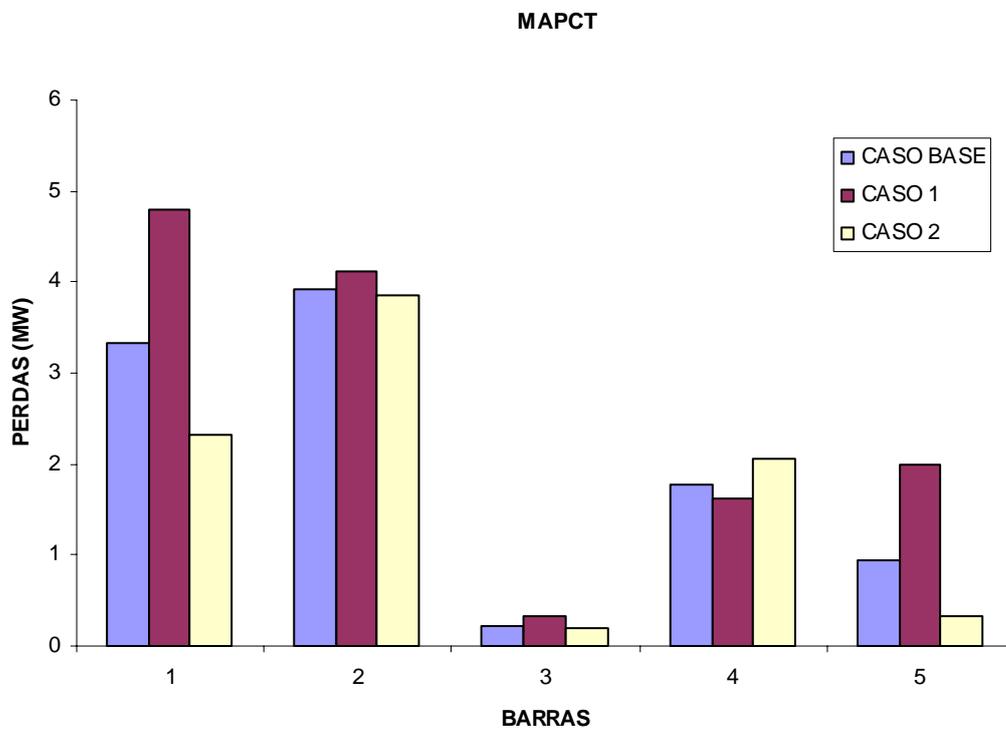
Com intuito de se dispor de um melhor entendimento do comportamento da metodologia proposta e das demais metodologias empregadas, para que se possa realizar uma análise compreensiva, os resultados das alocações de perdas para o caso base e para os dois outros pontos de operação do sistema (*casos 1 e 2*), são mostrados graficamente por meio da Figura 5.3 para cada um dos métodos em questão:



(a)



(b)



(c)

Figura 5.3 Sistema de cinco barras - Resultado da alocação de perdas para o caso base e dois outros pontos de operação: (a) Z-barra; (b) FLUXPERD; (c) MAPCT.

De acordo com o critério da volatilidade, dado em [Unsihuay, 2003], os resultados fornecidos tanto pelo método proposto, MAPCT, como pelo FLUXPERD, mostram-se satisfatórios, uma vez que estes métodos conservam valores positivos de alocação para todas as barras. Por outro lado, o método Z-barra aloca um valor negativo de perda para a barra 5, quando a demanda desta barra sofre uma diminuição de 50%, subsidiando esta barra, embora haja uma carga de 45 MW conectada à mesma.

O aumento ou a diminuição da demanda na carga 5, é compensada pela barra 1, uma vez que esta é a barra de balanço do sistema. Desta forma, a variação dos valores de injeção de corrente, e conseqüentemente dos valores de alocação para estas duas barras devem ser praticamente as mesmas. Isto evidenciaria a consistência da metodologia em questão.

Do ponto de vista do critério de consistência [Unsihuay, 2003], o método proposto, MAPCT, bem como o FLUXPERD, apresentam bons resultados, no que se refere à variação proporcional dos valores de alocação para as barras que sofrem mudanças em seus valores líquidos de injeção de corrente. As maiores variações são verificadas para as barras 1 e 5.

Já o método Z-barra apresenta variações muito maiores dos valores alocados para a barra 1, do que para a barra 5, o que apresenta-se como uma inconsistência [UNSIHUAY,2003], visto que os acréscimos ou diminuições dos valores de potência nas duas barras são bem próximos.

Por fim, considerando-se o critério de potência reativa, o método FLUXPERD apresenta uma maior variação nos valores alocados para as barras 3 e 4, em virtude da variação nos seus valores de potência reativa gerada. O método proposto,

MAPCT, apresenta uma pequena variação no valor alocado para as barras 3 e 4, mas é bem menos sensível que o FLUXPERD.

Isto pode ser interpretado como um aspecto “*locacional*” do método, no sentido de não atribuir a outros agentes a responsabilidade de perda ocasionada por um participante específico do mercado. Uma grande sensibilidade às variações de potência reativa pode ser prejudicial neste sentido.

Considerando-se que já foram realizados os testes comparativos de interesse entre o método proposto e o FLUXPERD, este último não será mais elemento de nossa análise nas próximas seções. Os testes comparativos serão feitos apenas para os métodos MAPCT e Z-barra.

5.3 Caso II: Sistema IEEE 30 – Análises e Comparações

A metodologia foi aplicada ao sistema de 30 barras, IEEE 30, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 5.4. Os dados de entrada, tais como o estado dos ângulos e tensões para o caso base extraído de [Washington, 1999], bem como a distribuição dos fluxos nos ramos do sistema estão no *Apêndice E*.

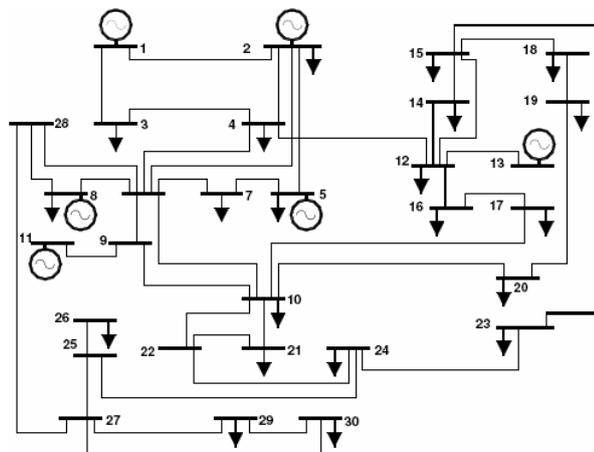


Figura 5.4 Sistema IEEE 30 - Diagrama unifilar [Stacke Silva, 2005].

Na tabela 5.17 são mostrados os valores das injeções equivalentes de corrente complexa para o sistema de 30 barras, onde se verifica que o maior valor absoluto pertence à barra de balanço.

Tabela 5.17 - Sistema IEEE 30 - Injeções equivalentes de corrente complexa para o caso-base.

Barra Nº	Injeção equivalente (pu)		
	Parte Real	Parte Imaginária	Valor Absoluto
1	1,65	0,06	1,65
2	0,26	-0,22	0,34
3	-0,02	0,01	0,03
4	-0,07	0,02	0,08
5	-0,70	0,07	0,70
6	0,00	0,00	0,00
7	-0,21	0,14	0,25
8	-0,06	0,11	0,13
9	0,00	0,00	0,00
10	-0,05	0,03	0,06
11	0,05	-0,28	0,29
12	-0,09	0,09	0,13
13	0,06	-0,32	0,32
14	-0,06	0,03	0,06
15	-0,07	0,04	0,09
16	-0,03	0,02	0,04
17	-0,08	0,08	0,11
18	-0,03	0,02	0,03
19	-0,09	0,06	0,10
20	-0,02	0,01	0,02
21	-0,15	0,15	0,21
22	0,00	0,00	0,00
23	-0,03	0,02	0,04
24	-0,07	0,09	0,11
25	0,00	0,00	0,00
26	-0,03	0,03	0,04
27	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00
29	-0,02	0,01	0,03
30	-0,10	0,05	0,11

Observa-se que a parte ativa das injeções de corrente referentes às barras geradoras 5 e 8, possuem um valor negativo, indicando que as cargas dessas barras têm

parte de sua demanda ativa supridas pelo sistema, de maneira que, estas serão metodologicamente tratadas como barras de carga.

➤ *Alocação das perdas ativas*

Na Figura 5.5, mostra-se a alocação de perdas por ramo, e a participação de cada barra na perda dos ramos do sistema.

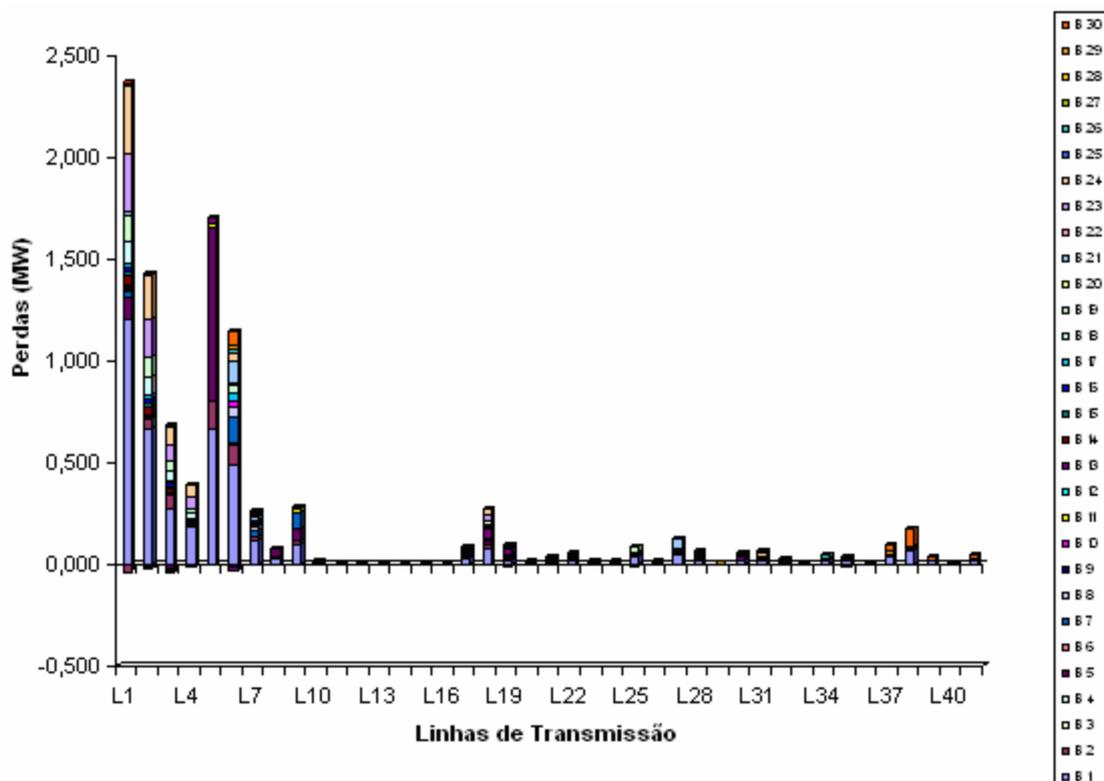


Figura 5.5 Sistema IEEE 30 - Distribuição das perdas entre os ramos do sistema.

Observa-se que as perdas do sistema estão concentradas entre os ramos ou linhas **L1** a **L9**, sendo que o maior valor localiza-se na linha **L1**, que tem como principal contribuinte para a sua perda, o gerador 1 (barra de balanço).

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos pelo método proposto, MAPCT, foi implementado o método Z-barra, cujos resultados da alocação de perdas são mostrados na tabela 5.18, onde foram omitidas as barras de passagem.

Tabela 5.18 - Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com métodos Z-barra e MAPCT.

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente (pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos	
		MAPCT (MW)	Z-barra (MW)
1	1,649	4,16	5,00
2	0,336	0,46	0,34
3	0,026	0,00	-0,01
4	0,076	0,01	0,04
5	0,700	1,08	1,49
7	0,252	0,30	0,44
8	0,125	0,08	0,11
10	0,061	0,05	0,07
11	0,287	0,02	-0,14
12	0,131	0,02	0,02
13	0,321	0,13	0,08
14	0,063	0,12	0,08
15	0,085	0,08	0,14
16	0,039	0,07	0,04
17	0,107	0,12	0,14
18	0,034	0,30	0,07
19	0,102	0,42	0,24
20	0,023	0,03	0,05
21	0,210	0,21	0,36
23	0,036	0,65	0,08
24	0,112	0,86	0,27
26	0,044	0,06	0,14
29	0,027	0,06	0,08
30	0,113	0,25	0,44
Total		9,55	9,55

Comparando-se os resultados obtidos pelos dois métodos, nota-se que o maior valor de alocação é atribuído à barra 1, que possui o maior valor absoluto de injeção de corrente. Os resultados seguem uma tendência comum no que se refere à distribuição de perdas entre as barras. Isto se deve à semelhante forma de abordagem do problema feita por ambos os métodos (leis de circuito).

