

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS – GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DE ELETRICIDADE

METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE FLUXOS E
PERDAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM
MERCADOS ELÉTRICOS TIPO POOL – BILATERAL

Clodomiro Unsihuay Vila

São Luís - MA, Brasil

Julho 2003

**METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE FLUXOS E
PERDAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM
MERCADOS ELÉTRICOS TIPO POOL – BILATERAL**

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão
como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Por

CLODOMIRO UNSIHUAY VILA

São Luís - MA, Brasil

Julho 2003

Vila Unsihuay, Clodomiro.

Metodologia para alocação de fluxos e perdas no sistema de transmissão em mercados elétricos tipo pool-bilateral./ Clodomiro Unsihuay Vila – São Luis, 2003.

101 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, 2003.

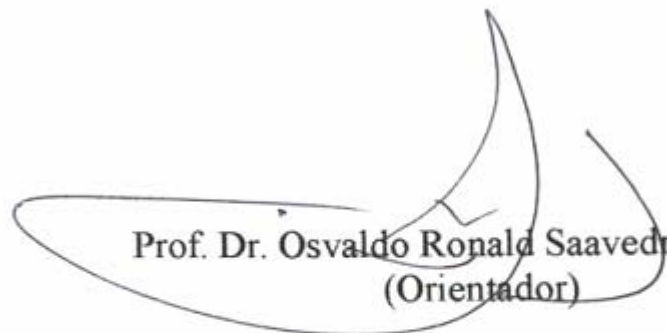
1. Energia elétrica – Sistemas de transmissão. I. Título.

CDU 621.315

**METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE FLUXOS E
PERDAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM
MERCADOS ELÉTRICOS TIPO POOL – BILATERAL**

CLODOMIRO UNSIHUAY VILA

Dissertação Aprovada em 30 de julho de 2003.



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



**Prof. Dr. Ricardo Bernardo Prada
(Membro da Banca Examinadora)**



**Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
(Membro da Banca Examinadora)**

**METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE FLUXOS E
PERDAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM
MERCADOS ELÉTRICOS TIPO POOL – BILATERAL**

MESTRADO

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

CLODOMIRO UNSIHUAY VILA

ORIENTADOR: Dr. OSVALDO RONALD SAAVEDRA MENDEZ

Programa de Pós - Graduação
em Engenharia de Eletricidade da
Universidade Federal do Maranhão

Dedico este trabalho:

*Em homenagem à memória de minha Mãe Silvia Vila por seu infinito amor
e carinho, esforços e sua eterna presença.*

Ao meu Pai, Aurélio pelos esforços, carinho e dedicação.

Ao meus irmãos, Estela e Wilder pelo carinho, incentivo e apoio.

Minhas homenagens e gratidões.

AGRADECIMENTOS

Especialmente, desejo agradecer ao meu Orientador, Professor Osvaldo Ronald Saavedra Mendez o permanente apoio, companheirismo e por ter-me encorajado nesta idéia. Tem sido para mim um verdadeiro privilegio contar com sua experimentada guia com seus conhecimentos e experiência, que mostra seu continuo labor na pesquisa operacional. Devo reconhecer sua grande paciência e sabedoria, já que em muitas ocasiões foram colocadas em prova. Coisas das quais só posso responder com gratidão e amizade.

Meu agradecimento à Professora Maria da Guia da Silva, pelos incentivos e orientações recebidas, e também pelos muitas gentilezas e atenções a mim dispensadas durante todo o Curso.

Agradeço também a todos os Professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, em especial aos Professores Vicente Leonardo Paucar, José Eduardo Onoda Pessanha, Allan Kardec Duailibe Barros pela amizade, incentivo e orientações recebidas durante o Curso de Mestrado.

À minha família: meus pais e irmãos pelo carinho, incentivo, compreensão, e todo apoio no decorrer de minha vida. Minha eterna gratidão.

Aos amigos e colegas do Grupo de Sistemas de Potencia (GSP), especialmente para o Alex, Sérgio, Aniceto, Manfred, Heitor, Anselmo e Deusdete pela amizade e companheirismo em muitos bons momentos do curso.

Agradeço ainda, à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro de estudos a mim concedida.

Finalmente, deixo meus agradecimentos a todos cujos nomes encheriam esta sessão o que me deixa bastante lisonjeado.

RESUMO

Com o objetivo de promover a competição e eficiência econômica em mercados de energia elétrica, tem sido estabelecido o acesso aberto ao sistema de transmissão. Conseqüentemente, surgiu a necessidade de alocar o custo da utilização do sistema de transmissão entre os diferentes usuários dessa rede. Na maioria dos trabalhos da literatura, os custos pelo uso do sistema de transmissão e o custo das perdas na rede são alocados a cada usuário de acordo com o seu nível de potência circulando pela rede. Sendo assim, uma decomposição precisa e não-discriminatória dos fluxos e perdas em contribuições individuais para cada agente do mercado faz-se fundamental. No entanto, este problema é complexo e não trivial, devido principalmente à natureza não-linear do fluxo de potência e perdas.

Nesta dissertação é proposta uma metodologia para alocação de fluxos de potência e perdas no sistema de transmissão em mercado elétrico *pool*-bilateral. A metodologia proposta utiliza o estado base do fluxo de potência, em combinação com técnicas de circuitos elétricos e um esquema de decomposição baseado em pares de transações de energia.

O modelo proposto é exato na decomposição dos fluxos de potência e perdas nos ramos do sistema de transmissão para cada agente do mercado elétrico independentemente que este esteja operando em um mercado tipo *pool*, mercado de contratos bilaterais ou na presença de ambos. Além disso, o método proposto também calcula a decomposição nodal de fluxos de potência e perdas para cada agente, refletindo exatamente às alocações ou decomposições nos ramos em cada barra.

Para efeito de análise e comparação dos resultados da metodologia proposta foram feitos vários testes utilizando os seguintes sistemas-teste: sistema cinco barras, sistema IEEE-14 e IEEE-118. Os resultados e comparações com outros três métodos mostram claramente o melhor desempenho da metodologia proposta.

ABSTRACT

In order to promote the competition and economic efficiency in electric energy markets, it has been established the transmission open access. In consequence, it is necessary to allocate the transmission cost between all of the transmission users. In most of literature work, costs due to the utilization of the transmission system and transmission loss are allocated according to the level of power flowing in the network. Thus, an accurate and non discriminatory decomposition of flows and losses into individual contributions for each market agent is imperative. Nevertheless, this is a complex, non trivial problem, mainly because of the non linear nature of the power flow and losses.

In this dissertation, a methodology for transmission utilization and losses allocation under pool-bilateral electricity markets is proposed. The methodology uses the power flow base case, combined with electric circuit techniques and a decomposition transaction pairs energy based scheme.

Our model is accurate in the decomposition of the power flows and losses in the transmission system branches for each market agent, whether or not it is operating within a pool type, bilateral contract market or in both. Moreover, our method also computes the nodal allocation and decomposition of the power flows and losses for each agent, exactly reflecting the branches allocations and decompositions at each bus system.

For comparison and analysis of the proposed approach, several tests have been done using the following test systems: a 5-bus system; IEEE-14 and IEEE-118 systems. Results and comparisons with other three methods clearly illustrate the better performance of the proposed methodology.

SUMÁRIO

Lista de Tabelas.....	vi
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Abreviaturas e Símbolos.....	ix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Proposta deste Trabalho.....	6
2. O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE FLUXOS E PERDAS EM MERCADOS ELÉTRICOS COMPETITIVOS.....	8
2.1 Introdução	8
2.2 Formulação do Problema.....	9
2.2.1 Diferenças entre Compensação e alocação de Perdas.....	11
2.2.2 Formas de Compensar Perdas em Mercados Elétricos.....	12
2.3 Revisão das Metodologias para Alocação de Fluxos de Potência.....	13
2.4 Revisão das Metodologias para Alocação de Perdas no Sistema de Transmissão..	16
2.4.1 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados tipo <i>Pool</i>	16
2.4.2 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Bilatérias.....	19
2.4.3 Metodologias para alocação de perdas e,m Mercados tipo Pool-Bilateral..	20
2.5 Comentários Finais.....	22
3. METODOLOGIA PROPOSTA.....	23
3.1 Introdução.....	23
3.2 Formulação do Método Proposto.....	24
3.3 Modelagem dos Agentes do Mercado tipo Pool-Bilateral	25

3.3.1	Representação de Transações Bilaterais.....	26
3.3.2	Representação de Transações Multilaterais.....	27
3.4	Decomposição Não - Linear de Fluxos e Perdas	29
3.4.1	Decomposição dos Fluxos de Potência nas Linhas de Transmissão.....	36
3.4.2	Decomposição dos Fluxos de potência nos Transformadores.....	38
3.4.3	Decomposição dos Fluxos de potência e Perdas nos Ramos.....	38
3.4.4	Decomposição Nodal dos Fluxos e Perdas em Mercados Tipo <i>Pool</i>	40
3.4.5	Decomposição Nodal dos Fluxos e Perdas em Mercados Tipo <i>Pool</i> -Bilateral.....	44
3.5	Alocação Perdas de Modo Não-Subsidiado e Considerações de Rateio entre Geração – Consumo.....	46
3.5.1	Alocação Nodal não-subsidiada de Perdas.....	47
3.5.2	Considerações de Rateio entre Geração – Consumo.....	49
4.	TESTES DE VALIDAÇÃO, ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE RESULTADOS.....	51
4.1	Introdução.....	51
4.2	Caso I : Sistema de cinco Barras - Análise e Comparações	52
4.2.1	Alocação de Fluxos e Perdas Considerando o Sistema como um Mercado Tipo <i>Pool</i>	58
4.2.2	Avaliação do método proposto.....	61
4.2.3	Comparação do Desempenho do Método Proposto	63
4.3	Caso II: Sistema de IEEE-14 Barras - Análise e Comparações	68
4.3.1	Alocação de Perdas Considerando o Sistema como um Mercado Tipo <i>Pool</i>	75
4.4	Caso III: Sistema de IEEE-118 Barras - Análise e Comparações	84
5.	CONCLUSÕES.....	80
5.1	Conclusões.....	80
5.2	Extensões e Trabalhos Futuros.....	82

APÊNDICES.....	84
A DADOS PARA O CASO BASE DO SISTEMA DE CINCO BARRAS.....	85
B RESULTADOS E COMPARAÇÕES DA ALOCAÇÃO DE PERDAS NODAIS PARA O SISTEMA IEEE-118 BARRAS.....	87
C GLOSSÁRIO.....	91
D PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTA DISSERTAÇÃO.....	94
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	96

LISTA DE TABELAS

4.1	Sistema de cinco barras - Estado de operação caso – base.....	52
4.2	Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos	52
4.3	Operação programada do <i>pool</i> e das transações multilaterais.....	53
4.4	Sistema de cinco barras - Alocação dos fluxos de potência complexa nos ramos para as barras do sistema correspondentes aos agentes do mercado (MVA).....	54
4.5	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação dos fluxos de potência complexa nos ramos para os agentes do mercado (MVA).....	54
4.6	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação dos fluxos de potência ativa nos ramos para os agentes do mercado pelo método OPD (MW).....	55
4.7	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas complexas nos ramos para os agentes do mercado (MVA).....	56
4.8	Sistema de cinco barras - Comparação de resultados de alocação de perdas.....	57
4.9	Alocação de perdas nas barras para os agentes do mercado tipo <i>pool</i> e bilateral (MVA.).....	57
4.10	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de fluxos nos ramos para cada barra (MVA).....	58
4.11	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas para cada barra (MVA).....	59
4.12	Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados.....	61
4.13	Resultados da alocação incremental dos fluxos de potência para um acréscimo na carga do <i>pool</i> em 10 MW.....	61
4.14	Resultados da alocação incremental de perdas para um acréscimo na carga do <i>pool</i> em 10 MW.....	61
4.15	Resultados da alocação incremental dos fluxos de potência para um acréscimo na carga da transação multilateral 2 em 10 MW.....	62
4.16	Resultados da alocação incremental de perdas para um acréscimo na carga da transação multilateral 2 em 10 MW.....	62
4.17	Alocação incremental de perdas.....	63