Na Figura 5.6, mostra-se graficamente uma comparação entre os resultados de alocação obtidos a partir dos dois métodos, onde os traços contínuos representam apenas linhas de tendência.

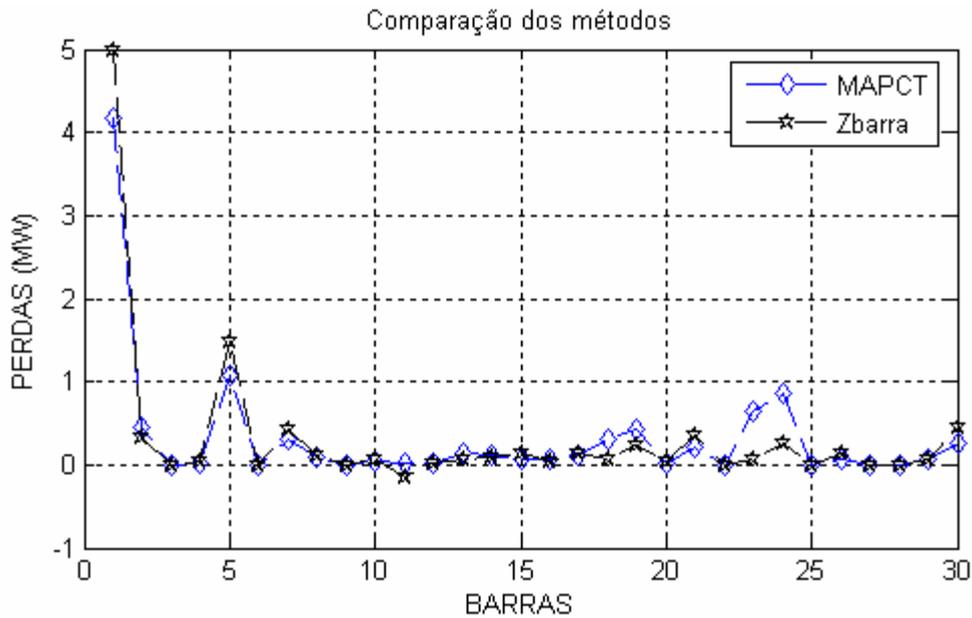


Figura 5.6 Sistema IEEE 30 – Comparação dos métodos MAPCT e Z-barra.

Os resultados apresentam uma maior diferença para as barras de carga 23 e 24, cujos valores de alocação atribuídos a estas barras pelo método MAPCT são maiores que os atribuídos pelo método Z-barra. Isto acontece pelo fato do método MAPCT considerar os caminhos de transmissão, de maneira que, diferentemente do método Z-barra, uma barra pode não ser responsabilizada pela perda em uma linha específica.

Por exemplo, considere o valor alocado ($Perda_{km}^i$) para uma barra de carga i pelo método Z-barra, devido à perda em um ramo $k-m$ qualquer do sistema. Para o método MAPCT, que considera os caminhos de transmissão, podem ser consideradas três diferentes situações:

1. O método MAPCT alocará para a carga i o mesmo valor de perda calculado pelo método Z-barra, caso o ramo $k-m$, realmente faça parte do caminho de transmissão (ou do domínio) utilizado para suprir a demanda da carga i ;

2. O método MAPCT alocará um valor nulo de perda para a carga i , caso o ramo $k-m$ não componha o caminho de transmissão (ou domínio) utilizado para suprir a demanda da carga i ;
3. O método MAPCT, alocará para a carga i um valor de perda diferente (maior ou menor) que o valor calculado pelo método Z-barra, se o ramo $k-m$ compuser o caminho de transmissão usado para suprir a carga i , porém, com parcelas de corrente de outras cargas circulando também por este ramo, de maneira que $(Perda_{km}^i)$ seja redistribuída entre as barras de carga, em um grau proporcional ao uso do sistema.

5.3.1 Avaliação do Desempenho do Método Proposto

Com o objetivo de analisar o desempenho do método frente a modificações no sistema IEEE 30, faz-se nesta subseção um estudo, composto de dois casos:

- Caso 1: aumento em 50% do valor da geração de potência dos geradores 5 e 8;
- Caso 2: diminuição em 50% do valor de geração de potência dos geradores 5 e 8.

5.3.1.1 Caso 1: Aumento da Geração em 50% para os Geradores 5 e 8.

Os geradores das barras 5 e 8 têm seus valores incrementados em 50%, de maneira que, agora geram 35.62 MW e 33.75 MW respectivamente. Os valores de injeção equivalente de corrente complexa para estas barras são fornecidos na tabela 5.19, onde se observa uma redução no valor absoluto destas injeções para cada barra.

Tabela 5.19 - Sistema IEEE 30 - Injeções equivalentes de corrente complexa nas barras 5 e 8 para o caso 1.

Barra Nº	Injeção equivalente		
	Parte Real	Parte Imaginária	Valor Absoluto
5	-0,575	0,076	0,580
8	0,053	0,136	0,145

O aumento no valor da geração, permitiu às barras 5 e 8, suprirem respectivamente a toda ou grande parte da demanda das cargas conectas a elas. Em outras palavras, foram adicionados valores positivos às injeções equivalentes de corrente dessas barras, que antes eram negativas, de forma a diminuir os seus respectivos valores absolutos.

Na Tabela 5.20 mostra-se o resultado da alocação de perdas obtida pelos dois métodos, para este ponto de operação.

Tabela 5.20 - Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT para o caso 1

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente (pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos	
		MAPCT (MW)	Z-barra (MW)
1	1,411	3,16	3,69
2	0,315	0,42	0,30
3	0,026	-0,01	0,00
4	0,076	0,01	0,04
5	0,580	0,86	1,04
7	0,252	0,29	0,40
8	0,145	0,03	0,00
10	0,061	0,05	0,07
11	0,286	0,02	-0,14
12	0,131	0,02	0,02
13	0,320	0,13	0,08
14	0,063	0,02	0,08

Continuação...

15	0,085	0,03	0,13
16	0,039	0,04	0,04
17	0,107	0,09	0,13
18	0,034	0,06	0,07
19	0,102	0,14	0,23
20	0,023	0,03	0,05
21	0,210	0,20	0,34
23	0,036	0,73	0,08
24	0,112	0,84	0,26
26	0,044	0,06	0,14
29	0,027	0,06	0,07
30	0,113	0,24	0,43
	Total	7,51	7,51

Com base nos dados mostrados na tabela 5.20, observa-se que, a redistribuição dos fluxos, em virtude da mudança do ponto de operação, resulta em uma diminuição da perda ativa total do sistema. Observa-se também que os valores alocados para as barras 5 e 8 são menores que os valores alocados pelos dois métodos no caso base. Isto se dá pela diminuição do valor absoluto da injeção de corrente para estas barras.

5.3.1.2 Caso 2: Diminuição da Geração em 50% para os Geradores 5 e 8.

Neste segundo caso os geradores 5 e 8 têm seus valores de geração reduzidos em 50 %, passando a gerar 11.875 MW e 11.25 MW respectivamente. Na tabela 5.21 mostra-se os valores de injeção equivalente de corrente complexa para estas barras. Nota-se que houve um incremento no valor negativo destas injeções, resultado da redução no valor da geração, de maneira que, estas não sendo capazes de suprir a demanda das cargas que lhe são conectadas, necessitam de uma maior quantidade de corrente do sistema.

Mostra-se, na tabela 5.22 o resultado da alocação de perdas obtidas pelos dois métodos para o ponto de operação em estudo.

Tabela 5.21 Sistema IEEE 30 - Injeções equivalentes de corrente complexa nas barras 5 e 8 para o caso 2.

Barra Nº	Injeção equivalente		
	Parte Real	Parte Imaginária	Valor Absoluto
5	-0,819	0,065	0,821
8	-0,174	0,087	0,195

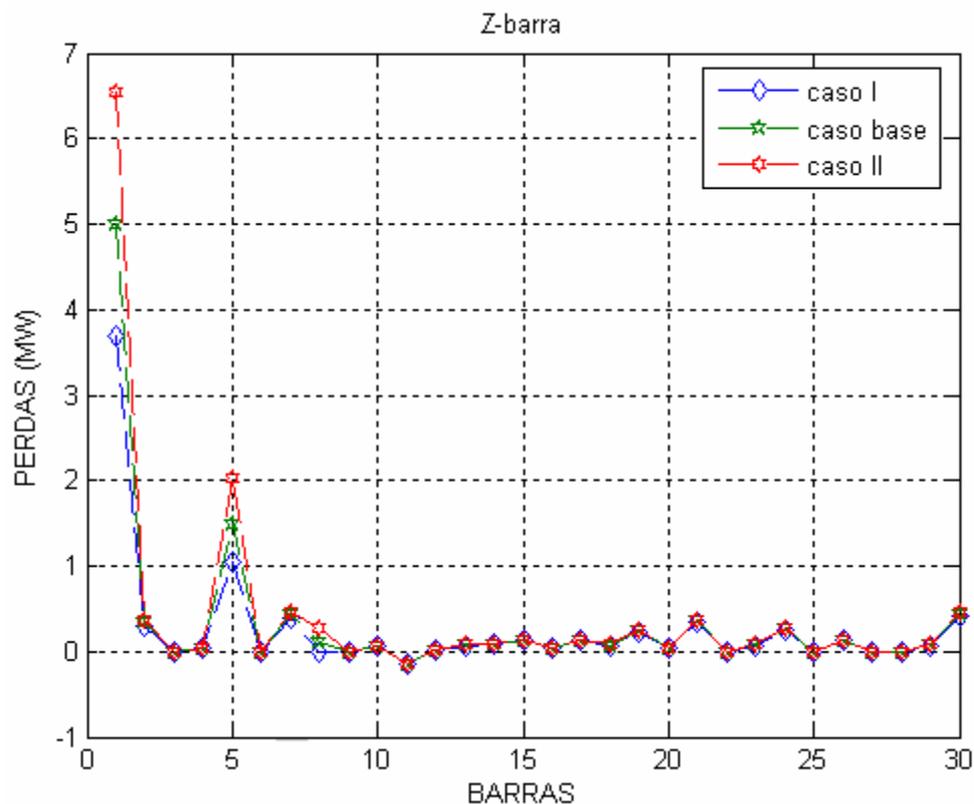
Tabela 5.22 Sistema IEEE 30 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT para o caso 2.

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente (pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos	
		MAPCT (MW)	Z-barra (MW)
1	1,893	5,34	6,54
2	0,364	0,50	0,38
3	0,026	0,00	-0,01
4	0,076	0,04	0,04
5	0,821	1,69	2,04
6	0,000	0,00	0,00
7	0,252	0,40	0,47
8	0,195	0,26	0,28
9	0,000	0,00	0,00
10	0,061	0,08	0,08
11	0,288	0,01	-0,14
12	0,131	0,09	0,02
13	0,322	0,13	0,08
14	0,063	0,07	0,08
15	0,085	0,06	0,14
16	0,039	0,15	0,04
17	0,107	0,19	0,14
18	0,034	0,14	0,08
19	0,102	0,23	0,25
20	0,023	0,04	0,05
21	0,210	0,29	0,37
22	0,000	0,00	0,00
23	0,036	0,85	0,08
24	0,112	0,97	0,27
25	0,000	0,00	0,00
26	0,044	0,08	0,14
27	0,000	0,00	0,00
28	0,000	0,00	0,00
29	0,027	0,06	0,08
30	0,113	0,29	0,46
Total		11,97	11,97

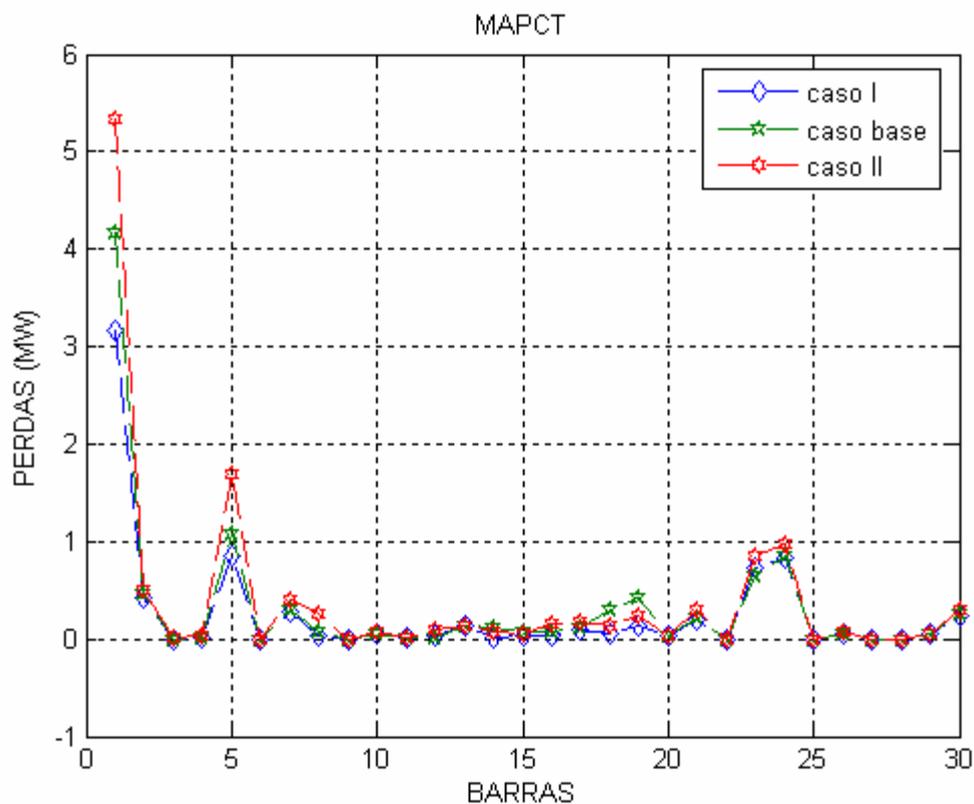
A mudança no ponto de operação do sistema resulta na redistribuição dos fluxos, e em um aumento da perda ativa total do sistema. Para este ponto de operação, os valores de perdas alocados às barras 5 e 8 são maiores que os valores alocados à estas mesmas barras no caso-base. Deve-se isso, ao aumento do valor absoluto das injeções equivalentes de corrente atribuídas a estas duas barras.

5.3.1.3 Análise e Comparações

Os resultados da alocação de perdas para o caso base e para os dois outros pontos de operação do sistema (casos 1 e 2), são mostrados graficamente nas figuras 5.7(a) e 5.7(b) para os métodos Z-barra e MAPCT respectivamente, onde os traços contínuos representam apenas linhas de tendência.



(a)



(b)

Figura 5.7 Sistema IEEE 30 – Resultado da alocação de perdas para o caso base e dois outros pontos de operação: (a) método Z-barras; (b) método MAPCT.

Observa-se que, para o método Z-bus, as maiores variações nos valores de alocação concentram-se basicamente nas barras de geração que sofreram modificações em seus valores de injeções equivalentes de corrente, ou seja, as barras 5 e 8 (que tiveram seus valores de geração alterados arbitrariamente) e a barra 1 (barra de balanço). As demais barras (barras de carga) sofrem uma variação muito pequena, e aparentemente linear, o que de certa forma, priva estas barras do benefício (no caso da diminuição das perdas) que deve ser de todo o sistema.

Na Figura 5.8, mostra-se mais explicitamente a área de concentração das variações nos valores de alocação.

Pode-se entender ainda esta concentração da variação nos valores de alocação de perdas, como uma consideração preferencial pelos valores de injeção de corrente, mais do que pela redistribuição dinâmica dos fluxos nos ramos de transmissão.

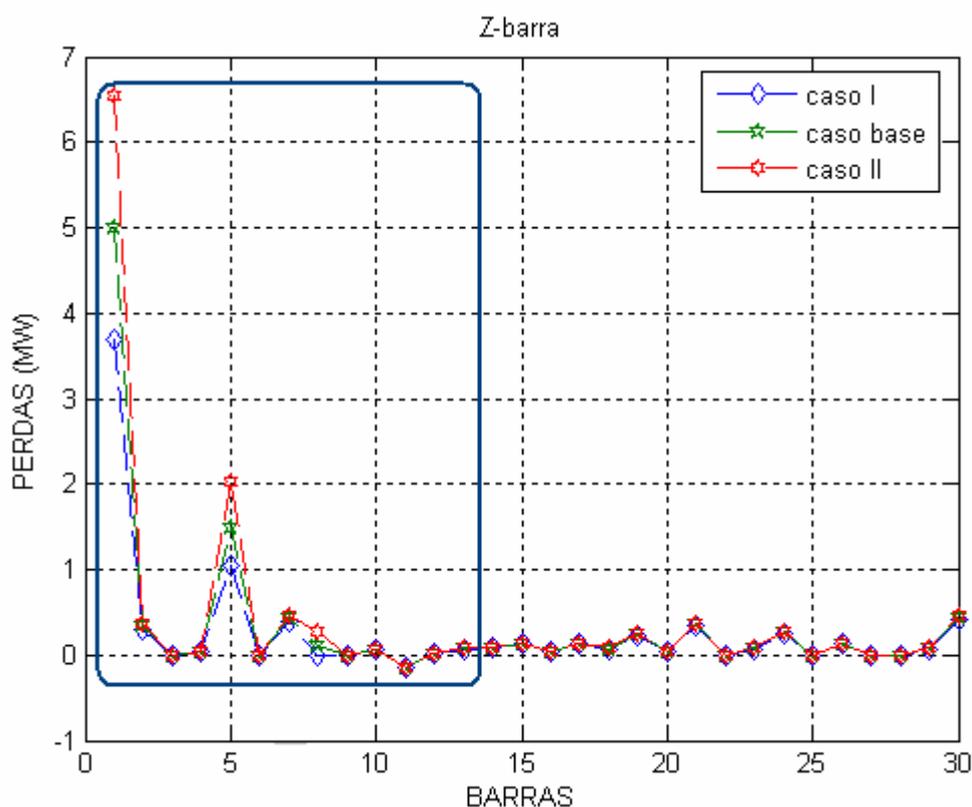


Figura 5.8 Sistema IEEE 30 - Concentração da variação nos valores de alocação pelo método Z-barra.

O método proposto, MAPCT, mostra uma sensibilidade maior com relação à alocação das perdas do sistema. Ao contrario do método Z-barra, o método proposto, por considerar os caminhos de transmissão, estende também às cargas em uma certa medida, os efeitos da variação do ponto de operação.

Isto é perceptível pela presença de duas áreas de concentração para a variação dos valores de alocação de perdas, sendo que uma incorpora as barras de geração (que coincide com a área de concentração verificada para o método Z-barra), e a outra incorpora somente barras de carga, como mostrado na Figura 5.9.

Neste caso, as barras de carga também são beneficiadas pela redução das perdas do sistema, evidenciando-se uma vantagem do método proposto em relação ao método Z-barra.

Entende-se ainda que a presença destas duas áreas de concentração mostra que a metodologia proposta considera igualmente tanto as injeções como as distribuições de corrente para cada ponto de operação em estudo. A diferença entre os resultados obtidos pelos dois métodos está mais precisamente neste fato.

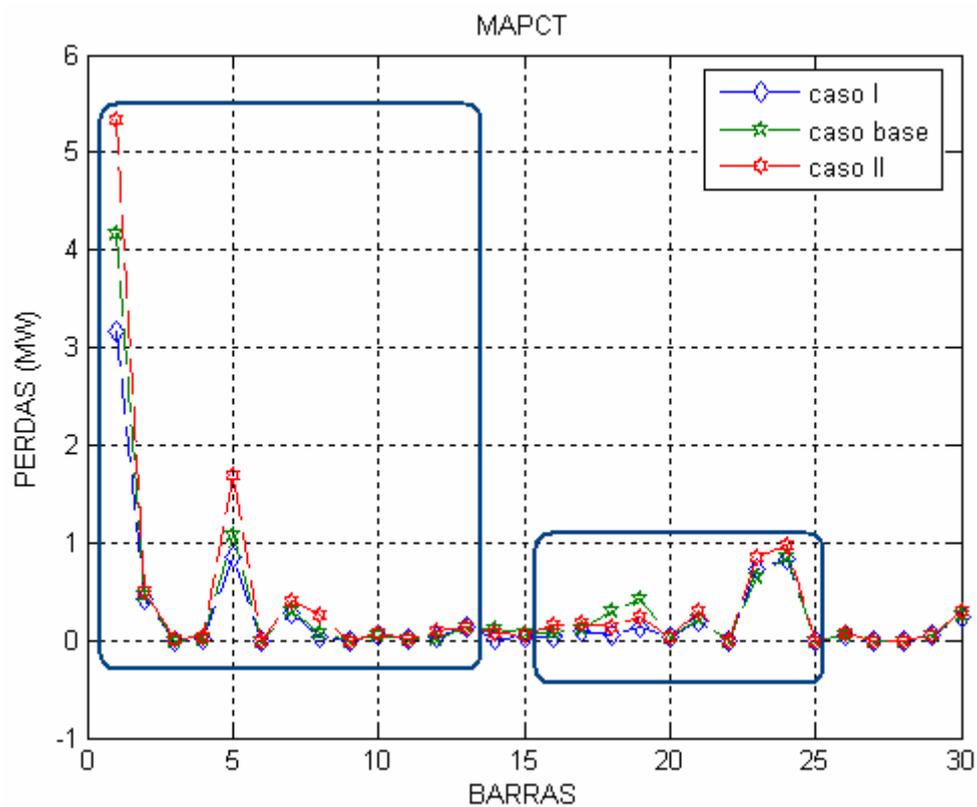


Figura 5.9 Sistema IEEE 30 - Concentração da variação nos valores de alocação pelo método MAPCT.

5.4 Caso III: Sistema IEEE 118 – Análises e Comparações

O método proposto foi aplicado ao sistema IEEE 118, cujos dados de barras e linhas extraídos de [Washington, 1999], encontram-se no *Apêndice F*, e o seu digrama unifilar é mostrado na Figura 5.10.

Na tabela 5.23 mostra-se os valores de alocação de perdas, obtidos pelo método MAPCT e pelo método Z-barra, somente para algumas barras do sistema.

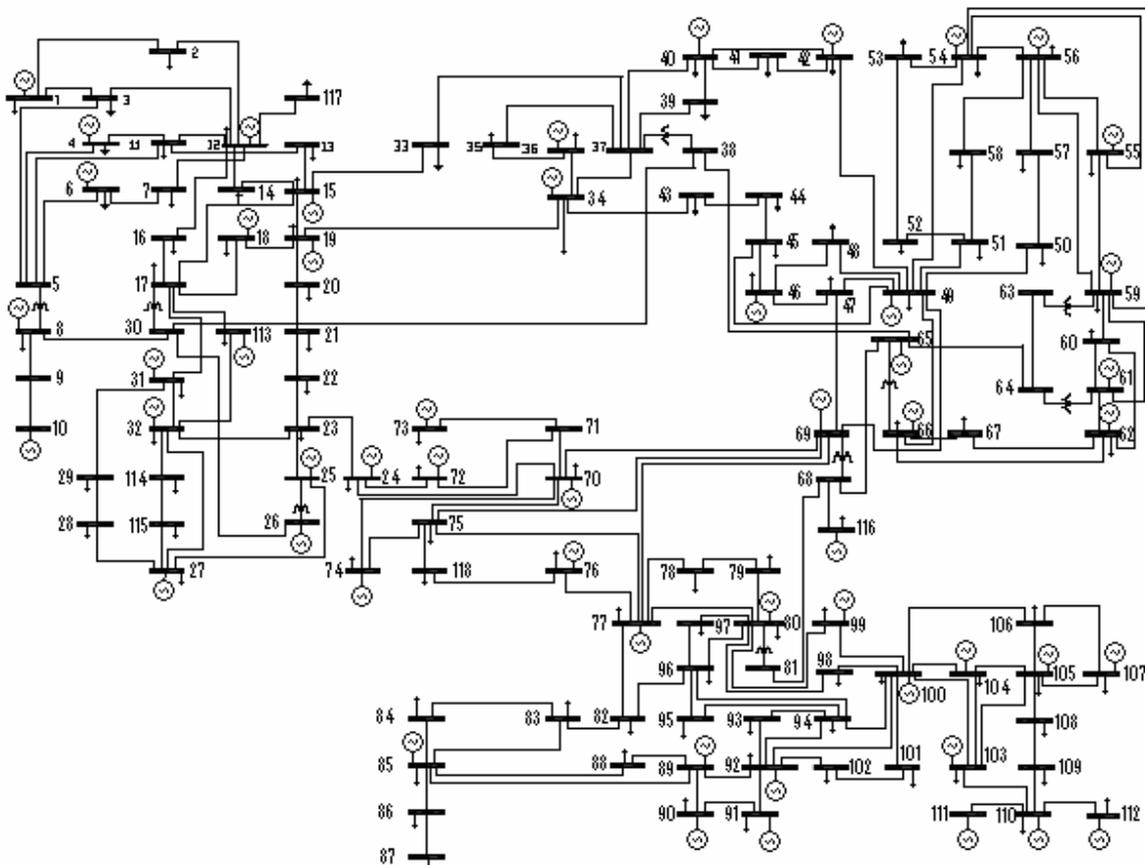


Figura 5.10 Sistema IEEE 118 – Diagrama unifilar [Sousa, 2003].

Tabela 5.23 - Sistema IEEE 118 – Comparação dos resultados obtidos com os métodos Z-barra e MAPCT.