4.18	Sistema de cinco barras - Estado de operação para o caso de uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.....	65
4.19	Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos para o caso de uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.....	65
4.20	Sistema de cinco barras - Estado de operação para o caso de um acréscimo de 50% da demanda na barra 5.....	65
4.21	Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos para o caso de um acréscimo de 50% da demanda na barra 5.....	65
4.22	Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados, para o caso 1.....	66
4.23	Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados para o caso 2.....	66
4.24	Sistema IEEE-14- Estado de operação do sistema.....	68
4.25	Sistema IEEE-14 - Fluxos de potência e perdas nos ramos.....	69
4.26	Operação programada do Pool e das transações.....	69
4.27	Sistema IEEE-14 - Resultados de alocação dos fluxos de potência complexa (MVA), nos ramos para os agentes do mercado.....	70
4.28	Sistema IEEE-14-Alocação dos fluxos de potência ativa dos ramos para os agentes de mercado obtidos com o método OPD.....	71
4.29	Sistema IEEE-14- Resultados da alocação de perdas complexas (MVA) nos ramos para os agentes de mercado.....	72
4.30	Sistema IEEE-14- Comparação de resultados de alocação de perdas.....	74
4.31	Sistema IEEE-14 - Alocação de perdas nas barras para cada agente do mercado (MVA).....	75
4.32	Sistema IEEE-14 - Comparação dos resultados de alocação de perdas.....	76
4.33	Sistema IEEE-118 - Comparação dos resultados de alocação de perdas.....	79

LISTA DE FIGURAS

1.1	Diagrama esquemático da operação do mercado elétrico brasileiro.....	2
3.1	Representação de uma transação bilateral (i, j)	26
3.2	Representação de uma transação multilateral $[(i, j); (p, q)]$	27
3.3	Modelo equivalente π de um determinado ramo i indicando alguns variáveis de estado totais.....	32
3.4	Modelo equivalente π de um determinado ramo i , indicando alguns variáveis de estado associadas a uma transação k	34
3.5	Circuito equivalente π de uma determinada linha de transmissão i , indicando algumas variáveis de estado associadas a uma transação k	37
3.6	Representação de uma fonte de corrente b e seu efeito nas variáveis de estado do sistema.....	40
3.7	Representação da contribuição da corrente na fonte da barra b nas tensões e correntes nos ramos do sistema.....	42
4.1	Diagrama unifilar do sistema de cinco barras.....	53
4.2	Sistema de cinco barras-Alocação dos fluxos de potência ativa nos ramos para os agentes do mercado(MW).....	55
4.3	Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas ativas nos ramos para os agentes do mercado (MW).....	56
4.4	Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação de perdas.....	60
4.5	Resultados das alocações de perdas pelo método proposto no caso-base e para os casos alterados.....	67
4.6	Resultados das alocações de perdas pelo método ONS no caso-base e para os casos alterados.....	67
4.7	Resultados das alocações de perdas pelo método Z-barra no caso-base e para os casos alterados.....	67
4.8	Diagrama unifilar do sistema IEEE-14 barras.....	68
4.10	Sistema IEEE-14 - Resultados da Alocação de Perdas ativas (MW) nos ramos para os agentes do mercado.....	73
4.11	Diagrama unifilar do sistema IEEE-118 barras.....	78

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

SEE	Sistema de Energia Elétrica.
NERC	North American Electric Reability Council.
OIS	Operador Independente do Sistema.
EMS	Energy Managament System (Sistema de Gerenciamento Energético).
SIN	Sistema Interligado Nacional.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia.
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Durante várias décadas, a indústria elétrica atuou em regime de monopólio - público, privado ou misto - mais ou menos verticalmente integrado, em praticamente todos os países. A liberalização deste setor iniciou-se nos anos 80, com a introdução de concorrência na produção de energia elétrica e com a liberdade de escolha do fornecedor para um número crescente de clientes [1]-[3]. Como tal, este serviço era regulamentado com a finalidade de evitar o abuso de poder por parte das concessionárias [4]. As tarifas eram fixadas pelo órgão regulador com base no regime de custo de serviço, garantindo às concessionárias um retorno justo para os seus investimentos. 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. Conseqüentemente, a reestruturação da indústria de energia elétrica mereceu redobrada atenção tendo como objetivo, entre outros, aumentar a eficiência econômica da indústria de energia elétrica como um todo, visando à modicidade tarifária sem prejudicar a confiabilidade do suprimento de energia aos consumidores [4].

Três principais elementos imbuíram toda a implementação da reestruturação da indústria da energia elétrica [5]: a separação de serviços de eletricidade; abertura a mercados de energia elétrica; acesso aberto para a rede de transmissão.

A separação dos serviços de eletricidade se refere à atribuição de distintas funções da indústria elétrica para distintas entidades corporativas (provedores de serviços). Isto é a separação vertical das funções de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

A expectativa combinada de altos lucros e preços baixos resultante da abertura de mercados competitivos atacadistas de energia elétrica é a base da reestruturação. A abertura de mercados no varejo, na qual consumidores compram de provedores competitivos, constitui um importante passo na liberalização do comércio da energia

elétrica. Um requerimento básico é que os produtores atuais assim como os novos tenham garantido o acesso ao mercado, com a condição que atendam critérios mínimos, tanto técnicos como financeiros. A criação de um órgão autônomo, denominado Operador Independente do Sistema (OIS), veio a coordenar e organizar a operação do sistema permitindo a geradores e consumidores vender ou comprar energia elétrica, contando com o suporte de um mercado de serviços ancilares, onde o OIS pode procurar os serviços necessários, tais como reserva do sistema, suporte de tensão, entre outros, para propósitos de operação segura e confiável do sistema [5].

O terceiro elemento da reestruturação, o acesso aberto às redes de transmissão para todos os produtores, é uma condição necessária para que os mercados elétricos trabalhem. Na maioria dos casos, as companhias de transmissão mantêm o controle monopólico e são reguladas, porém recebem alguns pagamentos baseados em custos de oportunidade de mercado.

O processo de reestruturação enfrentou sucessos, dificuldades e fracassos, com muitas áreas problemáticas que ainda são exploradas e desenvolvidas. Entre elas está o problema do gerenciamento do sistema de transmissão (*Transmission Managment*), onde existem três principais problemas: congestão, tarifas de transmissão e perdas na rede de transmissão[6]. Em sistemas de energia elétrica desregulamentados, o desafio do gerenciamento da congestão para o operador do sistema de transmissão é criar regras que assegurem suficiente controle sobre os produtores e consumidores (geradores e cargas), para manter um nível aceitável de segurança e confiabilidade tanto em termos de curto prazo (operação em tempo real), também como de longo prazo (construção de usinas de geração e linhas de transmissão, etc), enquanto a eficiência do mercado é maximizada [1]-[3], [6].

O problema dos encargos por serviços de transmissão envolve o cálculo e alocação da quantia a ser paga pelo uso do sistema de transmissão. Existem três aspectos a serem observados. O primeiro é assegurar que exista suficiente receita bruta para recuperar os custos do sistema de transmissão. O segundo aspecto é que essas tarifas podem ser usadas de várias formas para gerenciamento da congestão. Elas podem enviar sinais em tempo real ou preços *ex-ante* para usuários do sistema de transmissão para esse gerenciamento da congestão, assim como também podem emitir sinais de preços de longo prazo para incentivar a expansão de novos geradores ou cargas. O último aspecto

envolvendo tarifas de transmissão é que elas podem ser usadas para orientar o descentralizado e irrestrito processo de otimização em mercados de energia [6].

No contexto de mercados elétricos, as perdas na transmissão devem ser alocadas aos usuários da rede de maneira não discriminatória e tecnicamente consistente [1], [3].

Com a reestruturação do setor elétrico, o livre acesso à rede de transmissão torna-se fundamental importância à mudança do enfoque na operação dos sistemas elétricos. Para cumprir esse objetivo o OIS faz uso de um conjunto de serviços, dentre os quais destacam-se os Serviços Ancilares (SAs) oferecidos por diversos provedores. Existe, portanto, o requerimento de recuperar os custos incorridos no seu provimento, requerendo para isso mecanismos metodológicos para sua alocação entre todos os agentes do mercado [7].

Considerando ainda a possibilidade dos diversos setores do sistema de geração-transmissão pertencerem a diferentes proprietários, a determinação de estratégias de operação econômica, segura e confiável se torna imprescindível em sistemas reestruturados. Logo, os problemas clássicos relativos à operação do sistema passam agora a requerer a inclusão dos contratos de compra e venda de energia na sua solução [8].

Nos últimos dez anos, os mercados de energia elétrica vêm sofrendo transformações significativas no âmbito internacional, com o advento de novos modelos que privilegiam a competitividade no nível de geração de energia elétrica. Na América Latina em geral e no Brasil em particular, processos de reestruturação estão em curso, trazendo consigo a necessidade de revisão de várias práticas operativas, inclusive algumas relativas à interação empresa - consumidor.

A reestruturação do setor elétrico Brasileiro foi iniciada em 1995, tendo em mira substituir o antigo sistema verticalizado, fundamentado no conceito de monopólio natural que não distinguia entre as diversas atividades que permitiam a cadeia da produção, até o consumo de energia elétrica, por um sistema de livre formação de preços com desverticalização das atividades.

Com enfoque no paradigma da competição o novo modelo trouxe estruturas e figuras novas, cuja atuação e inter-relações no mercado têm o propósito de estimular novos investimentos primários no sector e concomitantemente atingir os fins colimados: aumento de eficiência e melhoria na qualidade dos serviços, com modicidade de preços [9].

A desverticalização do setor ficou consubstanciada na separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização e o novo modelo se assenta em características inovadoras, como a criação e progressiva ampliação do quadro de consumidores livres; a criação do produtor independente de energia elétrica (PIE); o alargamento do campo de atuação do autoprodutor (APE); a adoção da regra do livre acesso à rede, mediante ressarcimento dos respectivos custos; a possibilidade de livre comercialização o por quase todos os agentes do mercado; a criação do Mercado Atacadista de Energia - (MAE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, ainda, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o novo órgão regulador setorial. A reestruturação dividiu a indústria de energia elétrica em firmas de geração que competem entre si para vender energia, a qual é transmitida por um sistema de alta tensão para empresas de distribuição independentes e consumidores livres [10].

A Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996 criou a *Agência Nacional de Energia Elétrica* – ANEEL [11], autarquia em regime especial, vinculada ao *Ministério de Minas e Energia* - MME. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

O Operador Nacional do Sistema ONS [12], foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Cabe ao ONS garantir a manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada — criando condições para a justa competição entre os agentes do setor. Instituído pela lei 9.648/98 e pelo Decreto 2.655/98, o ONS teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98, e assumiu o controle da operação do SIN em 1º de março de 1999. O ONS atua como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia),

seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede — aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

O MAE [13] - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi criada através da Lei nº 10.433 de 24 de Abril de 2002 , em substituição à antiga estrutura da ASMAE. O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos. Ele viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado. O MAE tem suporte legal e regras de funcionamento determinadas pela ANEEL, previstas na Convenção de Mercado.

É no Mercado Atacadista de Energia Elétrica que ocorre o processamento da contabilização da Energia Elétrica produzida e consumida no Brasil. Um mercado que conta com cerca de 500 milhões de MWh por ano. Basicamente, a contabilização do MAE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

Desta forma, pode-se dizer que a contabilização do MAE é baseada nas diferenças. As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada no MAE, ao Preço MAE, para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar (Leve, Médio e Pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo ou "spot".

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável.

A Figura 1.1 mostra o diagrama esquemático básico da operação do mercado elétrico brasileiro [11].

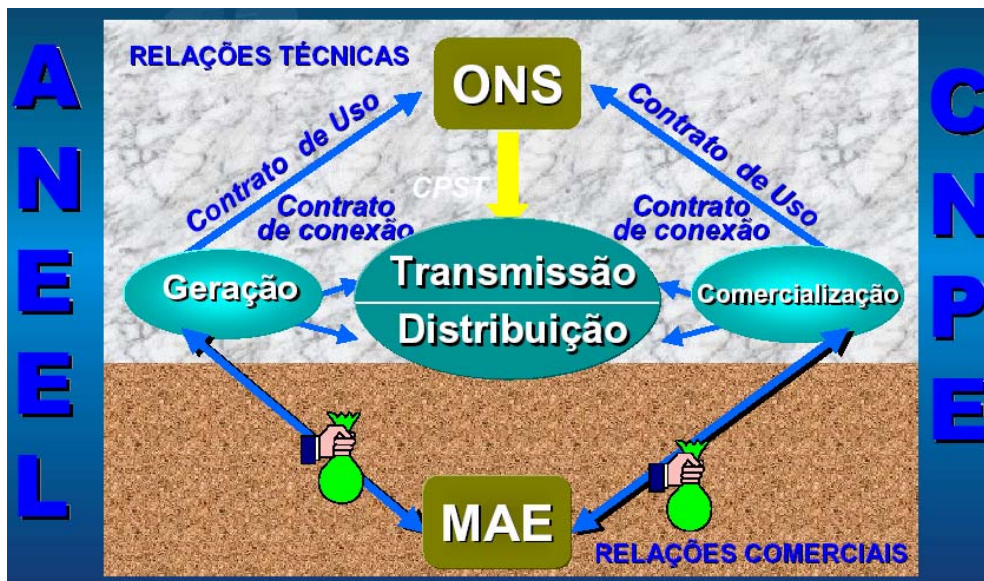


Figura 1.1: Diagrama esquemático da operação do mercado elétrico brasileiro [11].

1.2 Proposta deste Trabalho

Este trabalho de dissertação apresenta uma metodologia para alocação de fluxos e perdas no sistema de transmissão em mercados elétricos sob transações tipo *pool* e mercados elétricos de contratos bilaterais/multilaterais. A metodologia usa o estado base do fluxo de potência em combinação com técnicas de circuitos elétricos, e um esquema de decomposição baseada nos pares de transações de energia. A metodologia produz uma decomposição dos fluxos de potência e de perdas presentes nos ramos, correspondente a cada barra, e a cada agente do mercado elétrico tipo *pool*-bilateral, respectivamente.

A metodologia proposta neste trabalho, tem como principais inovações e contribuições em relação a outras metodologias existentes na literatura, as seguintes:

- A metodologia é simples, transparente, prática de entender e implementar;
- Apenas precisa os dados do caso base do fluxo de potência e das magnitudes dos contratos bilaterais;
- Leva em conta as interações não lineares entre transações no mercado elétrico. O método proposto modela as transações de potência tanto em mercado tipo *pool* quanto em mercado tipo bilateral através de um esquema baseado em pares de transações;

- Identifica fluxos opostos para agentes do mercado;
- É independente da barra de folga;
- Produz uma decomposição mais precisa e realista de fluxos e perdas em comparação com métodos que usam fluxo DC, e outros métodos;
- Pode ser usado e estendido para alocação de serviços de transmissão baseados no uso da rede e outros serviços ancilares.

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

No Capítulo II descreve-se a problemática da alocação de fluxos de potência e perdas nos mercados elétricos competitivos. Primeiramente, é formulado o problema de alocação de fluxos e perdas. Em seguida, é feita uma breve revisão dos métodos de alocação de fluxos e perdas encontrados na literatura e finalmente considerações finais do capítulo.

No Capítulo III descreve-se a metodologia proposta, para alocação de fluxos e perdas no sistema de transmissão em mercados elétricos tipo *pool*-bilateral. Primeiramente é apresentada a formulação do método onde se estabelece o ponto de início para o método proposto assim como as hipóteses assumidas. Em seguida, são modeladas as transações no mercado *pool*, assim como no mercado de contratos bilaterais e multilaterais. Em seguida, é deduzido e apresentado o método proposto como um todo. Finalmente, é proposta uma abordagem para a extensão e adequação da metodologia a casos de alocação de perdas num modo não subsidiado, e aspectos de rateio entre geração – consumo.

No Capítulo IV, reportam-se testes de validação, análise e comparações com outros três métodos usando: sistema de 5 barras [29], e os sistemas teste IEEE-14 e IEEE-118.

Finalmente, no Capítulo V são apresentadas as conclusões deste trabalho e possíveis propostas e extensões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE FLUXOS E PERDAS EM MERCADOS ELÉTRICOS

2.1 Introdução

O processo de implementação do acesso aberto a transmissão, resultou em quatro tipos de mercados, sejam de produto(energia elétrica) ou de serviços. Eles são: os mercados elétrico tipo *pool*, mercados de contratos bilateral-multilaterais, mercados mistos (onde o *pool* e as transações bilaterais coexistem), e finalmente o mercado de Serviços Ancilares [14]. Com a reestruturação do setor elétrico, entidades geradoras e consumidoras ganharam a liberdade de definir quais percentuais de suas gerações e demandas serão comercializadas pela entidade central *pool*, no mercado *spot* e quais através de contratos bilaterais. Nos últimos anos, os contratos bilaterais têm apresentado uma participação crescente em ordem a proteger a alguns agentes conservadores das flutuações do mercado e das incertezas do preço *spot* da eletricidade. Os contratos bilaterais de fornecimento são usualmente de longa duração e tendem a proporcionar estabilidade financeira às geradoras e preços aos consumidores inferiores aos encontrado no mercado *spot*. Tais contratos podem ser de dois tipos: acordos financeiros ou contratos físicos que afetam diretamente os níveis de geração, demanda e fluxos nas linhas [15]. Desta forma, coexistem no sistema de transmissão dois tipos de injeções de potência (ou ainda, de gerações e cargas): aquelas associadas aos contratos bilaterais e aquelas associadas ao *pool*. Já que os montantes de energia comercializados através de contratos bilaterais e no mercado *spot* definem injeções de potência, eles afetam de forma semelhante à operação do sistema. Entretanto, como os preços destes montantes são diferentes, se torna importante sua separação em modelos de despacho de geração [15], [16]. Assim, seu impacto na operação em regime permanente pode ser melhor analisado e pode ser feita a separação das receitas e despesas associadas à energia comercializada com o *pool* e através dos contratos, dando meios para que cada participante do mercado decida

qual a forma mais lucrativa de atuação; ou seja, quanta de sua energia deve ser comercializada através de contratos e no mercado spot.

Não obstante, os conflitos entre as duas filosofias básicas de operação de mercados de eletricidade podem causar sérios problemas operacionais e econômicos, tais como fluxos paralelos, congestão no sistema de transmissão, entre outros [1]-[3].

Neste capítulo, descreve-se a problemática da alocação de fluxos de potência e perdas, em mercados elétricos competitivos. Inicialmente, é formulado o problema de alocação de fluxos e perdas. Em seguida, é apresentada uma breve revisão dos métodos para alocação de fluxos e perdas encontrados na literatura. Por fim, são apresentados as considerações e comentários finais relativos ao capítulo.

2.2 Formulação do Problema

Em sistemas de energia elétrica operando sob ambientes competitivos, cujos agentes têm livre acesso ao sistema de transmissão (*Transmission Open Acces*), os encargos por uso do sistema de transmissão têm como objetivo: i) refletir adequadamente o uso da rede de transmissão pelos agentes usuários da rede, ii) enviar sinais econômicos adequados para expansão da transmissão e da geração. 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. Uma das etapas mais importantes nesse processo de alocação é a decomposição (“precisa e não - discriminatória” como seja possível) dos fluxos de potência da rede em componentes associados a cada agente do mercado usuário de rede.

Muitos sistemas de energia elétrica em ambiente competitivo geralmente operam com modelo de mercado tipo *pool*-bilateral [1]-[3]. Isto é, parte das cargas do sistema são atendidas por contratos bilaterais negociados privadamente entre certos produtores e cargas. A carga restante do sistema é atendida pelo mercado *spot*. Este é um mercado tipo *pool* no qual a geração disponível é despachada minimizando o custo da oferta de geração ou maximizando o benefício social [5].

As transações bilaterais usualmente são acordos de longo prazo determinados através de negociações individuais entre um comprador e um vendedor. O preço acordado para uma transação bilateral é baseado no mercado e em outros critérios tais como violações

de segurança. Não obstante, o despacho ótimo centralizado *pool* deve levar em conta as transações bilaterais predefinidas [5].

No mercado elétrico tipo bilateral a transação da quantidade de energia elétrica entre um produtor e um comprador é baseado apenas no nível da carga a ser fornecido. Num mercado elétrico *pool*, é utilizado um método apropriado para a transparência do mercado é o uso de leilões horários[1], [2], [31]. Os geradores submetem a cada hora, ofertas de energia e seus correspondentes preços à bolsa de energia (*Power Exchange - PX*), enquanto os consumidores submetem seus respectivos preços máximos de compra. O operador da bolsa de energia, sobre a base horária, estabelece incrementos gradativos à curva de oferta e os consumidores decrescem gradativamente a curva de demanda. O cruzamento destas duas curvas determina o preço horário transparente de mercado e permite determinar quanta energia cada gerador irá produzir. Leilões horários são usualmente realizados com um dia de antecedência (*one day ahead*).

Os mecanismos de transação de energia elétrica referidos acima, tanto aqueles baseados em acordos financeiros (contratos bilaterais) como aqueles envolvendo o cálculo de preços transparente de mercado (*market clearing price*) no caso do mercado elétrico tipo *pool*, não levam em conta o sistema de transmissão e por tanto as perdas não são explicitamente consideradas. Portanto, procedimentos *ex-post* são necessários para alocar as perdas no sistema de transmissão.

Com o objetivo de promover a competição e a eficiência econômica num mercado elétrico, tem sido estabelecido o acesso aberto ao sistema de transmissão. Conseqüentemente, surgiu a necessidade de alocar esse custo entre os diferentes agentes do mercado que usam esse sistema de transmissão. Na maioria dos trabalhos da literatura e na prática, os custos pelo uso de sistema de transmissão e por perdas no sistema de transmissão são alocados de acordo com o nível de potência circulando pela rede. Sendo assim, uma decomposição precisa e não discriminatória dos fluxos e perdas em contribuições individuais para cada agente do mercado torna-se de fundamental importância. No entanto, este problema é complexo, e não trivial de resolver, devido principalmente à natureza não linear do fluxo de potência e perdas (não-linearidade das equações de fluxo de carga). A complexidade aumenta devido à presença de fluxos paralelos causados pelas interações simultâneas das transações de energia. Em outras palavras, tendo-se que os fluxos e perdas nos ramos são uma função não-linear das

variáveis de estado do sistema, e sem controle direto, então o problema consiste em determinar como alocar, de um modo exato e mais equitativo possível, a parcela de fluxo e perdas associados a cada um dos agentes do mercado.

Em atenção ao argumentado, o desenvolvimento de metodologias para resolver o problema resulta não-trivial, e não único. Cada agente do mercado precisa conhecer a utilização que este tem do sistema de transmissão, para assim saber quanto, exata e justamente, deve pagar pelo serviço de transmissão, ou outros serviços. Também, cada agente precisa conhecer sua responsabilidade nas perdas no sistema de transmissão, já que estas constituem uma significativa (3% a 7% do total de geração) quantidade de potência que deve ser gerada para atender a demanda. Já que este custo adicional deve ser dividido entre todos os usuários da rede, existe a necessidade de alocar perdas e fluxos para aqueles usuários de uma maneira sistemática. Objetivando esta meta, a literatura recente registra muitas propostas de métodos de alocação. Na próxima seção é apresentada uma breve revisão delas.

2.2.1 Diferenças entre Compensação e Alocação de Perdas

A compensação de perdas é o mecanismo através do qual as perdas do sistema são compensadas. Em muitos sistemas esta função é realizada por uma unidade ou, mais comumente, por um grupo de geradores, cada um subministrando uma fração do total das perdas. Em sua forma mais elaborada, o provisionamento das perdas é uma parte inerente do fluxo ótimo de potência (FOP), que implicitamente contabiliza as perdas no sistema de transmissão e minimiza os custos operacionais. O fato de o despacho ser ótimo ou sub-ótimo, influencia diretamente no nível e custo de geração e nos fluxos de potência assim como nas perdas no sistema de transmissão [1], [42].