Barra Nº	Valor absoluto da injeção de corrente (pu)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos	
		MAPCT (MW)	Z-barra (MW)
1	1,918	3,74	2,02
4	0,619	0,48	-0,81
8	1,867	-0,36	-2,97
10	1,605	0,30	-2,45
11	0,742	1,34	1,20
12	0,823	1,11	1,51
15	0,875	1,83	2,97
25	1,036	0,78	-0,75
26	1,213	0,51	-1,34
46	0,732	-0,16	-1,05
56	0,848	2,82	3,71
60	0,782	0,98	1,15
61	2,088	-0,72	-2,67
62	0,693	0,87	1,15
65	1,676	-0,51	-1,05
66	0,671	-0,17	-0,61
69	2,091	0,21	0,72
72	0,908	1,69	2,56
73	0,955	1,12	1,97
74	0,712	0,83	1,29
76	0,780	1,31	1,87
77	1,372	1,42	0,01
78	0,763	1,00	-0,10
80	1,015	1,21	-0,60
82	0,630	0,54	-1,54
85	0,740	-2,01	-2,68
87	1,243	10,47	23,64
89	4,044	23,70	55,61
91	1,198	7,83	17,42
92	0,959	-1,91	-7,09
99	0,834	2,26	6,27
100	0,868	0,83	4,68
107	0,723	3,41	8,28
111	1,033	6,62	14,80
113	1,050	0,35	-1,73
116	1,124	-0,09	-0,03

Os dados mostrados na tabela 5.23 permitem observar que o maior valor de perda foi alocado para a barra 89 pelas duas metodologias. Observa-se mais uma vez que

há uma tendência similar na distribuição dos valores de alocação entre as barras, diferindo apenas numericamente. Estes resultados são mostrados graficamente na Figura 5.11.

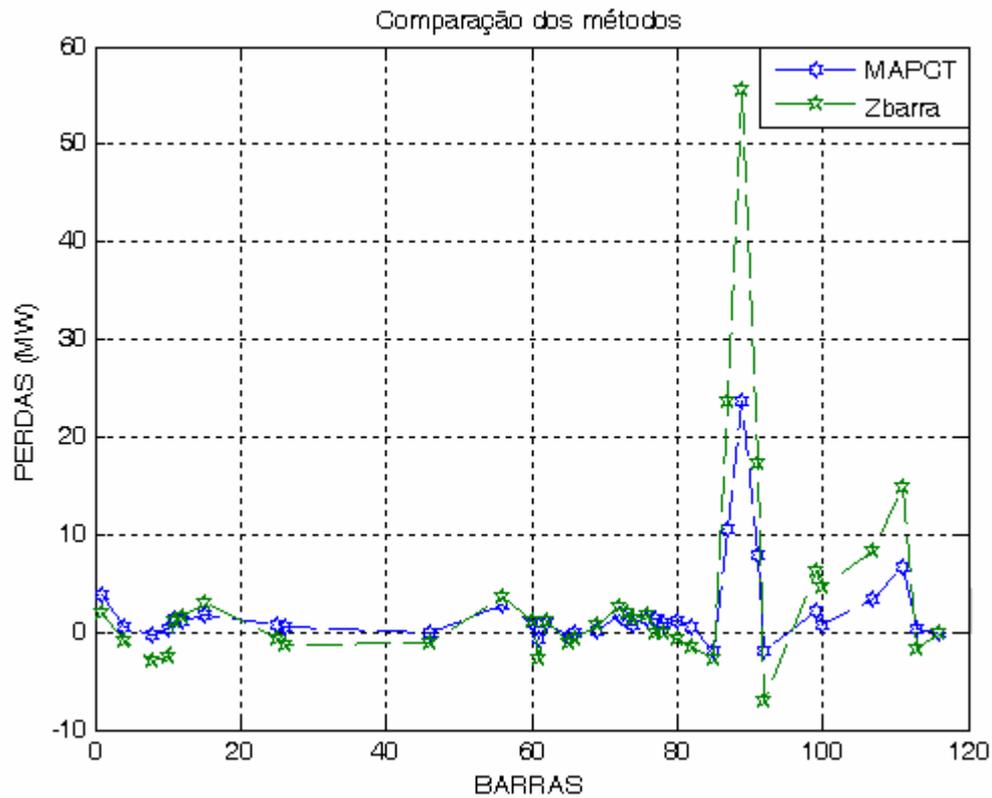


Figura 5.11 Sistema IEEE 118 - Comparação dos métodos Z-barra e MAPCT

5.5 Resumo comparativo entre os métodos

Com a finalidade de se centralizar as informações acerca das principais características do método proposto, comparativamente aos métodos apresentados neste capítulo, apresenta-se na tabela 5.24 o resumo comparativo entre métodos, com pequenos comentários sobre cada um dos itens tratados.

Tabela 5.24 – Comparação dos métodos apresentados

Características	Métodos			
	MAPCT	OPD	FLUXPERD	Z-BARRA
Consistência	O método proposto atende eficientemente a esse critério, uma vez que a tendência dos resultados acompanha claramente as leis de circuito.	-	O método atende ao critério de consistência	O método não atende eficientemente a este critério
Volatilidade	O critério da volatilidade é atendido pelo método proposto, visto que os resultados obtidos apresentam uma boa estabilidade numérica para uma mudança no sistema.	-	O método atende ao critério da volatilidade	Os resultados obtidos por este método são relativamente instáveis, não atendendo eficientemente ao critério da volatilidade.
Potência reativa	A variação da potência reativa é considerada no processo de alocação de perdas.	-	O método considera a variação de potência reativa	Não considera eficientemente a variação da potência reativa na alocação das perdas.
Caminhos de transmissão	O método proposto considera o caminho de transmissão utilizado por um gerador ou carga. Responsabilizando os agentes somente pelos caminhos de transmissão realmente utilizados por estes.	Não considera os caminhos de transmissão.	Não considera os caminhos de transmissão.	Não considera os caminhos de transmissão.
Subsídios cruzados	Os resultados obtidos praticamente não caracterizam a presença de subsídios cruzados.	Apresenta subsídios cruzados.	Apresenta subsídios cruzados.	Apresenta subsídios cruzados.
Fluxo contrário	O efeito do fluxo contrário é minimizado com a nova proposta de representação das cargas por admitâncias shunts equivalentes.	Não tem uma consideração específica.	Não trata especificamente este problema.	Não trata especificamente este problema.

Continuação...

Topologia da rede	Considera a topologia da rede.	Considera a topologia da rede.	Considera a topologia da rede.	Considera a topologia da rede.
Leis de circuito	Baseia-se nas leis de circuito.	Não considera especificamente.	Baseia-se nas leis de circuito.	Baseia-se nas leis de circuito.
Recuperação da perda global	Recupera a perda global do sistema.	Recupera a perda global.	Recupera a perda global.	Recupera a perda global.
Injeção equivalente de corrente	Os valores das injeções equivalentes de corrente nas barras do sistema são eficientemente considerados. Entretanto não beneficia a agentes específicos em função destes valores, conseguindo na grande maioria das vezes estender estes benefícios (tal como a redução das perdas) a todos os agentes do sistema.	Nas considera as injeções equivalentes de corrente.	Embora considere as injeções equivalentes de corrente, em alguns casos apresenta resultados incoerentes.	Considera os valores das injeções equivalentes de corrente, apresentando, entretanto, uma centralização dos resultados em função destes valores, tratando-se então de uma consideração não eficiente que em alguns casos beneficia a agentes específicos.

5.6 Sumário

Neste capítulo foram apresentados resultados da aplicação da metodologia a sistemas de potência, comparando-os com outras metodologias conhecidas na literatura.

Os resultados mostraram-se coerentes, obedecendo a uma tendência comum ao método baseado na teoria de circuitos, *Z*-barra, amplamente conhecido no meio acadêmico.

No próximo capítulo são apresentadas as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Esta dissertação apresentou a proposta de uma metodologia para alocação das perdas ativas dos sistemas de transmissão em ambiente competitivo, considerando um modelo de mercado tipo *pool*. A metodologia baseia-se no princípio da divisão proporcional e em princípios da Teoria de Circuitos.

Inicialmente foi abordado o problema da alocação das perdas de transmissão no novo setor de energia elétrica, enfatizando-se o sistema e os serviços de transmissão, com o intuito de contextualizar o problema. Posteriormente abordaram-se os vários métodos de alocação de perdas já propostos na literatura, classificando-os e apresentando suas vantagens e desvantagens, situando assim a proposta do trabalho.

Foi então apresentando o desenvolvimento da proposta metodológica, denominada de MAPCT, com a formulação de equações de alocação de perdas tanto para geradores quanto para cargas. A metodologia permite determinar os fluxos de corrente em todos os ramos do sistema, bem como a contribuição de cada fonte para este fluxo.

Por fim, foram realizadas simulações com um sistema teste de cinco barras e com os sistemas IEEE de 30 e 118 barras, possibilitando uma análise dos resultados obtidos pelo MAPCT, bem como a comparação destes resultados com os obtidos por outros métodos.

Como principais conclusões deste trabalho, podem-se destacar que:

- ❖ A sua formulação baseia-se em princípios matematicamente justificáveis;

- ❖ A separação do problema em circuitos com fontes equivalentes de corrente, permite tratar sistemas grandes e complexos, de uma forma simples e inteligível;
- ❖ A proposta de substituir as injeções de corrente equivalentes das barras de carga por admitâncias shunts equivalentes apresenta-se como uma inovação em relação aos métodos baseados em injeções de corrente já propostos na literatura;
- ❖ A representação das cargas através de admitâncias shunts, reduz o efeito dos counterflows, uma vez que para cada cenário em estudo, a corrente tem sempre o sentido da fonte para as cargas;
- ❖ Os resultados obtidos pelo método proposto mostraram-se satisfatórios e consistentes tanto em relação às injeções de corrente nas barras, como com a distribuição dos fluxos de corrente nos ramos de transmissão;
- ❖ O método atende aos critérios de volatilidade, consistência e potência reativa, estabelecidos para sua avaliação;
- ❖ Em todas as simulações realizadas com a metodologia proposta observou-se uma tendência comum com os valores obtidos pelos métodos FLUXPERD e Z-barra, evidenciando assim um padrão coerente entre as metodologias, todas igualmente baseadas nas leis de circuito;
- ❖ O estudo comparativo mostrou que a metodologia proposta, na maioria dos casos, é capaz de estender coerentemente os benefícios do sistema (tal como a redução das perdas) a todos os agentes participantes do mercado;
- ❖ O MAPCT reúne a capacidade de considerar a não linearidade das perdas, bem como a localização dos agentes no sistema, com a capacidade de determinar os caminhos de transmissão dos fluxos de corrente que alimentam as cargas;

- ❖ Um aspecto de justiça da metodologia proposta é a consideração dos caminhos de transmissão para as cargas, de forma que estas são responsabilizadas apenas pelas perdas nos ramos utilizados para o suprimento de suas demandas;
- ❖ Por fim, uma importante contribuição deste trabalho foi adequar eficientemente dois princípios metodológicos distintos: a abordagem via leis de circuitos; e o princípio da divisão proporcional;

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como principais sugestões para a continuidade deste trabalho propõem-se:

- ❖ A extensão dos princípios metodológicos para avaliação e alocação de custos do uso da rede de transmissão de energia elétrica;
- ❖ Aplicação da metodologia a sistemas de grande porte, tal com o SIN, abordando o problema dos submercados;
- ❖ Desenvolvimento de uma interface interativa, que permita visualizar a distribuição dos fluxos e perdas para os agentes do mercado;
- ❖ Determinação e estudo de pontos de sensibilidade de perdas;
- ❖ Adequação e extensão da metodologia para tratar do problema de gerenciamento da congestão e sua alocação entre os agentes do mercado de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[**ABRACEEL, 2006**] Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica. “Legislação do Setor Elétrico”. Disponível em:
< <http://www.abraceel.com.br/legislacao/>>.

Acesso: 24 de fevereiro de 2007.

[**Almeida da Costa, 2001**] ALMEIDA DA COSTA, Paulo Moisés. “Repartição de Perdas em Redes Eléctricas de Distribuição Partilhadas, com Produção em Regime Especial”. Dissertação de Mestrado. Porto, Portugal, 2001.

[**Ahumada, 1998**] AHUMADA, K.L.T., “Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo de Electricidad”, Tesis de Magister en Ciencias de la Ingenieria, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile, 1998.

[**Araújo Lima, 2005**] ARAÚJO LIMA, Delberis e PADILHA FELTRIN, Antonio, “Comparação de Propostas para Alocação dos Custos de Perdas na Transmissão”. Revista Controle & Automação, vol. 16, no. 1, Fevereiro e Março 2005.

[**Baran, 1999**] BARAN, M. E.; BANUNARAYANAN, V. and GARREN, K. E., “A Transaction Assessment Method for Allocation of Transmission Services”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 920 – 928, August 1999.

[**Belati, 2004**] BELATI, E. A.; DE SOUZA, A. M e DA COSTA, G. R. M., “Alocação das Perdas Ativas na Transmissão via Sensibilidade e com Restrições Operacionais”. IEEE/PES T&D2004 Latin América, São Paulo, Brasil, 2004.