A alocação, contrariamente à compensação, não tem impacto em nenhuma das variáveis da rede nem nas perdas de transmissão nem nos níveis de geração [1], [42]. O processo meramente obtém as perdas do sistema de uma solução de fluxo de potência e divide ou aloca a responsabilidade por uma fração dela a cada agente quer seja, no mercado tipo *pool*, como no mercado de contratos bilaterais, com objetivo de que este

agentes paguem de alguma forma “justa” e “precisa” por essas perdas que estão sendo compensadas por certos geradores.

Se as perdas não são compensadas em tempo real, a frequência do sistema se desviará do seu valor nominal. Na atualidade, as perdas na rede de transmissão são fornecidas em tempo real, deste modo cada gerador é despachado com uma precisão tão alta quanto aquela das perdas que estão sendo estimadas. Isto é feito principalmente por razões de economia, através de um processo de despacho econômico.

A compensação das perdas de transmissão é um problema mais de eficiência elétrica que um problema técnico. Para desenvolver possíveis modos de compensação eficientes de perdas em mercados elétricos, deve-se esquecer a idéia de que o Operador Independente do Sistema (OIS) é o único responsável pela compensação das perdas na rede de transmissão. Então se poderia considerar a criação de serviços de compensação de perdas na forma de mercado baseado em Serviços Ancilares [1], [3], [7].

2.2.2 Formas de Compensar Perdas em Mercados Elétricos

Em sistemas de potência reformulados, as perdas podem ser compensadas de muitos modos diferentes, que geralmente dependem da estrutura do mercado elétrico a ser considerado. No caso de um mercado elétrico com predominância *pool*, fica evidente a responsabilidade do OIS por esta função. Já que o preço está embutido e reflete o preço de fornecer e liberar potência, não é feita a divisão dos encargos em diferentes componentes [1].

Em alguns mercados elétricos mais flexíveis que permitem transações bilaterais auto-sustentadas, poderia considerar-se a compensação das perdas por tantas entidades quanto transações venham ser implementadas no sistema. Como mencionado, a compensação das perdas de transmissão não é necessariamente crítica para o desempenho básico de um sistema de potência. O tipo de compensação de perdas e mecanismos de alocação ou cargos escolhido afetará principalmente a eficiência do mercado primário e os preços da energia elétrica em diferentes localizações ao longo do sistema.

Na nova indústria pode-se considerar pelo menos três diferentes modos de compensação de perdas de transmissão [1]:

1. Cada participante do mercado produz localmente a potência necessária para compensar as perdas produzidas por sua transação.
2. Um participante do mercado paga um adicional de carga para as perdas no sistema de transmissão para alguns outros participantes que compensaram suas perdas num mercado bilateral (sem intervenção do OIS).
3. O OIS pode procurar geração adicional em compensação às perdas totais de geração baseado na minimização dos custos que serão responsabilizados.

2.3 Revisão das Metodologias para Alocação de Fluxos de Potência

Muitos métodos para alocação ou decomposição de fluxos para cada agente do mercado elétrico foram propostos na literatura.

Um dos métodos atualmente mais usados para descompor os fluxos é o método GAPP (*General Agrément in Parallel Paths*)[17], [18], proposto pela comissão GAPP, patrocinada pela NERC (*North American Electric Reliability Council*). Este método usa fatores lineares de sensibilidade (tais como o PTDFs, TPFs e IPFs) para decompor os fluxos de potência e calcular os fluxos paralelos, com razoável precisão. O PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) é o percentual da transferência de potência que flui sobre um ramo específico; o TPF (*Transaction Participation Factor*) representa o total da participação no sistema associada a uma transação particular. Por fim, o IPF (*Interface Participation Factor*) representa o percentual do fluxo através da interface que liga dois sistemas adjacentes.

A principal vantagem deste método é sua aproximação linear, decorrente do uso do fluxo de potência DC. Assim, uma transação individual poderia ser modelada separadamente e os fluxos e as perdas poderiam ser superpostas. Porém, já que o método GAPP é baseado no fluxo de potência DC, tem algumas limitações [19], [20]:

- Os fluxos de potência reativa não são considerados no cálculo;
- As perdas de potência ativa e reativa provocadas pelos fluxos paralelos não são calculadas;
- Interações entre transações simultâneas não são consideradas; efeitos negativos dos fluxos paralelos na potência reativa dos geradores são ignoradas;
- É dependente da escolha da barra de referência.

Em [19]-[20], são apresentados métodos para decomposição de fluxos nas linhas baseado no fluxo de potência ativa. Omitir o fluxo de potência reativa é uma razoável e defensável aproximação. Não obstante, omitir os efeitos das transações de potência reativa, esta aproximação pode ser considerado não sensato. Em [21]-[25], são reportados, estudos detalhados do problema de rastreamento da potência ativa e reativa da rede, ambos desenvolvidos para recuperar os custos fixos de transmissão no mercados tipo *pool*. Em [21] um método recursivo é usado para calcular as contribuições dos geradores (ou cargas) aos fluxos das linhas localizadas dentro de um grupo contíguo de barras (*commons*). Em [22] é assumido que os influxos nodais são proporcionalmente compartilhados entre os fluxos nodais. Porém, estes métodos [21]-[25], conhecidos como *métodos de rastreamento recursivo de fluxos*, usam o auto-denominado princípio de reparto proporcional (*proportional sharing*) o qual não é tecnicamente provado e não levam em conta a Lei das tensões de Kirchhoff. Além de isso, estes métodos não consideram as transações bilaterais ou multilaterais e não podem identificar os fluxos paralelos.

Outros métodos práticos e simples consideram fatores de sensibilidade baseadas no fluxo DC, tais como o GGDFs /GLDFs (*Generalized Generation/Load Distribution Factors*). Em [26] são usados em conjunção com programação linear para estimar a contribuição de cada gerador/carga para cada ramo da rede de transmissão. Não entanto, este método tem a mesmas desvantagens que o método GAPP.

Metodologias que alocam a utilização do sistema transmissão, baseados no fluxo de potência AC, são propostos em [19]-[20] e [27]-[30]. Em [19] apresenta-se uma metodologia para calcular os fatores de alocação de transações de energia usando o processo de integração da primeira derivada de uma função. Os fatores dados produzem exatas alocações de transações no sistema de transmissão. Porém, a solução do algoritmo de integração é dependente do tempo de processamento computacional, e os resultados também são dependentes da rota de integração adotada. Em [20] é proposta uma metodologia para a decomposição dos fluxos e perdas baseada na análise de fluxo de potência e em esquemas de *pares de transação*. Neste método, é realizado um processo iterativo do fluxo de potência, para alocar as perdas e fluxos em mercado tipo *pool*-bilateral. Além disso, é assumido que um mercado de potência reativa é responsável por fornecer os reativos necessários, e que cada contrato bilateral atende totalmente suas cargas mais perdas correspondentes, no processo iterativo de fluxo de potência. Portanto, o ponto de operação do caso base é alterado. As perdas reativas e fluxos de potência

reativa são alocados baseados em fatores constantes escolhidos arbitrariamente. Em [27] um algoritmo para decomposição de fluxos é proposto. O algoritmo é baseado na superposição de todas as transações do sistema, decompondo os fluxos e perdas em componentes associados a cada transação individual, somando-se um componente adicional que considera a natureza não-linear do fluxo de potência. Este método faz combinações lineares nas equações de fluxo de potência com a finalidade de expressar as injeções de potência da(s) barra(s) de referência em função das injeções de potência das outras barras do sistema. Assume-se que as barras de referência não participam nas transações, ou estão no sistema apenas para compensar os desequilíbrio entre demanda e geração no sistema. Esta suposição não é realista em mercados elétricos práticos. Este método reconhece as deficiências do fluxo de potência com barra de folga individual para a alocação em sistemas com estado e perdas ainda desconhecidas. Devido a isto, é sugerido o uso de um esquema de fluxo de potência com barra de folga distribuída. Não obstante, é muito difícil determinar um único e justificável modo de calcular os fatores de participação para aqueles geradores que vão participar como barras de folga. Em [28], um método para descompor fluxos de potência e perdas é proposto. Além disso, este método tenta demonstrar o princípio de reparto proporcional; para isso, usa teoria de circuitos para a dedução de vários fatores que representam a contribuição de cada gerador ou carga ao fluxo de potência em cada linha. Este método pode ser usado apenas em ambientes de mercado tipo *pool*.

Em [29] é proposta uma metodologia para alocar fluxo e perdas para todos os agentes do mercado tipo *pool*-bilateral. O esquema de alocação requer os resultados providos por um modelo de despacho para mercados tipo *pool*-bilateral [16] o qual usa o princípio de superposição, para representar cada transação de energia tanto no mercado *pool* como no mercado de contratos bilaterais. Neste método, o processo de alocação de fluxos e perdas assume critérios de otimização (tal como a minimização das perdas). Este fato desvia o ponto de operação realista do mercado elétrico. Logo, este método está fora do contexto de alocação de fluxos e perdas como foi discutido inicialmente. Este método apenas poderia ser usado satisfatoriamente no processo de compensação ou despacho ótimo de perdas [29].

Finalmente em [30], a idéia básica de alocação de funções escalares não lineares é generalizada para o caso de vetores e matrizes com funções não lineares. Logo, essa generalização é usada para decompor fluxos para os agentes do mercado elétrico. Não

obstante, neste método são feitas as mesmas suposições de [24]. Portanto, poderia ter as mesmas imprecisões e inconsistências.

2.4 Revisão das Metodologias para Alocação de Perdas no Sistema de Transmissão

Na literatura técnica, muitos trabalhos têm sido dedicados ao problema de alocação de perdas de transmissão, em sistemas de energia elétrica sob ambientes competitivos. No entanto, em geral, as metodologias propostas são dependentes do tipo ou modelo operacional do mercado elétrico. Nas referências, podem ser encontrados interessantes estudos comparativos, contendo breves revisões e listagens de métodos de alocação de perdas nos mercados elétricos [31]-[34].

Alguns métodos propostos na literatura atual poderiam ser considerados como “exatos”, embora a equidade permaneça como questão aberta. O fato é que nenhum método ideal existe, embora seja desejável que qualquer algoritmo deva ter as seguintes características [1], [31]-[33], [45]: ser consistente com os resultados do fluxo de potência; os resultados devem refletir a localização espacial dos usuários da rede; os resultados devem refletir a quantidade das transações de energia; devem refletir a possível rota das transações, assim como também a topologia e impedâncias dos ramos da rede.

A seguir é apresentada uma breve revisão do estado da arte na área de alocação de perdas. Para melhor organização, foi realizada uma classificação dos métodos de acordo com o tipo de mercado onde podem ser aplicados.

2.4.1 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Elétricos Tipo *Pool*

Em [1], [32], [35] é tratado um dos métodos clássicos, simples de entender e de fácil implementação denominado método *Pro rata*. Apesar de todos estes aspectos positivos, sua principal desvantagem é que “ignora” a rede. Isto é, duas demandas idênticas localizadas, respectivamente, uma próxima às barras geradoras e a outra distante delas, são tratadas da mesma forma.

Em [21]-[25] e também em [36]-[37] são propostos métodos baseados em fluxo de potência para alocar perdas na rede. Estes métodos em geral usam resultados do fluxo de potência, em combinação com o princípio de reparto proporcional. Adicionalmente são requeridas técnicas de circuitos e técnicas recursivas de rastreamento. Com isso, torna-se possível a alocação de perdas para geradores e consumidores, numa proporção de 50% das perdas para cada um deles. Os métodos para alocação de perdas e fluxos baseados no princípio de reparto proporcional usam diversas suposições e esquemas recursivos, por exemplo, consideram linhas e barras fictícias, entre outros. Com isso, os resultados das alocações podem chegar a ser considerados ruins, ou ser inconsistentes.

Outro método baseado em fluxo de potência é apresentado em [38]. Também usa um método gráfico da rede com a finalidade de determinar as perdas em cada vértice do gráfico. De esse modo, uma fórmula de alocação de perdas específica é aplicada para alocar as perdas. Porém, esta fórmula se mostrou injusta, já que aloca a totalidade das perdas somente aos consumidores.

Em [38] – [43] são propostos procedimentos marginais ou incrementais para alocar perdas no sistema de transmissão. O procedimento marginal padrão é baseado no cálculo dos coeficientes incrementais de transmissão (ITL), cujos resultados dependem da seleção da barra de referência. Além disso, um procedimento recursivo é requerido para normalização, após o cálculo dos *ITLs*, para satisfazer a recuperação do total das perdas. Os métodos marginais podem alocar perdas negativas em certas barras. Isto é interpretado como subsídios cruzados. Recentemente, uma modificação referida como alocação marginal não-subsidiada foi proposta em [32]. Um recente método incremental integral foi proposto em [43], onde é usado um esquema de fluxo de potência com barra de referência distribuída, tornando o método independente da barra de referência. Não obstante, a qualidade dos resultados da alocação deste método pode ser fortemente afetada devido ao fato de ser requeridos fatores lineares que, são escolhidos arbitrariamente. Além disso, o processo de integração requer esforço computacional dependendo dos passos de integração e do caminho adotado.

Um método para alocar perdas em todas as barras do sistema, baseado em derivações de fatores de sensibilidade da rede, na distribuição de geração generalizada (GGDFs) e na distribuição de carga generalizada (GLDFs), é proposto em [44]. O uso de fatores de sensibilidade e de distribuição baseados em fluxo de potência DC fazem com que este método tenha desvantagens semelhantes aos métodos GAPP.

A referência [45] expressa as perdas na transmissão em função do fluxo de

potência e aloca as perdas nas linhas para cada transação individual usando médias geométricas. O tempo computacional necessário é elevado, assume-se a pré-condição que o quociente entre o fluxo máximo e o fluxo mínimo deva ser menor que 100. Os resultados decorrentes do uso de potência DC assumidas neste método podem causar erros.

Nas referências [46] –[52] são propostos métodos baseados na teoria de circuitos elétricos. Em [46], um método baseado na matriz Z-barra do sistema e na solução do fluxo de potência, é apresentado. O processo dá maior ênfase às injeções de corrente que às injeções de potência. As perdas do sistema demonstram ser separáveis entre as barras individuais de uma maneira natural. Neste método são obtidos níveis de alocações geralmente consistentes com as expectativas e com outros métodos alternativos de alocação de perdas. Não obstante, o método requer a pré-condição de que a matriz de admitância seja não-singular. A proporção de perdas alocadas entre geradores e cargas não é constante. Em [47] é proposto um método baseado em conceitos elétricos para rastrear as correntes e alocar as perdas. Este método também usa o princípio de repartição proporcional. Porém, pode ter deficiências semelhantes àqueles métodos. Em [48], outro método para rastreamento das correntes e para alocação de perdas é proposto. Primeiramente, as correntes são decompostas. Em seguida a rede também é descomposta em sub-redes; logo, é aplicado um procedimento para calcular as tensões nas barras para cada sub-rede. Em cada uma delas, as potências são relacionadas para barras de geração e carga. Usando as tensões e correntes decompostas, os fluxos de potência nas linhas são também decompostos. Não obstante, no objetivo de alocar perdas, este método usa uma aproximação quadrática das perdas em função do fluxo de potência. Em [49], é proposta uma teoria para determinar as contribuições de geradores individuais nas perdas e fluxos de potência complexos, baseada em uma teoria diferencial. O diferencial total das perdas ativas e reativas e seus componentes (diferenciais parciais das perdas ativas nos ramos) é obtido e analisado. Em [50], é aplicada a teoria presente em [49] para determinar as contribuições de geradores individuais nas perdas, fluxos complexos e potências de carga, baseada nos elementos de circuitos equivalentes. Com tudo, no processo de dedução este método usa o princípio de repartição proporcional. O método apenas aloca perdas para geradores. Em [51], são expressas as perdas de cada ramo em função das correntes que fluem por cada ramo causadas por geradores, alocando as perdas apenas para os geradores de acordo com o complexo conjugado das correntes. Já que este método não reflete os efeitos dos geradores nas tensões dos ramos, os resultados da alocação obtidos

através deste método podem não refletir os efeitos dos agentes geradores nas perdas do sistema.

Em [52] é proposto um método na qual a alocação das perdas para geradores e cargas é feita numa proporção de 50 %. Nesse método, os geradores e cargas são modelados como fontes de corrente e os componentes das interações na expressão de perdas são alocados em proporção às mesmas. Porém, a proporção assumida acima pode ser considerada arbitrária.

Na referência [53], é proposto um método para calcular as perdas usando as equações de fluxo de potência DC e se define este como uma função linear das injeções de potência. As deficiências deste método podem ser semelhantes às do método GAPP.

Finalmente, métodos em combinação com técnicas de inteligência artificial para alocação de perdas também têm sido propostos na literatura [54] – [56].

2.4.2 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Bilaterais

Em [57], é proposta uma formulação quadrática das perdas baseadas nas aproximações das equações da rede, num modelo denominado de Coordenação das transações multilaterais, com objetivo de alocar perdas apenas entre transações multilaterais. As aproximações lineares decorrentes da aplicação do fluxo DC podem afetar a precisão dos resultados da alocação. Em [27] é proposta uma metodologia para alocar fluxos e perdas baseada em uma formulação de fluxo AC, o qual calcula as contribuições de cada transação nos fluxos dos ramos. Como foi mencionado anteriormente, neste método é assumido que as barras de referência não participam das transações, ou estão no sistema apenas para compensar o desequilíbrio entre demanda e geração no sistema. Esta suposição não é verdadeira em mercados elétricos reais. Este método reconhece as deficiências do fluxo de potência com barra de referência individual, para fazer a alocação em sistemas com estado e perdas ainda desconhecidas. Por esse motivo é sugerido o uso de um esquema de fluxo de potência com barra de folga distribuída. Porém, é muito difícil determinar um modo único e justificável de calcular os fatores de participação para aqueles geradores que vão participar como barras de folga.

Em [57] é proposto um método para alocação de potência reativa e de perdas baseado nas variações de potência das transações individuais. Em [59] propõe-se um método de alocação de perdas baseado nos fluxos físicos na qual expressa as perdas

explicitamente de todas as transações de potência em termos de uma função quadrática. Não entanto, o erro entre a perda do sistema calculada com fluxo AC e as perdas usando aquela metodologia é relativamente alto (entre 10% a 16 %) para os casos reportados. Esta técnica produz perdas negativas para algumas transações, mas apenas valores absolutos são usados e as alocações são normalizadas, com objetivo de fechar o balanço de perdas totais do sistema.

Em [60] é sugerido que as perdas do sistema devido às transações deveriam ser compensadas por um incremento das gerações das respectivas transações bilaterais. O método proposto em [20], [61] também é usado para alocar perdas na presença de transações bilaterais.

Uma técnica incremental é usada em [62] para alocação de perdas para transações bilaterais levando-se em conta sistematicamente o tamanho e localização espacial dos compradores e vendedores. Com este método é permitido aos consumidores exercer algum tipo de controle da magnitude e sinal das perdas contratuais através da escolha de carga e fornecimento de perdas. Conseqüentemente, o sistema será administrado adotando-se um sistema com muitas barras de folga com o objetivo de compensar perdas.

Recentemente, em [63], foi proposto um método objetivando uma política de despacho de perdas em forma não discriminatória. Este método usa a técnica de circuitos de [45], e um mercado de transações bilaterais de [27], com sistema com múltiplas barras de folgas. Entretanto, a qualidade das soluções deste método é dependente de fatores de participação das barras de folga, o qual são obtidos usando métodos *pro-rata*.

2.4.3 Metodologias para Alocação de Perdas em Mercados Tipo *Pool* - Bilateral

Este modelo misto de operação de Mercado torna a alocação de perdas mais difícil que nos outros modelos. Atualmente, poucos métodos têm sido desenvolvidos e propostos na literatura para este tipo de modelo de operação.

Os mesmos métodos para alocar fluxos [20], [29] também são usados para alocar perdas considerando-se tanto o mercado *pool* como o mercado de contratos bilaterais. Em [20] é proposta uma metodologia para decomposição dos fluxos e perdas baseadas na

análise de fluxo de potência, e em esquemas de pares de transações. Neste método, é realizado um processo iterativo do fluxo de potência, para alocar as perdas e fluxos, para mercado tipo *pool*-bilateral. Assume-se que um mercado de potência reativa é responsável por fornecer o suporte de reativos. Além disso, assume-se que cada contrato bilateral atende totalmente suas cargas acrescidas pelas perdas associadas. Portanto, o ponto de operação do caso base é alterado. As perdas reativas e fluxos de potência reativa são alocados baseados em fatores constantes escolhidos arbitrariamente pelos autores. Esta metodologia parece ser mais apropriada para ser aplicada no despacho ótimo de perdas. Entretanto, no caso de alocação de perdas, exige-se apenas que as equações de equilíbrio do sistema sejam atendidas.

Em [29] é proposta uma metodologia para alocar fluxo e perdas para todos os agentes de um mercado *pool*-bilateral. O esquema de alocação requer necessariamente os resultados providos por um modelo de despacho para mercados tipo *pool*-bilateral, o qual usando o princípio de superposição [7], para representar cada transações de energia tanto no mercado *pool* como no mercado de contratos bilaterais usando equações individuais de rede. Neste método, o processo de alocação de fluxos e perdas assume critérios de otimização (tal como a minimização das perdas), este fato desvia o ponto de operação realista do mercado elétrico. Logo, este método está fora do contexto de alocação de fluxos e perdas, como foi discutido inicialmente. Este método [26] apenas poderia ser usado satisfatoriamente no processo de compensação ou despacho ótimo de perdas. Esta metodologia, não considera a alocação de perdas e fluxos aos agentes do mercado, no caso de ramos de transformadores.

Em [64] é apresentado um método para a alocação de perdas de potência em mercados elétricos tipo *pool*-bilateral. A abordagem apresentada está baseada na metodologia completa [24], que leva em conta integralmente a não-linearidade do fluxo de potência AC e divide as perdas em dois componentes, um principal, que pode ser atribuído separadamente a cada transação, e um componente secundário, devido às interações entre os fluxos de potência das transações. Porém, este método apresenta as mesmas deficiências do método proposto em [27].

Finalmente em [65], o método incremental para alocação de perdas em contratos bilaterais proposto em [62] foi estendido e adequado para mercados elétricos, onde o *pool* e o bilateral coexistem. A qualidade da solução da alocação de perdas e a performance computacional do método é dependente da rota de integração estabelecida,

do número de passos de integração, e da ordem (seqüência) na qual os contratos são implementados dentro do método.

2.5 Comentários Finais

A alocação dos fluxos e perdas nos sistema de transmissão em mercados elétricos competitivos é atualmente um problema aberto e complexo. Para garantir a eficiência econômica, e adequados e eqüitativos sinais econômicos tanto no mercado elétrico, assim como no acesso aberto a transmissão, na maioria dos casos, os fluxos, perdas e os custos fixos da rede de transmissão são alocados aos agentes do mercado em conformidade ao grau de utilização que estes fazem da rede.

Nas redes de transmissão elétrica, as perdas são inevitáveis; a(s) unidade(s) que está(o) despachando as perdas requer(em) economicamente ser compensadas, tipicamente sob sistema marginal de preços. Então, o processo de alocação das perdas determina quanto deste gasto adicional poderia ser distribuído entre todos os agentes do mercado presentes de um modo mais “eqüitativo” e/ou “justo” possível. As perdas no sistema de transmissão tipicamente representam de 3% a 7% do total de geração[1]-[3]. Esta quantidade transformada em custo representa milhões de dólares de gasto adicional ao ano. Logo, metodologias *ex-post* são necessárias e têm importância relevante nos atuais mercados elétricos competitivos, para fazer uma “justa” e “exata” alocação das perdas no sistema de transmissão, entre cada um dos agentes do mercado, levando em conta as diferentes estruturas de operação.

Os resultados da alocação de perdas diferem significativamente de um método para outro e cada um dos métodos sempre contém um grau de arbitrariedade. O desenvolvimento desses métodos de alocação envolve três principais problemas: precisão, eqüidade e eficiência.

Capítulo 3

METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Introdução

As metodologias para alocação de encargos por serviços de transmissão são baseadas, na maioria de casos, no uso que cada agente faz da rede de transmissão. Por motivos de eficiência econômica e para prover sinais econômicos adequados tanto para os agentes do mercado como para o acesso aberto à transmissão, faz-se importante desenvolver metodologias para alocação fluxos de potência com o objetivo de conhecer o uso real e preciso que cada agente do mercado faz de cada ramo do sistema de transmissão.