[**Berizze, 2001**] BERIZZE, A.; BOVO, C. and MARANNINO, P., “Allocation of Transmission Losses in Presence of both Bilateral and Pool Markets Models”, Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power – Electric Energy Meets the Market. 22 nd IEEE Power Engineering Society International Conference on 20-24 May 2001. Pages: 336 – 341.

[**Bhuiya, 1999**] BHUIYA, A. and CHOWDHURY, N., “Allocation of Transmission Losses in a Deregulated Power System Network”. Proceedings IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering Shaw Conference Center. Alberta, Canadá, May 9-12, 1999.

[**Bialek, 1996**] BIALEK, J. W., “Tracing the Flow of Electricity”, IEEE Proc.-Gener. Trasm. Distrib., vol. 143, no. 4, pp. 313-320, July 1996.

[**Bialek, 1997**] BIALEK, J.W., “Topological Generation and Load Distribution Factor for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access”, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 12, no. 3, pp. 1185 – 1193, August 1997.

[**BM & F, 2005**] Bolsa de Mercadorias & Futuros. “Perguntas Frequentes Sobre o Mercado de Energia Elétrica”. Disponível em:

<http://www.bmf.com.br/portal/pages/energia1/pdf/faq/FAQ_Energia2.pdf>.

Acesso: 24 de fevereiro de 2007.

[**Chang, 2002**] CHANG, Y. C. and LU , C. N., “Bus – Oriented Transmission Loss Allocation”, IEE Proceedings on line no. 20020135, pp. 402 – 406. 2002.

[**Christie, 1998**] CHRISTIE, R. D. and WANGENSTEEN, I., “The Energy Market in Norway and Swede: Introduction”, IEEE Power Engineering Review, vol. 18, no. 5, pp. 61-63, May 1998.

[**Conejo, 2001**] CONEJO, A. J.; GALIANA, F. D. and KOCKAR, I., “Z-bus Loss Allocation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 1, pp. 105-110, Feb.2001.

[**Conejo, 2002**] CONEJO, A. J.; ARROYO, J. M.; ALGUACIL, N. and GUIJARRO, A. L., “Transmission Loss Allocation: a Comparison of Different Practical Algorithms”, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 17, no. 3, pp. 571-576, August 2002.

[**Conejo, 2003**] CONEJO, A. J.; GALIANA, F. D.; ARROYO, J. M.; BERTRAND, Garcia; CHUA, Chi Wie; and HUNEALULT, M., “Economic Inefficiencies and Cross-

Subsidies in an Auction-Based Electricity Pool”, IEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, February 2003.

[**Cuervo, 2004**] CUERVO, P.; MATEUS, J. C.; FENANDES – FILHO, C. A.; BIAGIO, M. A.; COELHO, M.A., “Metodologia de Avaliação Incremental de Métodos de Alocação de Perdas de Transmissão”. IEEE/PES T&D2004 Latin American, São Paulo, Brasil, 2004.

[**Cuervo, 2001**] CUERVO, P. and GALIANA, F. D., “Transmission Loss Allocation under Combined Pool and Bilateral Operation”, Proceedings of the XV Automatic Brazilian Congress (CBA 2001), pp.181-186, Brazil, 2001.

[**Daconti, 2003**] DACONTI, J. R. and LAWRY, D. C., “Increasing Power Transfer Capability of Existing Transmission Lines”, IEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 3, pp. 1004-1009, September 2003.

[**De Abreu, 1999**] DE ABREU, Y. V., “A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: questões e perspectivas”. Dissertação de Mestrado da universidade de São Paulo, 1999.

[**De Abreu, 2001**] DE ABREU, R. L. and VILELA, L. C. T., “Serviços Ancilares - Uma Proposta de Classificação e Precificação para o Setor Elétrico Brasileiro”. XVI SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, Brasil, 2001.

[**De Souza, 2002**] DE SOUZA, A. e DECKER, I. C., “Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro”, XIV Congresso Brasileiro de Automática, Natal, Brasil, Setembro 2002.

[**Decreto nº 2.655/98**] Presidência da República. “Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 – Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências”. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Decreto nº 5.177/2004**] Presidência da República. “Decreto nº 5.177, de agosto de 2004 – Regulamenta os arts. 4º e 5º da lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE”. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Decreto 5.184/2004**] Presidência da República. “Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004 – Cria a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, aprova o seu Estatuto Social e dá outras providências.” Disponível em:

<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5184.htm>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**D. M. Falcão, 2005**] Página pessoal do professor Djalma M. Falcão da COPPE/UFRJ.

Disponível em: <<http://www.nacad.ufrj.br/~falcao/eee641/Cap3.pdf>>.

Acesso: 21 de março de 2007.

[**Expósito, 2000**] EXPÓSITO, A. G.; SANTOS; J. M. R.; GARCÍA, T. G. and VELASCO, E. A. R., “Fair Allocation of Transmission Power Losses”, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 184-188, February 2000.

[**Fang, 2002**] FANG, W. L. and Ngan, H. W., “Succinct Method for Allocation of Network Losses”, IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 149, no.2, pp. 171-174., March 2002.

[**Ferrero, 1997**] FERRERO, R. W. and SHAHIDEHPOUR, S. M. “Optimal Conditions in Power Transactions in Deregulated Power Pools”, Electric Power Systems Research, vol. 42, pp. 209-214, 1997.

[**FERC, 1995**] U. S Federal Energy Regulatory Commission 1995, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities, Docket RM95-8-000, Washington, DC, March 29.

[Fernandez, 2002] FERNANDEZ, T.S.P. e ALMEIDA, K.C., "Methodologies for Loss and Line Flow Allocation under Pool-Bilateral Markets". 14th PSCC, Sevilha, Espanha, Junho 2002.

[Galiana, 2000] GALIANA, F. D. and PHELAN, Mark., "Allocation of Transmission Losses to Bilateral Contracts in a Competitive Environment", IEEE Transactions on Power System, vol. 15, no. 1, pp. 143 – 150, February 2000.

[Galiana, 2002] GALIANA, F. D.; CONEJO, J. and KOCKAR, I., "Incremental Transmission Loss Allocation under Pool Dispatch", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 17, no. 1, pp. 26 – 33, Feb. 2002.

[Gross, 2000] GROSS, G. and TAO, S., "A Physical-Flow-Based Approach to Allocating Transmission Losses in a Transaction Framework", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 631-637, May 2000.

[Huang, 1999] HUANG, G. M. and ZHANG, H., "Transmission Loss Allocations and Pricing via Bilateral Energy Transactions", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 2, pp. 720-725, 18-22 July, 1999.

[Huang, 2001] HUANG, G. and ZHANG, H., "Transaction Based Power Flow Analysis for Transmission Utilization Allocation", Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE , Volume: 2 , 15-19 July 2001, Page(s): 1139 -1145.

[Ilic, 1998] ILIC, M.; GALIANA, F. D. and FINK, L., Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. Norwell, MA: Kluwer, 1998.

[Junqueira, 2005] JUNQUEIRA, Max Rodrigues, "Aplicação da Teoria de Jogos Cooperativos para Alocação dos Custos de Transmissão em Mercados Elétricos". Dissertação de Mestrado. UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

[Kahn, 1988] KAHN, E. A., "The Economics of Regulation: Principles and Institutions." Cambridge: MIT Press.1988.

[**Kirschen, 1996**] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R. e STRBAG, G., “Contributions of Individual Generators to Load and Flows”, IEEE Power Engineering Society’s Winter Power Meeting. Anais paper 96 WM 173-5.

[**Kirschen, 1997**] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R. and STRBAC, G., “Contributions of Individual Generators to Loads and Flows”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 52-60, February 1997.

[**Lamm Pereira, 2003**] LAMM PEREIRA, Felipe E., “Análise do Congestionamento em Redes de Transmissão Aplicada ao Problema do Reforço de Segurança de Tensão”. Dissertação de Mestrado. PUC – RJ. Rio de Janeiro, Brasil, 2003.

[**Laguna – Velasco, 2002**] LAGUNA, R. e VELASCO, E. A. R., “Asignación de Cargos por el Porteo de Flujos de Potencia Activa y Reactiva em los Sistemas de Transmisión Basada en el Método de Rastreo de la Electricidad” MSc thesis (in Spanish), Centro de Investigación Avarzada del Instituto Politécnico Nacional, Unidad Guadalajara, México, 2002.

[**Leite e Silva, 2003**] LEITE E SILVA, A. M. L and COSTA, J. G. C., “Transmission Loss Allocation: Part I- Single Energy Market”, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, no. 4, pp. 1389-1394, November, 2003.

[**Lei nº 8.422/92**] Presidência da República. “Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992 – Dispõe sobre a organização de ministérios e dá outras providências”. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/Leis/L8422.htm>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Lei nº 9.427/96**] Presidência da República. “Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências”.

Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/Leis/L9427cons.htm>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Lei nº 9.648/98**] Presidência da República. “Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 – Altera os dispositivos das Leis nºs 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 8.666, de 21 de junho de 1993, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074 de 7 de julho de 1995, 9.427 de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências”. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/leis/L9648cons.htm>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Lei nº 9.478/99**] Presidência da República. “Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo e dá outras providências”. Disponível em:

<<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/Leis/L9478.htm>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Lei nº 10.847/2004**] Presidência da República. “Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 – Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências”. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm>.

Acesso em 23 de fevereiro de 2007.

[**Lei nº 10.848/2004**] Presidência da República. “Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências”.

Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Lescano, 2004**] LESCANO, Gerardo M. A. “Um Modelo de Despacho Econômico para Reservas Operativas”. Dissertação de Mestrado. UNICAMP. Campinas, 2004.

[**Macqueen, 1996**] MACQUEEN, C. N. and IRVING, M. R., “An Algorithm for the Allocation of Distribution System Demand and Energy Losses”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 1, February 1996.

[**MME, 2007**] Ministério de Minas e Energia.”CCEE”. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1051>.
Acesso: 24 de fevereiro de 2007.

[**Molina, 2005**] MOLINA, Yuri Percy, ”Minimização do Custo do Serviço de Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Levando em Conta a Reserva de Potência”. Dissertação de Mestrado. UFMA. São Luís, 2005.

[**Monticelli, 1983**] MONTICELLI, A. J. “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

[**Mutale, 2000**] MUTALE, E. J.; STRBAC, G.; CURCIC, S.; and JENKINS, N., “Allocation of Losses in Distribution Systems with Embedded Generation”, IEEE Proceeding Generation, Transmission and Distribution. 2000. 147, (1). Pp 7-14.

[**Nash, 1951**] NASH, J. F, “Non Cooperative Games”, Annals of Mathematics, 54, pp. 286-295, 1951.

[**NERC, 1995**] North American Electric Reliability Council 1995, Interconnected Operations Services Reference Document, Version 1.0, Princeton, NJ, November.

[**Noda, 2005**] NODA, Cristina Schiavi, “Implantação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: A experiência brasileira”. Dissertação de Mestrado. USP, São Paulo, 2005.

[**ONS, 2004**] Operador Nacional do Sistema, “Procedimentos de Rede – Módulos 3”, Disponível em :
< http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/modulo_03.aspx >.
Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**ONS, 2007**] Operador Nacional do Sistema, “Visão Geral do ONS”,

Disponível em: <<http://www.ons.org.br/institucional/relacionamentos.aspx>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Oscullo, 2002**] OSCULLO, José Antonio, “Um Modelo de Pré-Despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão”. Dissertação de Mestrado. UNICAMP, Campinas, 2002.

[**Palácio, 2001**] PALÁCIO, N. J. O.; ALMEIDA, K. C. and ZURN, H. H., “Short term hydrothermal scheduling under bilateral contracts”, IEEE Porto Power Tech Conference, vol. 1, page: 6, September 2001, Porto, Portugal.

[**Paes de Barros, 2004**] PAES DE BARROS, João Ricardo e GEBER DE MELO, Albert Cordeiro, “Usando Técnicas e Algoritmos da Teoria dos Jogos Cooperativos para Repartir Custos de Perdas Ativas na Transmissão - Metodologia e Estudo de Caso”. IX SEPOP. 23 a 27 de maio de 2004. Rio de Janeiro, Brasil.

[**Resolução nº 351/98**] Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998 – Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados”.

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1998351.pdf>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Resolução nº 433/200**] Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução nº 433, de 10 de novembro de 2000 – Atualiza os critérios para composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado e dá outras providências”.

Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download/institucional/res2000433.pdf>>.

Acesso: 23 de fevereiro de 2007.

[**Reta, 2001**] RETA, R. and VARGAS, A., “Electricity Tracing and Loss Allocation Methods Based on Electric Concepts” IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib, vol. 148, no. 6, November 2001.

[Sheble, 1999] SHEBLE, G. B., Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation. Norwell, MA: Kluwer, 1999.

[Silva, 2001] SILVA, Edson Luiz da. “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica”. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001.

[Silva Araújo, 2005] SILVA ARAÚJO, Clissianne da. “Aspectos do Gerenciamento do Congestionamento na Transmissão do Mercado Elétrico Brasileiro”. Monografia (Engenharia Elétrica).UFMA, 2005.