A maioria dos mercados elétricos tipo *pool*-bilateral usam procedimentos baseados em leilões horários com o objetivo de ter um mercado elétrico equilibrado [1]-[3]. O despacho baseado em leilão ou despacho de acordo com a ordem de mérito, inicialmente omite a rede em dois aspectos: capacidades limite das linhas e perdas na rede. Portanto procedimentos *ex-post* são necessários para alocar as perdas no sistema de transmissão entre todos os agentes do mercado. O processo de alocação de perdas não afeta os níveis de geração ou os fluxos de potência, no entanto este modifica as receitas e pagamentos entre os agentes do mercado que são usuários de rede de transmissão [30]-[33].

Os principais tipos de mercado de transações de energia elétrica coexistente na atualidade são o mercado *pool* e o mercado de contratos bilaterais. Desta forma, coexistem no sistema de transmissão dois tipos de gerações e cargas, aquelas associadas aos contratos bilaterais e aquelas associadas ao modelo *pool*.

Os montantes de energia comercializados através de contratos bilaterais e no mercado *spot* definem os valores de injeção de potência no sistema afetando a operação do mesmo. Além disso, já que os preços destes montantes são diferentes, se torna importante sua separação em modelos diferentes.

Neste capítulo descreve-se a metodologia proposta para alocação de fluxos e perdas no sistema de transmissão em mercados elétricos operando em um modelo misto tipo *pool* e de contratos bilaterais/multilaterais. Primeiramente, é apresentada a formulação do método proposto, estabelecendo-se as premissas para a dedução e desenvolvimento da

metodologia. Em seguida, é proposto um esquema, baseado no conceito par de transações para modelagem dos agentes do mercado tipo *pool*-bilateral. Logo, é deduzido e apresentado detalhadamente o método proposto. Finalmente, é proposta uma extensão da metodologia para mecanismos de alocação de perdas sob o esquema não-subsidiado e para compartilhar as perdas entre agentes geradores e consumidores.

3.2 Formulação da Metodologia Proposta

Considere-se um mercado tipo *pool*-bilateral. O nível de transação bilateral de energia elétrica entre um gerador e um consumidor está baseado apenas na quantia da carga a ser fornecido.

No contexto de mercados elétricos operando em ambientes competitivos, a companhia de transmissão procura recuperar seus custos a partir de todos os usuários conectados às instalações da rede. Então, é necessário desenvolver metodologias para alocar os fluxos de potência no sistema de transmissão para os agentes do mercado. Esta metodologia pode ser aplicada em combinação com outras estratégias para cálculo dos encargos de serviços de transmissão a fim de recuperar os custos totais da rede. Outra aplicação das metodologias de alocação de fluxos é para alocação dos encargos suplementares, dado o fato de que métodos baseados em custos marginais de longo ou curto prazo, para alocar encargos por uso de transmissão, não recuperam a totalidade dos custos dos serviços de transmissão [72].

No mercado tipo *pool* o despacho segue uma ordem de mérito. Ambos os tipos de mercados coexistem simultaneamente. Ambos os mercados omitem as perdas na rede nas suas transações de energia elétrica.

Existem dois cenários onde se podem alocar as perdas da rede:

- O primeiro é disponibilizado logo após a realização dos 24 leilões nos mercados diários de eletricidade (*day ahead market*). Nestes mercados, os preços para cada período horário ou patamar são conhecidos desde o dia anterior à entrega do produto [66]. Nesta etapa a alocação de perdas é feita usando o estado resultante do despacho de ordem de mérito (tomando em conta as transações bilaterais presentes no sistema). Portanto é necessária uma metodologia para alocação *ex-post* do custo destas perdas aos agentes do sistema [67].
- O segundo cenário aparece na operação em tempo real do mercado elétrico. Nesta etapa, a alocação de perdas é feita usando-se os dados medidos

fornecidos pelo sistema de controle e aquisição de dados do Sistema de Gerenciamento da Energia (*SCADA-EMS*) do sistema [1]-[3].

Portanto, para qualquer um dos casos a metodologia proposta apenas vai requerer esses dados do estado caso base do sistema; logo o estado do sistema é exatamente reproduzido utilizando um programa de fluxo de potência, sendo independente da barra de folga.

Então, com as 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 bilaterais / multilaterais.

Em resumo, o método proposto requer como dados de entrada apenas o estado (ótimo ou sub-ótimo) caso base do sistema elétrico. Conhecendo-se estes dados, formam-se as matrizes ou vetores de pares de transações.

Para todos os efeitos, neste trabalho a denominação *agente de mercado* refere-se a um determinado produtor, consumidor, ou uma transação bilateral ou multilateral, devida e juridicamente estabelecida dentro do mercado, seja este de tipo *pool* ou bilateral. Portanto, quando são citados neste trabalho os agentes de mercado tipo *pool*, refere-se ao conjunto de geradores e cargas operando sob este tipo de mercado. Deve-se destacar também que, neste trabalho, cada transação bilateral (onde um determinado gerador e uma carga fazem contrato de fornecimento de energia elétrica) ou multilateral (onde um ou mais geradores têm contratos de fornecimento de energia com um ou mais cargas) é tratada como um agente de mercado tipo bilateral ou multilateral respectivamente.

3.3 Modelagem dos Agentes do Mercado tipo *Pool*-Bilateral

O conceito par de transações de energia elétrica foi introduzido em [61], [20]. O paradigma par de transações de energia tem as seguintes características [20], [61]:

- Um par de transações representa o cronograma atual compra e venda de energia, consistindo de geradores (fontes) e cargas (consumidores).
- Um par de transações ideal pode ser auto suficiente. Ou seja sua energia líquida de produção satisfaz suas cargas e perdas associadas.

Inicialmente, neste trabalho são utilizadas as características dos pares de transações, no processo de desenvolvimento de um esquema que permita a modelagem para representar separadamente as transações bilateral-multilaterais e do mercado *pool*, tal como é proposto a seguir.

3.3.1 Representação de Transações Bilaterais

Uma transação bilateral contratada entre um gerador i e um consumidor j pode ser representada como na Figura 3.1:

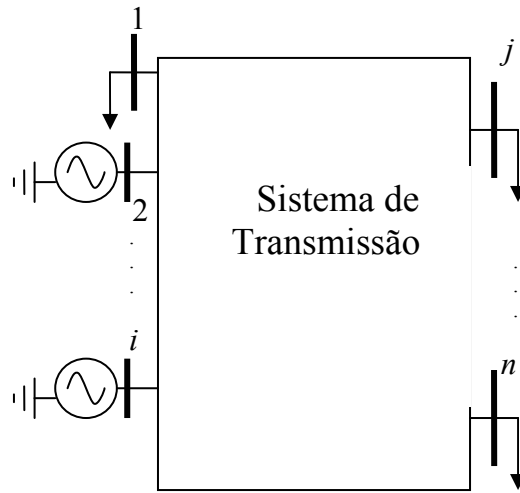


Figura 3.1: Representação de uma transação bilateral (i, j)

Esta transação pode ser matematicamente modelada da seguinte maneira:

$$G(BT_k) = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ S_{Gi} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} ; D(BT_k) = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ S_{Dj} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Onde n é o número total de barras do sistema, $G(BT_k)$ e $D(BT_k)$ são vetores de n filas e uma coluna formada por potências complexas de geração na barra i e a demanda complexa na barra j , respectivamente, para a transação k . Conseqüentemente, as potências complexas de geração e demanda para todas as transações bilaterais nBT presentes no mercado elétrico podem ser representadas como segue:

$$S_G^{BT} = [G(BT_1) \quad \dots \quad G(BT_k) \quad \dots \quad G(BT_{nBT})] \quad (3.2)$$

$$S_D^{BT} = [D(BT_1) \quad \dots \quad D(BT_k) \quad \dots \quad D(BT_{nBT})] \quad (3.3)$$

3.3.2 Representação de Transações Multilaterais

Uma transação na qual estão envolvidos mais de um gerador (geradores i e j por exemplo) e mais de um consumidor (cargas p e q , por exemplo) é chamada de transação multilateral e pode ser representada como mostrado na figura 3.2.

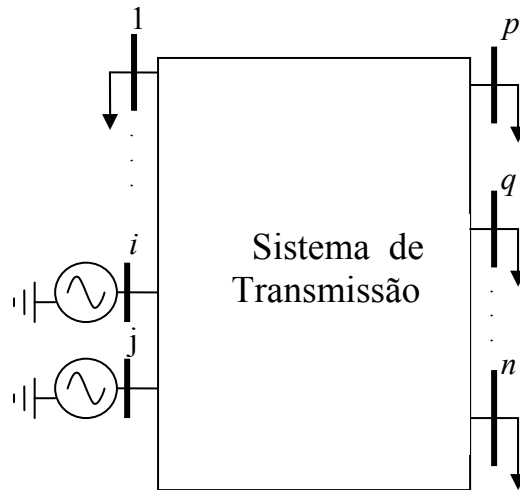


Figura 3.2: Representação de uma transação multilateral $[(i, j); (p, q)]$

Esta transação pode ser matematicamente modelada da seguinte maneira:

$$G(MT_k) = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ S_{Gi} \\ S_{Gj} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} ; \quad D(MT_k) = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ S_{Dp} \\ 0 \\ \vdots \\ S_{Dq} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Onde $G(MT_k)$ e $D(MT_k)$ são vetores de $n \times 1$ formados por potências complexas geradas nas barras i e j e pela demanda complexa nas barras p e q , respectivamente, correspondente à transação multilateral k . Conseqüentemente, a potência complexa de

geração e demanda, para todas as transações multilaterais nMT presentes no mercado elétrico, podem ser representadas como segue:

$$S_G^{MT} = [G(MT_1) \ \cdots \ G(MT_k) \ \cdots \ G(MT_{nMT})] \quad (3.5)$$

$$S_D^{MT} = [D(MT_1) \ \cdots \ D(MT_k) \ \cdots \ D(MT_{nMT})] \quad (3.6)$$

3.3.3 Representação dos Agentes de Mercado tipo *Pool* - Bilateral

Os agentes de mercado tipo *pool* ou simplesmente *pool* (por simplicidade), podem ser representados como uma grande companhia, formada por muitos produtores e consumidores de energia elétrica dentro do sistema de energia elétrica. Portanto, uma representação similar a um contrato multilateral também pode ser usada para o *pool*. Logo:

$$G(pool) = \begin{bmatrix} S_{G1} \\ \vdots \\ 0 \\ S_{G(i-1)} \\ S_{G(j+1)} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} ; D(pool) = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ S_{D(p-1)} \\ 0 \\ \vdots \\ S_{D(q+1)} \\ \vdots \\ S_{Dn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Definindo que:

$$K = 1 + nBT + nMT \quad (3.8)$$

Onde:

K = Quantidade total de transações de energia no mercado elétrico.

O sub-índice “1” na equação (3.8) representa o *pool* como se fosse uma única transação multilateral, onde estão incluídos todos os níveis de geração e carga com leilão *pool*.

Portanto, as matrizes de potência complexa de geração e carga, para todas as K transações de energia no mercado elétrico podem ser representadas respectivamente, como segue:

$$S_G = [G(pool) \ S_G^{BT} \ S_G^{MT}] \quad (3.9)$$

$$S_D = [D(pool) \ S_D^{BT} \ S_D^{MT}] \quad (3.10)$$

Note-se que, a soma de $\text{Re}(S_G^k)$ e $\text{Re}(S_D^k)$ poderiam ser iguais ou não, dependendo dos desvios entre geração e demanda nos contratos bilaterais e no mercado *pool*.

Obviamente em um par de transações a geração de potência reativa do fornecedor e do consumidor não fecha o balanço porque, em geral, não existe um acordo econômico nesse sentido. A potência reativa de um gerador individual instalado com regulador automático de tensão é operada com base no requerimento de controle de tensão do sistema. Para este caso, um mecanismo de alocação do suporte de potência reativa deve ser adotado. Este aspecto não será abordado neste trabalho, por estar fora do escopo do mesmo.

3.4 Decomposição Não Linear dos Fluxos e Perdas, para os Agentes do Mercado Elétrico

Para tratar melhor as características não lineares das equações do fluxo de potência, expressemos todas as injeções de potência para injeções nodais de corrente complexa, como segue:

$$I = YE \tag{3.11}$$

Onde:

I : Vetor de injeções complexas de corrente.

Y : Matriz de admitância nodal. Em um sistema de potência real, esta matriz é bem condicionada já que no sistema de transmissão sempre há admitâncias *shunts* de ramo e compensadores *shunts*. Portanto, esta matriz é considerada não singular [46], [20].

E : Vetor de tensões complexo nodais.

Na prática, as injeções de corrente complexa dos pares de transação de energia, representados por (S_G^k, S_D^k) , não podem ser identificados diretamente a partir da solução do fluxo de potência, já que todas as transações são fisicamente acopladas umas com outras pelas tensões nodais do sistema [20]. Porém, de acordo com [16] : “as injeções

potência associadas às transações bilaterais ou multilaterais e com o *pool*, definem um grupo de injeções e correntes no sistema”. Portanto, uma transação bilateral ou multilateral e inclusive o próprio *pool*, podem ser considerados como um participante individual do sistema de transmissão, abrangendo um grupo de fontes de corrente (geradores) e um grupo de coletores de corrente (cargas). Além disso, de acordo com o princípio de superposição [68]: “A corrente ou tensão nos terminais dos componentes de um circuito linear é igual à soma algébrica das correntes e tensões produzidas independentemente por cada uma das fontes”. Usando este princípio, o total de injeções pode ser separado em grupos de circuitos individuais, um por agente, onde com exceção deste, todos os outros são representados por circuitos abertos. Portanto, em condições normais de operação, o vetor de injeções complexas de corrente devido à potência de geração e/ou demanda de uma transação de energia k , pode ser determinada, com a divisão escalar da conjugada do vetor coluna de injeções de potência com a conjugada do vetor de tensões complexa nodais:

$$I^k = \begin{bmatrix} \frac{(S_{G(1)}^k - S_{D(1)}^k)^*}{E_1^*} \\ \vdots \\ \frac{(S_{G(i)}^k - S_{D(i)}^k)^*}{E_i^*} \\ \vdots \\ \frac{(S_{G(n)}^k - S_{D(n)}^k)^*}{E_n^*} \end{bmatrix} = \frac{[S_{G(1)}^k - S_{D(1)}^k]^*}{[E]^*}, \text{ para todo } k \in K \quad (3.12)$$

Por o princípio de superposição nota-se que: $I = \sum_{k \in K} I^k$.

Onde $diag(E_{bus}^*)$ é uma matriz diagonal, cujos elementos são os conjugados complexos das tensões nodais.

Em concordância com a Lei de Kirchhoff, o vetor de tensão nodal correspondente para a uma transação de energia k pode ser avaliada, como segue:

$$E^k = [Y_{bus}]^{-1} x I^k, \text{ para todo } k \in K \quad (3.13)$$

Por o princípio de superposição nota-se que: $E = \sum_{k \in K} E^k$.

Nos itens seguintes, será realizada a decomposição dos fluxos e perdas no ramos para os componentes individuais de transação, usando o I^k e E^k diretamente.

Representação matricial dos Fluxos Totais dos Ramo:

Para representar matricialmente o fluxo de potência nos ramos definem-se três matrizes diagonais de admitância de ramo ou matriz diagonal de incidência de ramo [20]:

Então, definindo o seguinte:

L : Número total de ramos (linhas de transmissão, transformadores, etc no sistema.

f : Índice para barras “iniciais” dos ramos.

t : Índice para barras “finais” dos ramos.

r : Representa um ramo com barra inicial $f(r)$ e barra final $t(r)$.

$diag(Y_s)$: Matriz diagonal de dimensão $(L \times L)$ cujos elementos são as admitâncias série de cada ramo.

$diag(B_c)$: Matriz diagonal, de dimensão $(L \times L)$, cujos elementos são iguais à metade da susceptância *shunt* da linha quando este é representado por um modelo π .

$diag(T_{tap})$: Matriz diagonal de dimensão $(L \times L)$, cujos elementos são iguais a 1.0 no caso de linhas, números reais que representam a relação de transformação no caso de transformadores em-fase e números complexos no caso de transformadores defasadores.

Agora quatro matrizes admitância de ramo de dimensão $(L \times L)$ podem ser formadas, como segue [20]:

$$\begin{aligned}
 Y_u &= diag(Y_s) + diag(B_c) \\
 Y_{ff} &= Y_u x (diag(T_{tap}) x diag(T_{tap})^*)^{-1} \\
 Y_{ft} &= -diag(Y_s)^* x (diag(T_{tap})^*)^{-1} \\
 Y_{tf} &= -diag(Y_s) x (diag(T_{tap}))^{-1}
 \end{aligned}
 \tag{3.14}$$

Assume-se que tanto a razão não nominal do transformador em fase quanto à razão complexa de um transformador defasador estão situados no lado “inicial” do ramo.

Para decompor os fluxos e perdas, são denotados os vetores de tensões nas barras “iniciais” (f) dos ramos e vetores de tensões nas barras “finais” (t) dos ramos como E_f e E_t , respectivamente. Definem-se I_f e I_t como vetores de correntes fluindo desde as barras “iniciais” (f) dos ramos e desde as barras “finais” (t) dos ramos, respectivamente.

Onde:

$$E_f = \begin{bmatrix} E_{f(1)} \\ \vdots \\ E_{f(i)} \\ \vdots \\ E_{f(L)} \end{bmatrix} ; E_t = \begin{bmatrix} E_{t(1)} \\ \vdots \\ E_{t(i)} \\ \vdots \\ E_{t(L)} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$I_f = \begin{bmatrix} I_{f(1)} \\ \vdots \\ I_{f(i)} \\ \vdots \\ I_{f(L)} \end{bmatrix} ; I_t = \begin{bmatrix} I_{t(1)} \\ \vdots \\ I_{t(i)} \\ \vdots \\ I_{t(L)} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

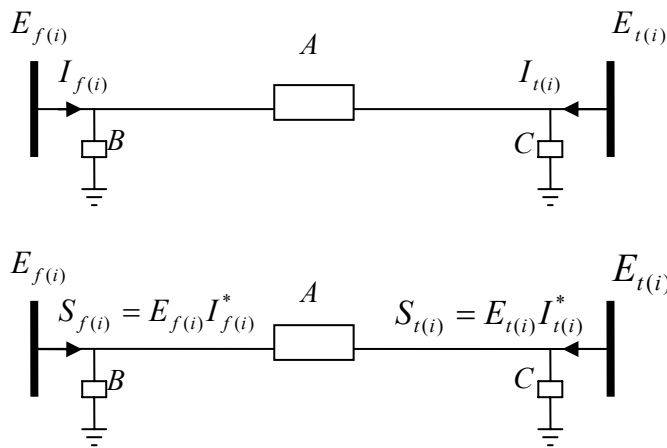


Figura 3.3 : Modelo equivalente π de um determinado ramo i indicando algumas variáveis de estado.

Na figura 3.3 mostra-se o modelo equivalente de um determinado ramo i indicando as tensões das barras “inicial” e “final”, as correntes e fluxos de potência complexos, saindo da barras “inicial” e “final”. Sendo A, B, e C, admitâncias do circuito equivalente do ramo i [69].

Logo:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_t \end{bmatrix} = Y_{aug} \mathcal{X} \begin{bmatrix} E_f \\ E_t \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Onde :

$$Y_{aug} = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{ft} \\ Y_{tf} & Y_{tt} \end{bmatrix}$$

Definindo S_f e S_t como os vetores de fluxo de potência complexa saindo das barras “iniciais” e “finais” dos ramos, respectivamente, tem-se que :

$$S_f = E_f I_f^* = \begin{bmatrix} E_{f(1)} \cdot I_{f(1)}^* \\ \vdots \\ E_{f(i)} \cdot I_{f(i)}^* \\ \vdots \\ E_{f(L)} \cdot I_{f(L)}^* \end{bmatrix} ; \quad S_t = E_t I_t^* = \begin{bmatrix} E_{t(1)} \cdot I_{t(1)}^* \\ \vdots \\ E_{t(i)} \cdot I_{t(i)}^* \\ \vdots \\ E_{t(L)} \cdot I_{t(L)}^* \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Onde I_f^* e I_t^* são o conjugado de I_f e I_t , respectivamente.

Representação Matricial dos Fluxos nos Ramos Associados a Cada Transação k:

Baseando-se nas equações apresentadas no item anterior, pode-se deduzir a expressão matricial dos fluxos dos ramos associados a cada transação k .

Da equação (3.13) calcularam-se os vetores de tensões nodais associadas a cada transação k , representado como E^k . Agora, baseado nesse calculo, define-se como E_f^k o vetor de tensão das barras “iniciais” dos ramos e E_t^k vetor de tensão de barras “finais” dos ramos. Logo, os correspondentes vetores correntes de ramos I_f^k e I_t^k podem ser obtidos substituindo separadamente E_f^k e E_t^k para cada transação k na equação (3.15):

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$E_f = \sum_{k \in K} E_f^k \quad ; \quad E_t = \sum_{k \in K} E_t^k \quad (3.19)$$

Onde:

$$E_f^k = \begin{bmatrix} E_{f(1)}^k \\ \vdots \\ E_{f(i)}^k \\ \vdots \\ E_{f(L)}^k \end{bmatrix} \quad ; \quad E_t^k = \begin{bmatrix} E_{t(1)}^k \\ \vdots \\ E_{t(i)}^k \\ \vdots \\ E_{t(L)}^k \end{bmatrix}$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} I_f^k \\ I_t^k \end{bmatrix} = Y_{aug} x \begin{bmatrix} E_f^k \\ E_t^k \end{bmatrix}, \text{ para todo } k \in K$$

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$I_f = \sum_{k \in K} I_f^k \quad ; \quad I_t = \sum_{k \in K} I_t^k \quad (3.20)$$

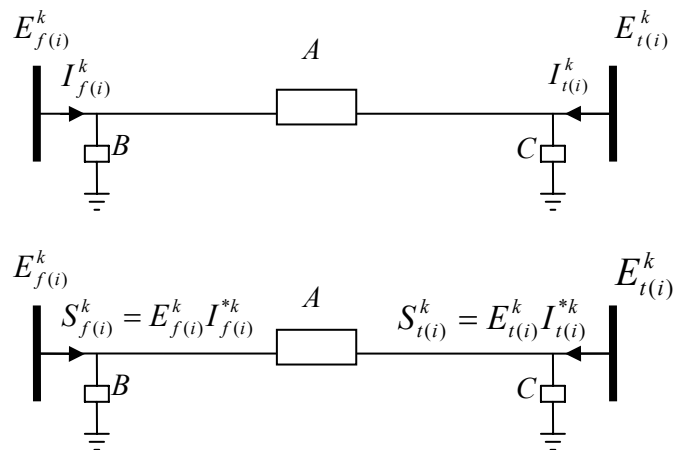


Figura 3.4 : Modelo equivalente π de um determinado ramo i , indicando alguns variáveis de estado associadas a uma transação k .

Na figura 3.4 mostra-se o modelo equivalente de um determinado ramo i indicando alguns variáveis de estado associadas a uma determinada transação k . Essas variáveis são:

as tensões de barra “inicial” e “final”, as correntes e fluxos de potência complexos, desde a barra “inicial” e “final”. Os parâmetros A, B, e C, são as admitâncias do circuito equivalente do ramo i [69].