[Sousa, 2003] SOUSA, Thales, “Estudo de Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência”. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Carlos, Brasil, 2003.

[Stacke Silva, 2005] STACKE SILVA, Fábio, “Modelo de Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva”. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília, Brasília - DF, Brasil, 2005.

[Stof, 2002] STOFT, S., Power System Economics: Designing Markets for Electricity, Wiley & Sons, May. 2002.

[Unsihuay, 2002] UNSIHUAY, C. and SAAVEDRA, O. R., “Transmission Loss Allocation Methods in Competitive Electricity Markets”, Proceedings of the XIV Automatic Brazilian Congress, pp. 2598-2604, Natal, Brazil, 2002.

[Unsihuay, 2003] UNSIHUAY, C., “Metodologia para Alocação de Fluxos e Perdas no Sistema de Transmissão em Mercados Elétricos Tipo Pool - Bilateral”. Dissertação de Mestrado. UFMA, São Luís, 2003.

[Unsihuay, 2006] UNSIHUAY, C. e SAAVEDRA, O. R., “Transmission Loss Unbundling and Allocation Under Pool Electricity Markets”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, p 77-84.

[**Washington, 1999**] University of Washington. “Power Systems Test Case Archive”. Disponível em: < <http://www.ee.washington.edu/research/pstca> >.

Acesso: 08 de fevereiro de 2007.

[**Vasconcelos, 2005**] VASCONCELOS, Taciana de, “Um Método Incremental para Alocação das Perdas de Transmissão Baseado no Fluxo de Carga CA”. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2005.

[**Zhaoxita, 2002**] ZHAOXITA, Jing; XIANZHONG, Duan and; YANGZAN, He, “A New Expression – Analysis – Based Losses Allocation Method” IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1982 – 1985, 2002.

[**Zobian, 1997**] ZOBIAN, Assef and ILIC, M. D., “Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part I: Technical Issues”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 539 – 548, May 1997.

Apêndice A – Demonstração da Equação (4.24)

Na equação (4.23), prova-se que o termo imaginário é nulo, pois para cada termo $|I_{km}^b| \cdot |I_{km}^t| \text{sen}(\theta_{km}^{bt})$, existe o similar $|I_{km}^b| \cdot |I_{km}^t| \text{sen}(\theta_{km}^{tb})$. Sendo $\text{sen}(\theta_{km}^{bt}) = -\text{sen}(\theta_{km}^{tb})$, os termos similares se anulam mutuamente. Conseqüentemente tem-se que:

$$\sum_{b=1}^{NG} |I_{km}^b| \sum_{t=1; t \neq b}^{NG} |I_{km}^t| \text{sen}(\theta_{km}^{bt}) = 0 \quad (\text{A.1})$$

Apêndice B – Justificativa Matemática do Princípio da Divisão Proporcional

A justificativa matemática do princípio da divisão proporcional é dada em [Laguna – Velasco, 2002]. Esta justificativa baseia-se no desenvolvimento das equações utilizadas por este princípio a partir de conceitos elétricos simples. Considerando-se a Figura B.1.

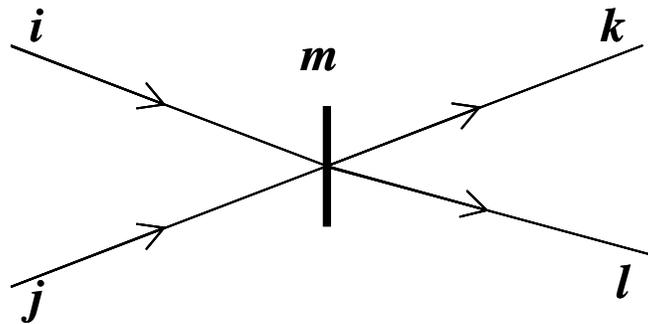


Figura B.1 Princípio da divisão proporcional do fluxo de potência ativa.

Pode-se expressar a tensão na barra m como uma função da impedância do ramo $m-k$, Z_{mk} e, do fluxo de corrente que flui por este ramo, I_{mk} , ou Z_{ml} e I_{ml} , que são respectivamente a impedância e o fluxo de corrente que circula no ramo ml , tem-se que:

$$V_m = Z_{mk} I_{mk} = Z_{ml} I_{ml} \quad (\text{B.1})$$

Alternativamente, pode-se expressar a mesma tensão V_m , como o produto da impedância equivalente, a partir da barra m , e a corrente total injetada na barra m ,

$$V_m = \left(\frac{Z_{mk} Z_{ml}}{Z_{mk} + Z_{ml}} \right) I_T, \quad (\text{B.2})$$

sendo que I_T , a corrente total injetada na barra m , é dada por:

$$I_T = I_{im} + I_{jm}. \quad (\text{B.3})$$

Combinando-se as equações (4.1) e (4.2), e resolvendo para I_{mk} e I_{ml} , tem-se:

$$I_{mk} = \left(\frac{Z_{ml}}{Z_{mk} + Z_{ml}} \right) I_T, \quad (\text{B.4})$$

$$I_{ml} = \left(\frac{Z_{mk}}{Z_{mk} + Z_{ml}} \right) I_T, \quad (\text{B.5})$$

Uma expressão para o fluxo de potência no ramo $m-k$ pode ser obtida como uma função das contribuições de potência devida os fluxos nos ramos $i-m$ e $j-m$:

$$\begin{aligned} S_{mk} &= V_m I_{mk}^* \\ &= V_m \left(\frac{Z_{ml}^*}{Z_{mk}^* + Z_{ml}^*} \right) (I_{im}^* + I_{jm}^*) \\ &= \left(\frac{Z_{ml}^*}{Z_{mk}^* + Z_{ml}^*} \right) (S_{im} + S_{jm}), \end{aligned} \quad (\text{B.6})$$

sendo

$$S_{im} = V_m I_{im}^* \quad (\text{B.7})$$

$$S_{jm} = V_m I_{jm}^* \quad (\text{B.8})$$

De modo semelhante, o fluxo de potência no ramo $m-l$ é:

$$S_{ml} = \left(\frac{Z_{mk}^*}{Z_{mk}^* + Z_{ml}^*} \right) (S_{im} + S_{jm}). \quad (\text{B.9})$$

As equações (4.6) e (4.9) podem ser escritas somente em termos das potências complexas ao invés de potência e impedâncias, utilizando-se das relações,

$Z_{mk} = V_m^2 / S_{mk}^*$ e $Z_{ml} = V_m^2 / S_{ml}^*$, tem-se:

$$S_{mk} = \left(\frac{S_{mk}}{S_{mk} + S_{ml}} \right) S_{im} + \left(\frac{S_{mk}}{S_{mk} + S_{ml}} \right) S_{jm}, \quad (\text{B.10})$$

$$S_{ml} = \left(\frac{S_{ml}}{S_{ml} + S_{mk}} \right) S_{im} + \left(\frac{S_{ml}}{S_{ml} + S_{mk}} \right) S_{jm}. \quad (\text{B.11})$$

Aplicando a relação de conservação de potência ($S_{im} + S_{jm} = S_{mk} + S_{ml}$), às equações (4.10) e (4.11), obtém-se como resultado:

$$S_{mk} = \left(\frac{S_{im}}{S_{im} + S_{jm}} + \frac{S_{jm}}{S_{im} + S_{jm}} \right) S_{mk}, \quad (\text{B.12})$$

$$S_{ml} = \left(\frac{S_{im}}{S_{im} + S_{jm}} + \frac{S_{jm}}{S_{im} + S_{jm}} \right) S_{ml}. \quad (\text{B.13})$$

A separação das componentes real e imaginária das equações (B.12) e (B.13), permite-nos obter expressões para potência ativa e reativa:

$$P_{mk} = \left(\frac{P_{im}}{P_{im} + P_{jm}} + \frac{P_{jm}}{P_{im} + P_{jm}} \right) P_{mk}, \quad (\text{B.14})$$

$$Q_{mk} = \left(\frac{Q_{im}}{Q_{im} + Q_{jm}} + \frac{Q_{jm}}{Q_{im} + Q_{jm}} \right) Q_{mk}, \quad (\text{B.15})$$

$$P_{ml} = \left(\frac{P_{im}}{P_{im} + P_{jm}} + \frac{P_{jm}}{P_{im} + P_{jm}} \right) P_{ml}, \quad (\text{B.16})$$

$$Q_{ml} = \left(\frac{Q_{im}}{Q_{im} + Q_{jm}} + \frac{Q_{jm}}{Q_{im} + Q_{jm}} \right) Q_{ml}. \quad (\text{B.17})$$

As equações (B.14) – (B.17), nos permitem determinar a relação de proporcionalidade, entre os fluxos que entram e os fluxos que deixam um nó qualquer m . Esta demonstração fundamenta matematicamente o princípio da divisão proporcional utilizado neste trabalho.

Apêndice C – Demonstração da Equação (4.64)

Na equação (4.63), prova-se que o termo imaginário é nulo, pois para cada termo $\left| I_{km}^{i(b)} \right| \cdot \left| I_{km}^{j(b)} \right| \text{sen}(\theta_{km}^{i(b)j(b)})$, existe o similar $\left| I_{km}^{i(b)} \right| \cdot \left| I_{km}^{j(b)} \right| \text{sen}(\theta_{km}^{j(b)i(b)})$ e para cada termo $\left| I_{km}^{i(b)} \right| \cdot \left| I_{km}^{p(t)} \right| \text{sen}(\theta_{km}^{i(b)p(t)})$, também existe um similar $\left| I_{km}^{i(b)} \right| \cdot \left| I_{km}^{p(t)} \right| \text{sen}(\theta_{km}^{p(t)i(b)})$. Sendo $\text{sen}(\theta_{km}^{i(b)j(b)}) = -\text{sen}(\theta_{km}^{j(b)i(b)})$ e $\text{sen}(\theta_{km}^{i(b)p(t)}) = -\text{sen}(\theta_{km}^{p(t)i(b)})$, os termos similares se anulam mutuamente. Conseqüentemente tem-se que:

$$\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)j(b)} = 0 \quad (C.1)$$

e

$$\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)p(t)} = 0 \quad (C.2)$$

logo,

$$j z_{km} \left[\left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^{NC} \left| I_{km}^{j(b)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)j(b)} + \left| I_{km}^{i(b)} \right| \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq b}}^{NG} \sum_{p=1}^{NC} \left| I_{km}^{p(t)} \right| \sin \theta_{km}^{i(b)p(t)} \right] = 0 \quad (C.3)$$

Apêndice D – Dados para o Caso Base do Sistema de 5 Barras**➤ Dados das Barras**

- T Tipo de barra
 0: Barra de carga
 1: Barra de geração PV
 2: Barra de referência SW
- VM Módulo de tensão (p.u.)
- VA Ângulo de tensão (graus)
- PG Potência ativa gerada (MW)
- QG Potência reativa gerada (MVA_r)
- PD Demanda ativa de carga (MW)
- QD Demanda reativa de carga (MVA_r)
- BS Susceptância shunt (MVA_r para V = 1 p.u.)

Tabela D.1 – Dados de Barra para o Sistema de Cinco Barras

Barra Nº	T	VM	VA	PG	QG	PD	QG	BS
1	2	1,0500	0,00	226,44	46,341	45	15	0
2	0	0,9898	-10,17	-	-	162,5	20	0
3	1	1,0326	-6,70	74,95	62,246	80	20	0
4	1	1,0500	1,22	136,31	22,089	50	20	0
5	0	1,0154	-4,33	-	-	90	25	0

➤ **Dados dos Ramos**

NS Número de barra de saída

NC Número de barra de saída

R Resistência (p.u.)

X Reatância série (p.u.)

B Susceptância total (p.u.)

Tap Tap nominal do transformador

Tabela D.2 – Dados de Ramos para o Sistema de Cinco Barras

BS	BC	R	X	B	Tap
1	2	0,042	0,168	0,030	0,00
2	3	0,031	0,126	0,020	0,00
3	5	0,053	0,210	0,015	0,00
3	4	0,084	0,336	0,012	0,00
5	4	0,063	0,252	0,011	0,00
5	1	0,031	0,126	0,010	0,00

Apêndice E – Dados para o Caso Base do Sistema IEEE 30**➤ Dados das Barras**

T	Tipo de barra
	0: Barra de carga
	1: Barra de geração PV
	2: Barra de referência SW
VM	Módulo de tensão (p.u.)
VA	Ângulo de tensão (graus)
PG	Potência ativa gerada (MW)
QG	Potência reativa gerada (MVA _r)
PD	Demanda ativa de carga (MW)
QD	Demanda reativa de carga (MVA _r)
BS	Susceptância shunt (MVA _r para V = 1 p.u.)

Tabela E.1 – Dados de Barras - IEEE-30

Barra Nº	T	VM	VA	PG	QG	PD	QG	BS
1	3	1,0600	0,00	191,95	-8,671	0	0	0
2	2	1,0450	-3,89	50,00	48,434	21,7	22,7	0
3	0	1,0261	-6,16	-	-	2,4	1,2	0
4	0	1,0181	-7,41	-	-	11,6	5,6	0
5	2	1,0100	-10,64	23,75	25,295	94,2	19	0
6	0	1,0126	-8,47	-	-	0	0	0
7	0	1,0037	-9,89	-	-	22,8	10,9	0
8	2	1,0100	-8,68	22,50	24,300	30	30	0
9	0	1,0251	-11,06	-	-	0	0	0
10	0	1,0028	-13,05	-	-	5,8	2	0
11	2	1,0820	-9,98	10,00	29,703	0	0	0
12	0	1,0263	-13,12	-	-	11,2	7,5	0
13	2	1,0710	-13,12	0,00	34,175	0	0	0
14	0	1,0089	-13,98	-	-	6,2	1,6	0
15	0	1,0028	-13,94	-	-	8,2	2,5	0
16	0	1,0091	-13,38	-	-	3,5	1,8	0
17	0	0,9993	-13,38	-	-	9	5,8	0
18	0	0,9903	-14,38	-	-	3,2	0,9	0
19	0	0,9860	-14,43	-	-	9,5	3,4	0
20	0	0,9894	-14,15	-	-	2,2	0,7	0

Continuação...

Barra Nº	T	VM	VA	PG	QG	PD	QG	BS
21	0	0,9894	-13,55	-	-	17,5	11,2	0
22	0	0,9898	-13,53	-	-	0	0	0
23	0	0,9874	-14,11	-	-	3,2	1,6	0
24	0	0,9756	-13,97	-	-	8,7	6,7	0
25	0	0,9757	-13,62	-	-	0	0	0
26	0	0,9573	-14,08	-	-	3,5	2,3	0
27	0	0,9847	-13,13	-	-	0	0	0
28	0	1,0079	-8,96	-	-	0	0	0
29	0	0,9640	-14,46	-	-	2,4	0,9	0
30	0	0,9521	-15,41	-	-	10,6	1,9	0

➤ **Dados de Ramos**

- NS Número de barra de saída
 NC Número de barra de saída
 R Resistência (p.u.)
 X Reatância série (p.u.)
 B Susceptância total (p.u.)
 Tap Tap nominal do transformador

Tabela E.2 – Dados de Ramos - IEEE-30

BS	BC	R	X	B	Tap
1	2	0,019	0,058	0,053	0,00
1	3	0,045	0,185	0,041	0,00
2	4	0,057	0,174	0,037	0,00
3	4	0,013	0,038	0,008	0,00
2	5	0,047	0,198	0,042	0,00
2	6	0,058	0,176	0,037	0,00
4	6	0,01	0,04	0,01	0,00
5	7	0,05	0,12	0,02	0,00
6	7	0,03	0,08	0,02	0,00
6	8	0,01	0,04	0,01	0,00
6	9	0,00	0,21	0,00	0,00
6	10	0,00	0,56	0,00	0,00
9	11	0,00	0,21	0,00	0,00
9	10	0,00	0,11	0,00	0,00
4	12	0,00	0,26	0,00	0,00
12	13	0,00	0,14	0,00	0,00
12	14	0,12	0,26	0,00	0,00
12	15	0,07	0,13	0,00	0,00
12	16	0,09	0,20	0,00	0,00
14	15	0,22	0,20	0,00	0,00
16	17	0,08	0,19	0,00	0,00

Continuação...

BS	BC	R	X	B	Tap
15	18	0,11	0,22	0,00	0,00
18	19	0,06	0,13	0,00	0,00
19	20	0,03	0,07	0,00	0,00
10	20	0,09	0,21	0,00	0,00
10	17	0,03	0,08	0,00	0,00
10	21	0,03	0,07	0,00	0,00
10	22	0,07	0,15	0,00	0,00
21	22	0,01	0,02	0,00	0,00
15	23	0,10	0,20	0,00	0,00
22	24	0,12	0,18	0,00	0,00
23	24	0,13	0,27	0,00	0,00
24	25	0,19	0,33	0,00	0,00
25	26	0,25	0,38	0,00	0,00
25	27	0,11	0,21	0,00	0,00
28	27	0,00	0,40	0,00	0,00
27	29	0,22	0,42	0,00	0,00
27	30	0,32	0,60	0,00	0,00
29	30	0,24	0,45	0,00	0,00
8	28	0,06	0,20	0,04	0,00
6	28	0,02	0,06	0,01	0,00

Tabela E.3 – Fluxos e perdas nos ramos – IEEE 30 (caso base)

Barra Inicial	Barra Final	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	2	127,24	-13,36	-124,46	15,85	2,79	2,49
1	3	64,71	4,69	-63,01	-2,15	1,70	2,54
2	4	39,07	2,53	-38,26	-3,99	0,81	-1,46
3	4	60,61	0,95	-60,14	-0,50	0,46	0,45
2	5	64,21	4,57	-62,41	-1,41	1,80	3,16
2	6	49,47	2,78	-48,16	-2,75	1,31	0,03
4	6	46,17	0,15	-45,92	-0,23	0,24	-0,08
5	7	-8,04	7,71	8,10	-9,61	0,06	-1,91
6	7	31,16	0,34	-30,90	-1,29	0,25	-0,95
6	8	10,08	2,91	-10,06	-3,78	0,01	-0,87
6	9	22,56	-5,57	-22,56	6,67	0,00	1,10
6	10	14,61	2,36	-14,61	-1,17	0,00	1,19
9	11	-10,00	-27,96	10,00	29,70	0,00	1,75
9	10	32,56	21,29	-32,56	-19,71	0,00	1,58
4	12	40,64	-1,26	-40,64	5,34	0,00	4,08
12	13	0,00	-32,75	0,00	34,18	0,00	1,43
12	14	7,65	3,34	-7,57	-3,17	0,08	0,17
12	15	16,41	10,24	-16,18	-9,78	0,24	0,46
12	16	5,38	6,33	-5,31	-6,20	0,06	0,13
14	15	1,37	1,57	-1,36	-1,56	0,01	0,01
16	17	1,81	4,40	-1,80	-4,36	0,02	0,04

Continuação...

Barra Inicial	Barra Final	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
15	18	5,09	3,29	-5,06	-3,21	0,04	0,08
18	19	1,86	2,31	-1,85	-2,30	0,01	0,01
19	20	-7,65	-1,10	7,67	1,14	0,02	0,04
10	20	9,97	2,05	-9,87	-1,84	0,10	0,22
10	17	7,22	1,49	-7,20	-1,44	0,02	0,05
10	21	16,25	10,45	-16,12	-10,18	0,13	0,28
10	22	7,92	4,88	-7,86	-4,75	0,06	0,13
21	22	-1,38	-1,02	1,38	1,03	0,00	0,00
15	23	4,24	5,54	-4,19	-5,45	0,05	0,10
22	24	6,48	3,73	-6,41	-3,62	0,07	0,10
23	24	0,99	3,85	-0,97	-3,80	0,02	0,04
24	25	-1,32	0,73	1,32	-0,72	0,00	0,01
25	26	3,55	2,37	-3,50	-2,30	0,05	0,07
25	27	-4,87	-1,65	4,90	1,71	0,03	0,06
28	27	18,21	6,55	-18,21	-5,09	0,00	1,46
27	29	6,20	1,69	-6,11	-1,51	0,09	0,18
27	30	7,11	1,69	-6,93	-1,36	0,18	0,33
29	30	3,71	0,61	-3,67	-0,54	0,04	0,07
8	28	2,56	-1,92	-2,56	-2,43	0,00	-4,34
6	28	15,69	2,94	-15,65	-4,12	0,04	-1,18
					TOTAL	10,80	13,04

Apêndice F – Dados para o Caso Base do Sistema IEEE 118**➤ Dados de Barra**

T	Tipo de barra
	0: Barra de carga
	1: Barra de geração PV
	2: Barra de referência SW
VM	Módulo de tensão (p.u.)
VA	Ângulo de tensão (graus)
PG	Potência ativa gerada (MW)
QG	Potência reativa gerada (MVar)
PD	Demanda ativa de carga (MW)
QD	Demanda reativa de carga (MVar)
BS	Susceptância shunt (MVar para $V = 1$ p.u.)

Tabela F.1 – Dados de Barra – IEEE 118

Barra Nº	T	VM	VA	PG	QG	PD	QD	BS
1	2	0,9550	11,03	0,00	-2,61	51	27	0,00
2	0	0,9714	11,57	0,00	0,00	20	9	0,00
3	0	0,9675	11,92	0,00	0,00	39	10	0,00
4	2	0,9980	15,65	-9,00	-2,80	30	12	0,00
5	0	1,0011	16,11	0,00	0,00	0	0	-0,40
6	2	0,9900	13,36	0,00	17,69	52	22	0,00
7	0	0,9894	12,91	0,00	0,00	19	2	0,00
8	2	1,0150	21,23	-28,00	-40,73	0	0	0,00
9	0	1,0428	28,48	0,00	0,00	0	0	0,00
10	2	1,0500	36,06	450,00	-50,88	0	0	0,00
11	0	0,9848	13,07	0,00	0,00	70	23	0,00
12	2	0,9900	12,54	85,00	94,29	47	10	0,00
13	0	0,9678	11,68	0,00	0,00	34	16	0,00
14	0	0,9836	11,81	0,00	0,00	14	1	0,00
15	2	0,9700	11,46	0,00	17,54	90	30	0,00
16	0	0,9826	12,24	0,00	0,00	25	10	0,00
17	0	0,9910	14,05	0,00	0,00	11	3	0,00
18	2	0,9730	11,77	0,00	36,44	60	34	0,00
19	2	0,9620	11,30	0,00	-14,32	45	25	0,00
20	0	0,9570	12,17	0,00	0,00	18	3	0,00
21	0	0,9578	13,75	0,00	0,00	14	8	0,00
22	0	0,9691	16,29	0,00	0,00	10	5	0,00
23	0	0,9995	21,20	0,00	0,00	7	3	0,00
24	2	0,9920	21,05	-13,00	-13,41	0	0	0,00
25	2	1,0500	28,13	220,00	166,32	0	0	0,00
26	2	1,0150	29,98	314,00	-130,48	0	0	0,00
27	2	0,9680	15,56	-9,00	3,96	62	13	0,00
28	0	0,9616	13,84	0,00	0,00	17	7	0,00
29	0	0,9632	12,85	0,00	0,00	24	4	0,00
30	0	1,0088	19,18	0,00	0,00	0	0	0,00
31	2	0,9670	12,97	7,00	35,14	43	27	0,00
32	2	0,9630	15,02	0,00	-16,30	59	23	0,00
33	0	0,9697	10,86	0,00	0,00	23	9	0,00
34	2	0,9840	11,50	0,00	25,63	59	26	0,14
35	0	0,9800	11,05	0,00	0,00	33	9	0,00
36	2	0,9800	11,05	0,00	12,14	31	17	0,00
37	0	0,9880	12,00	0,00	0,00	0	0	-0,24
38	0	1,0022	17,29	0,00	0,00	0	0	0,00
39	0	0,9690	8,57	0,00	0,00	27	11	0,00
40	2	0,9700	7,47	-46,00	31,68	20	23	0,00
41	0	0,9668	7,03	0,00	0,00	37	10	0,00
42	2	0,9850	8,64	-59,00	41,07	37	23	0,00
43	0	0,9697	11,51	0,00	0,00	18	7	0,00
44	0	0,9667	14,16	0,00	0,00	16	8	0,09
45	0	0,9739	15,94	0,00	0,00	53	22	0,09
46	2	1,0050	18,56	19,00	17,33	28	10	0,10
47	0	1,0170	20,77	0,00	0,00	34	0	0,00
48	0	1,0146	20,10	0,00	0,00	20	11	0,15
49	2	1,0250	20,99	204,00	134,85	87	30	0,00
50	0	1,0011	18,95	0,00	0,00	17	4	0,00
51	0	0,9669	16,33	0,00	0,00	17	8	0,00
52	0	0,9568	15,38	0,00	0,00	18	5	0,00
53	0	0,9460	14,40	0,00	0,00	23	11	0,00
54	2	0,9550	15,31	48,00	3,96	113	32	0,00
55	2	0,9520	15,02	0,00	4,54	63	22	0,00
56	2	0,9540	15,21	0,00	-2,36	84	18	0,00
57	0	0,9706	16,42	0,00	0,00	12	3	0,00
58	0	0,9590	15,56	0,00	0,00	12	3	0,00
59	2	0,9850	19,37	155,00	119,18	277	113	0,00

Barra Nº	T	VM	VA	PG	QG	PD	QD	BS
60	0	0,9932	23,17	0,00	0,00	78	3	0,00
61	2	0,9950	24,06	160,00	-38,78	0	0	0,00
62	2	0,9980	23,44	0,00	1,19	77	14	0,00
63	0	0,9926	22,80	0,00	0,00	0	0	0,00
64	0	0,9983	24,53	0,00	0,00	0	0	0,00
65	2	1,0050	27,68	391,00	-259,44	0	0	0,00
66	2	1,0500	27,51	392,00	196,30	39	18	0,00
67	0	1,0197	24,87	0,00	0,00	28	7	0,00
68	0	1,0122	27,51	0,00	0,00	0	0	0,00
69	3	1,0350	30,00	513,52	87,10	0	0	0,00
70	2	0,9840	22,61	0,00	8,19	66	20	0,00
71	0	0,9868	22,19	0,00	0,00	0	0	0,00
72	2	0,9800	21,07	-12,00	-11,12	0	0	0,00
73	2	0,9910	21,98	-6,00	9,66	0	0	0,00
74	2	0,9580	21,64	0,00	5,31	68	27	0,11
75	0	0,9673	22,90	0,00	0,00	47	11	0,00
76	2	0,9430	21,74	0,00	5,25	68	36	0,00
77	2	1,0060	26,66	0,00	35,50	61	28	0,00
78	0	1,0018	26,38	0,00	0,00	71	26	0,00
79	0	1,0044	26,71	0,00	0,00	39	32	0,20
80	2	1,0400	28,88	477,00	225,65	130	26	0,00
81	0	1,0279	27,95	0,00	0,00	0	0	0,00
82	0	0,9797	27,32	0,00	0,00	54	27	0,19
83	0	0,9757	28,53	0,00	0,00	20	10	0,10
84	0	0,9769	30,96	0,00	0,00	11	7	0,00
85	2	0,9850	32,45	0,00	4,28	24	15	0,00
86	0	0,9867	31,09	0,00	0,00	21	10	0,00
87	2	1,0150	31,34	4,00	11,03	0	0	0,00
88	0	0,9875	35,58	0,00	0,00	48	10	0,00
89	2	1,0050	39,63	607,00	-5,34	0	0	0,00
90	2	0,9850	33,23	-85,00	59,09	78	42	0,00
91	2	0,9800	33,25	-10,00	-13,08	0	0	0,00
92	2	0,9900	33,80	0,00	-13,84	65	10	0,00
93	0	0,9845	30,77	0,00	0,00	12	7	0,00
94	0	0,9881	28,61	0,00	0,00	30	16	0,00
95	0	0,9776	27,65	0,00	0,00	42	31	0,00
96	0	0,9883	27,50	0,00	0,00	38	15	0,00
97	0	1,0091	27,84	0,00	0,00	15	9	0,00
98	0	1,0235	27,32	0,00	0,00	34	8	0,00
99	2	1,0100	26,96	-42,00	-17,54	0	0	0,00
100	2	1,0170	27,96	252,00	97,02	37	18	0,00
101	0	0,9914	29,55	0,00	0,00	22	15	0,00
102	0	0,9891	32,28	0,00	0,00	5	3	0,00
103	2	1,0100	24,21	40,00	75,42	23	16	0,00
104	2	0,9710	21,64	0,00	2,45	38	25	0,00
105	2	0,9650	20,54	0,00	0,05	31	26	0,19
106	0	0,9612	20,28	0,00	0,00	43	16	0,00
107	2	0,9520	17,48	-22,00	11,94	28	12	0,05
108	0	0,9662	19,34	0,00	0,00	2	1	0,00
109	0	0,9670	18,89	0,00	0,00	8	3	0,00
110	2	0,9730	18,04	0,00	5,92	39	30	0,06
111	2	0,9800	19,69	36,00	-1,84	0	0	0,00
112	2	0,9750	14,94	-43,00	41,51	25	13	0,00
113	2	0,9930	13,98	-6,00	20,25	0	0	0,00
114	0	0,9601	14,69	0,00	0,00	8	3	0,00
115	0	0,9600	14,68	0,00	0,00	22	7	0,00
116	2	1,0050	27,12	-184,00	-175,38	0	0	0,00
117	0	0,9738	11,00	0,00	0,00	20	8	0,00
118	0	0,9494	21,90	0,00	0,00	33	15	0,00

➤ **Dados de Ramos**

NS: Número de barra de saída

NC: Número de barra de saída

R: Resistência (p.u.)

X: Reatância série (p.u.)

B: Susceptância total (p.u.)

Tap: Tap nominal do transformador

Tabela F.2 – Dados de Ramo – IEEE 118

BS	BC	R	X	B	Tap
1	2	0,030	0,100	0,025	0,00
1	3	0,013	0,042	0,011	0,00
2	12	0,019	0,062	0,016	0,00
3	5	0,024	0,108	0,028	0,00
3	12	0,048	0,160	0,041	0,00
4	5	0,002	0,008	0,002	0,00
4	11	0,02	0,07	0,02	0,00
5	6	0,01	0,05	0,01	0,00
8	5	0,00	0,03	0,00	0,00
5	11	0,02	0,07	0,02	0,00
6	7	0,00	0,02	0,01	0,00
7	12	0,01	0,03	0,01	0,00
8	9	0,00	0,03	1,16	0,00
8	30	0,00	0,05	0,51	0,00
9	10	0,00	0,03	1,23	0,00
11	12	0,01	0,02	0,01	0,00
11	13	0,02	0,07	0,01	0,00
12	14	0,02	0,07	0,02	0,00
12	16	0,02	0,08	0,02	0,00
12	117	0,03	0,14	0,04	0,00
13	15	0,07	0,24	0,06	0,00
14	15	0,06	0,20	0,05	0,00
15	17	0,01	0,04	0,04	0,00
15	19	0,01	0,04	0,01	0,00
15	33	0,04	0,12	0,03	0,00
16	17	0,05	0,18	0,05	0,00
17	18	0,01	0,05	0,01	0,00
30	17	0,00	0,04	0,00	0,00
17	31	0,05	0,16	0,04	0,00
17	113	0,01	0,03	0,01	0,00
18	19	0,01	0,05	0,01	0,00

BS	BC	R	X	B	Tap
19	20	0,03	0,12	0,03	0,00
19	34	0,08	0,25	0,06	0,00
20	21	0,02	0,08	0,02	0,00
21	22	0,02	0,10	0,02	0,00
22	23	0,03	0,16	0,04	0,00
23	24	0,01	0,05	0,05	0,00
23	25	0,02	0,08	0,09	0,00
23	32	0,03	0,12	0,12	0,00
24	70	0,10	0,41	0,10	0,00
24	72	0,05	0,20	0,05	0,00
26	25	0,00	0,04	0,00	0,00
25	27	0,03	0,16	0,18	0,00
26	30	0,01	0,09	0,91	0,00
27	28	0,02	0,09	0,02	0,00
27	32	0,02	0,08	0,02	0,00
27	115	0,02	0,07	0,02	0,00
28	29	0,02	0,09	0,02	0,00
29	31	0,01	0,03	0,01	0,00
30	38	0,00	0,05	0,42	0,00
31	32	0,03	0,10	0,03	0,00
32	113	0,06	0,20	0,05	0,00
32	114	0,01	0,06	0,02	0,00
33	37	0,04	0,14	0,04	0,00
34	36	0,01	0,03	0,01	0,00
34	37	0,00	0,01	0,01	0,00
34	43	0,04	0,17	0,04	0,00
35	36	0,00	0,01	0,00	0,00
35	37	0,01	0,05	0,01	0,00
38	37	0,00	0,04	0,00	0,00
37	39	0,03	0,11	0,03	0,00
37	40	0,06	0,17	0,04	0,00
38	65	0,01	0,10	1,05	0,00
39	40	0,02	0,06	0,02	0,00
40	41	0,01	0,05	0,01	0,00
40	42	0,06	0,18	0,05	0,00
41	42	0,04	0,14	0,03	0,00
42	49	0,04	0,16	0,17	0,00
43	44	0,06	0,25	0,06	0,00
44	45	0,02	0,09	0,02	0,00
45	46	0,04	0,14	0,03	0,00
45	49	0,07	0,19	0,04	0,00
46	47	0,04	0,13	0,03	0,00
46	48	0,06	0,19	0,05	0,00
47	49	0,02	0,06	0,02	0,00
47	69	0,08	0,28	0,07	0,00
48	49	0,02	0,05	0,01	0,00

BS	BC	R	X	B	Tap
49	50	0,03	0,08	0,02	0,00
49	51	0,05	0,14	0,03	0,00
49	54	0,04	0,15	0,15	0,00
49	66	0,01	0,05	0,05	0,00
49	69	0,10	0,32	0,08	0,00
50	57	0,05	0,13	0,03	0,00
51	52	0,02	0,06	0,01	0,00
51	58	0,03	0,07	0,02	0,00
52	53	0,04	0,16	0,04	0,00
53	54	0,03	0,12	0,03	0,00
54	55	0,02	0,07	0,02	0,00
54	56	0,00	0,01	0,01	0,00
54	59	0,05	0,23	0,06	0,00
55	56	0,00	0,02	0,00	0,00
55	59	0,05	0,22	0,06	0,00
56	57	0,03	0,10	0,02	0,00
56	58	0,03	0,10	0,02	0,00
56	59	0,04	0,12	0,11	0,00
59	60	0,03	0,15	0,04	0,00
59	61	0,03	0,15	0,04	0,00
63	59	0,00	0,04	0,00	0,00
60	61	0,00	0,01	0,01	0,00
60	62	0,01	0,06	0,01	0,00
61	62	0,01	0,04	0,01	0,00
64	61	0,00	0,03	0,00	0,00
62	66	0,05	0,22	0,06	0,00
62	67	0,03	0,12	0,03	0,00
63	64	0,00	0,02	0,22	0,00
64	65	0,00	0,03	0,38	0,00
65	66	0,00	0,04	0,00	0,00
65	68	0,00	0,02	0,64	0,00
66	67	0,02	0,10	0,03	0,00
68	69	0,00	0,04	0,00	0,00
68	81	0,00	0,02	0,81	0,00
68	116	0,00	0,00	0,16	0,00
69	70	0,03	0,13	0,12	0,00
69	75	0,04	0,12	0,12	0,00
69	77	0,03	0,10	0,10	0,00
70	71	0,01	0,04	0,01	0,00
70	74	0,04	0,13	0,03	0,00
70	75	0,04	0,14	0,04	0,00
71	72	0,04	0,18	0,04	0,00
71	73	0,01	0,05	0,01	0,00
74	75	0,01	0,04	0,01	0,00
75	77	0,06	0,20	0,05	0,00
75	118	0,01	0,05	0,01	0,00
76	77	0,04	0,15	0,04	0,00
76	118	0,02	0,05	0,01	0,00

BS	BC	R	X	B	Tap
77	78	0,00	0,01	0,01	0,00
77	80	0,01	0,03	0,07	0,00
77	82	0,03	0,09	0,08	0,00
78	79	0,01	0,02	0,01	0,00
79	80	0,02	0,07	0,02	0,00
81	80	0,00	0,04	0,00	0,00
80	96	0,04	0,18	0,05	0,00
80	97	0,02	0,09	0,03	0,00
80	98	0,02	0,11	0,03	0,00
80	99	0,05	0,21	0,05	0,00
82	83	0,01	0,04	0,04	0,00
82	96	0,02	0,05	0,05	0,00
83	84	0,06	0,13	0,03	0,00
83	85	0,04	0,15	0,03	0,00
84	85	0,03	0,06	0,01	0,00
85	86	0,04	0,12	0,03	0,00
85	88	0,02	0,10	0,03	0,00
85	89	0,02	0,17	0,05	0,00
86	87	0,03	0,21	0,04	0,00
88	89	0,01	0,07	0,02	0,00
89	90	0,02	0,07	0,16	0,00
89	92	0,01	0,04	0,10	0,00
90	91	0,03	0,08	0,02	0,00
91	92	0,04	0,13	0,03	0,00
92	93	0,03	0,08	0,02	0,00
92	94	0,05	0,16	0,04	0,00
92	100	0,06	0,30	0,08	0,00
92	102	0,01	0,06	0,01	0,00
93	94	0,02	0,07	0,02	0,00
94	95	0,01	0,04	0,01	0,00
94	96	0,03	0,09	0,02	0,00
94	100	0,02	0,06	0,06	0,00
95	96	0,02	0,05	0,01	0,00
96	97	0,02	0,09	0,02	0,00
98	100	0,04	0,18	0,05	0,00
99	100	0,02	0,08	0,02	0,00
100	101	0,03	0,13	0,03	0,00
100	103	0,02	0,05	0,05	0,00
100	104	0,05	0,20	0,05	0,00
100	106	0,06	0,23	0,06	0,00
101	102	0,02	0,11	0,03	0,00
103	104	0,05	0,16	0,04	0,00
103	105	0,05	0,16	0,04	0,00

Continuação...

BS	BC	R	X	B	Tap
103	110	0,04	0,18	0,05	0,00
104	105	0,01	0,04	0,01	0,00
105	106	0,01	0,05	0,01	0,00
105	107	0,05	0,18	0,05	0,00
105	108	0,03	0,07	0,02	0,00
106	107	0,05	0,18	0,05	0,00
108	109	0,01	0,03	0,01	0,00
109	110	0,03	0,08	0,02	0,00
110	111	0,02	0,08	0,02	0,00
110	112	0,02	0,06	0,06	0,00
114	115	0,00	0,01	0,00	0,00