Em concordância com as equações (3.19) e (3.20), a equação (3.18) pode ser reescrita, como o produto escalar da soma das tensões complexas com a soma das correntes de ramo, associadas a toda as transações respectivamente, como segue :

$$S_f = \sum_{k \in K} E_f^k \sum_{k \in K} I_f^{*k} = \begin{bmatrix} E_{f(1)}^1 + \dots E_{f(1)}^k + \dots E_{f(1)}^K \\ \vdots \\ E_{f(i)}^1 + \dots E_{f(i)}^k + \dots E_{f(i)}^K \\ \vdots \\ E_{f(L)}^1 + \dots E_{f(L)}^k + \dots E_{f(L)}^K \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{f(1)}^{*1} + \dots I_{f(1)}^{*k} + \dots I_{f(1)}^{*K} \\ \vdots \\ I_{f(i)}^{*1} + \dots I_{f(i)}^{*k} + \dots I_{f(i)}^{*K} \\ \vdots \\ I_{f(L)}^{*1} + \dots I_{f(L)}^{*k} + \dots I_{f(L)}^{*K} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$S_t = \sum_{k \in K} E_t^k \sum_{k \in K} I_t^{*k} = \begin{bmatrix} E_{t(1)}^1 + \dots E_{t(1)}^k + \dots E_{t(1)}^K \\ \vdots \\ E_{t(i)}^1 + \dots E_{t(i)}^k + \dots E_{t(i)}^K \\ \vdots \\ E_{t(L)}^1 + \dots E_{t(L)}^k + \dots E_{t(L)}^K \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{t(1)}^{*1} + \dots I_{t(1)}^{*k} + \dots I_{t(1)}^{*K} \\ \vdots \\ I_{t(i)}^{*1} + \dots I_{t(i)}^{*k} + \dots I_{t(i)}^{*K} \\ \vdots \\ I_{t(L)}^{*1} + \dots I_{t(L)}^{*k} + \dots I_{t(L)}^{*K} \end{bmatrix}$$

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$S_f = \sum_{k \in K} S_f^k \quad ; \quad S_t = \sum_{k \in K} S_t^k \quad (3.22)$$

Agora o problema é decompor a equação (3.21), em K termos individuais onde cada termo represente a contribuição de uma determinada transação individual k . Uma “consistente” forma de decompor a equação (3.21) pode ser baseado no seguinte argumento: “Em um sistema de potência, em condições normais de operação, conhece-se as tensões nodais estão próximas ao seu valor nominal de operação. Esses valores nominais, geralmente estão próximo de 1 p.u.”. O argumento acima, permite concluir que a injeção de potência em uma barra i é predominantemente dependente de sua injeção de corrente. Então, baseado nessa propriedade pode-se expressar os fluxos de potência nos ramos desde as barras “iniciais” e desde as barras “finais” associadas a cada

transação k respectivamente, apenas em função das correntes dos ramos associadas a cada transação k .

Então a equação (3.21) é decomposta em K termos individuais, onde cada um expressa a contribuição de uma determinada transação k , pela expressão de produto escalar seguinte:

$$S_f^k = \sum_{k \in K} (E_f^k) I_f^k = E_f \cdot I_f^{*k} = \begin{bmatrix} E_{f(1)}^1 + \dots E_{f(1)}^k + \dots E_{f(1)}^K \\ \vdots \\ E_{f(i)}^1 + \dots E_{f(i)}^k + \dots E_{f(i)}^K \\ \vdots \\ E_{f(L)}^1 + \dots E_{f(L)}^k + \dots E_{f(L)}^K \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{f(1)}^{*k} \\ \vdots \\ I_{f(i)}^{*k} \\ \vdots \\ I_{f(L)}^{*k} \end{bmatrix}, \text{ para todo } k \quad (3.23)$$

$$S_t^k = \sum_{k \in K} (E_t^k) I_t^k = E_t \cdot I_t^{*k} = \begin{bmatrix} E_{t(1)}^1 + \dots E_{t(1)}^k + \dots E_{t(1)}^K \\ \vdots \\ E_{t(i)}^1 + \dots E_{t(i)}^k + \dots E_{t(i)}^K \\ \vdots \\ E_{t(L)}^1 + \dots E_{t(L)}^k + \dots E_{t(L)}^K \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{t(1)}^{*k} \\ \vdots \\ I_{t(i)}^{*k} \\ \vdots \\ I_{t(L)}^{*k} \end{bmatrix}, \text{ para todo } k \in K \quad (3.24)$$

3.4.1 Decomposição dos Fluxos de Potência nas Linhas de Transmissão

Da figura 3.5, a corrente em uma linha de transmissão r , devido à contribuição de uma determinada transação k pode ser escrita como segue:

$$I_{f(r)}^k = y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) + j b_{sh}^r E_{f(r)}^k$$

O fluxo de potência complexa correspondente é :

$$S_{f(r)}^k = E_{f(r)} \cdot I_{f(r)}^{*k} = E_{f(r)} \cdot [y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) + j b_{sh}^r E_{f(r)}^k]^* \\ S_{f(r)}^k = E_{f(r)} [y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k)]^* + E_{f(r)} [j b_{sh}^r E_{f(r)}^k]^* \quad (3.25)$$

O fluxo de potência complexa total na linha r é :

$$S_{f(r)} = E_{f(r)} \sum_{k \in K} [y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k)]^* + E_{f(r)} \sum_{k \in K} [j b_{sh}^r E_{f(r)}^k]^*$$

$$S_{f(r)} = E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)} - E_{t(r)}) \right]^* - j b_{sh}^r |E_{f(r)}|^2 \quad (3.26)$$

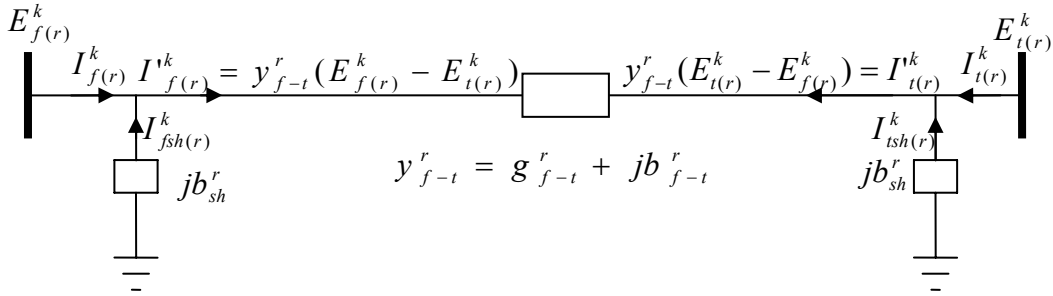


Figura 3.5. Circuito equivalente π de uma determinada linha de transmissão i , indicando algumas variáveis de estado associadas a uma transação k .

Nota-se que a expressão $j b_{sh}^r |E_{f(r)}^k|^2$ da equação (3.26) é uma expressão de potência puramente reativa. Isso verifica o fato que as injeções de corrente devidas aos *shunts* de linha não influenciam o fluxo total de potência ativa. Nota-se, na equação (3.25) o termo $E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^k \right]^*$ tem influência nas contribuições individuais na potência em cada transação k , devido ao fato de que $E_{f(r)} \neq E_{f(r)}^k$. Experimentalmente foi verificado que a expressão $E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^k \right]^*$ tem uma forte influência na volatilidade (mudanças exageradas e inconsistentes nas contribuições individuais devido à mudança no ponto de operação do sistema) das contribuições individuais da potência ativa. Não obstante, a influencia dessa expressão no fluxo total de potência ativa é nula. Por tanto, é consistente retirar aquele termo da equação (3.25) apenas para o caso das contribuições de potência ativa. Assim consegue-se que as alocações sejam consistentes e evita-se a volatilidade nas alocações de fluxos e perdas.

Então, da equação (3.25):

$$S_{f(r)}^k = P_{f(r)}^k + j Q_{f(r)}^k = E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^k \right]^*$$

Finalmente, $S_{f(r)}^k$ e $S_{t(r)}^k$ podem ser expressas assim:

$$\left. \begin{aligned} S_{f(r)}^k &= P_{f(r)}^k + jQ_{f(r)}^k \\ S_{t(r)}^k &= P_{t(r)}^k + jQ_{t(r)}^k \end{aligned} \right\} \text{ para todo } k \in K$$

Onde:

$$\left. \begin{aligned} P_{f(r)}^k &= \operatorname{Re}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) \right]^* \right) \\ Q_{f(r)}^k &= \operatorname{Im}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^k \right]^* \right) \end{aligned} \right\} \text{ para todo } k \in K \quad (3.27)$$

$$\left. \begin{aligned} P_{t(r)}^k &= \operatorname{Re}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^k - E_{f(r)}^k) \right]^* \right) \\ Q_{t(r)}^k &= \operatorname{Im}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^k - E_{f(r)}^k) \right]^* + E_{t(r)} \left[j b_{sh}^r E_{t(r)}^k \right]^* \right) \end{aligned} \right\} \text{ para todo } k \in K \quad (3.28)$$

3.4.2 Decomposição dos Fluxos de Potência nos Transformadores

No caso de um determinado transformador r (transformador em fase ou defasador), tanto o fluxo ativo como reativo são dependentes dos parâmetros A, B, e C do transformador [69]. Então, da figura 3.4 e da equação (3.23) e (3.24) respectivamente, temos que:

$$\left. \begin{aligned} S_{f(r)}^k &= P_{f(r)}^k + jQ_{f(r)}^k \\ S_{t(r)}^k &= P_{t(r)}^k + jQ_{t(r)}^k \end{aligned} \right\} \text{ para todo } k \in K$$

Onde:

$$P_{f(r)}^k = \operatorname{Re}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*k})\right) \quad ; \quad Q_f^k = \operatorname{Im}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*k})\right) \quad , \text{ para todo } k \in K \quad (3.29)$$

$$P_{t(r)}^k = \operatorname{Re}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*k})\right) \quad ; \quad Q_t^k = \operatorname{Im}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*k})\right) \quad , \text{ para todo } k \in K \quad (3.30)$$

3.4.3 Decomposição dos Fluxos de Potência e Perdas Nos Ramos

De forma geral, os vetor coluna alocação de fluxos de potência S_f^k e S_t^k em todos ramos do sistema (linhas de transmissão e transformadores), alocadas para uma determinada transação k , é dado pela seguinte expressão:

$$\left. \begin{aligned} S_f^k &= P_f^k + jQ_f^k \\ S_t^k &= P_t^k + jQ_t^k \end{aligned} \right\} \text{ para todo } k \in K$$

Onde:

$$S_f^k = \begin{bmatrix} S_{f(1)}^k \\ \vdots \\ S_{f(r)}^k \\ \vdots \\ S_{f(L)}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{f(1)}^k + jQ_{f(1)}^k \\ \vdots \\ P_{f(r)}^k + jQ_{f(r)}^k \\ \vdots \\ P_{f(L)}^k + jQ_{f(L)}^k \end{bmatrix} ; S_t^k = \begin{bmatrix} S_{t(1)}^k \\ \vdots \\ S_{t(r)}^k \\ \vdots \\ S_{t(L)}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{t(1)}^k + jQ_{t(1)}^k \\ \vdots \\ P_{t(r)}^k + jQ_{t(r)}^k \\ \vdots \\ P_{t(L)}^k + jQ_{t(L)}^k \end{bmatrix}, \text{ para todo } k \in K$$

Para $1 \leq r \leq L$:

Se r é uma linha:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^k &= \text{Re}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) \right]^* \right) \\ Q_{f(r)}^k &= \text{Im}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^k - E_{t(r)}^k) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^k \right]^* \right) \\ P_{t(r)}^k &= \text{Re}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^k - E_{f(r)}^k) \right]^* \right) \\ Q_{t(r)}^k &= \text{Im}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^k - E_{f(r)}^k) \right]^* + E_{t(r)} \left[j b_{sh}^r E_{t(r)}^k \right]^* \right) \end{aligned}$$

Se r é um transformador:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^k &= \text{Re}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*k})\right) ; Q_f^k = \text{Im}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*k})\right) \\ P_{t(r)}^k &= \text{Re}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*k})\right) ; Q_t^k = \text{Im}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*k})\right) \end{aligned}$$

Conseqüentemente, as perdas de potência ativa e reativa nos ramos, alocadas para uma determinada transação k , são expressas assim:

$$P_{loss}^k = \text{Re}(S_f^k + S_t^k) ; Q_{loss}^k = \text{Im}(S_f^k + S_t^k) , \text{ para todo } k \in K \quad (3.31)$$

$$P_{Tloss}^k = \sum_{r \in L} P_{loss}^k ; Q_{Tloss}^k = \sum_{r \in L} Q_{loss}^k , \text{ para todo } k \in K \quad (3.32)$$

Pelo princípio de superposição nota-se que: $P_{loss} = \sum_{k \in K} P_{loss}^k$.

Onde:

P_{loss}^k : Vetor coluna de alocações de perdas nas linhas de transmissão para uma determinada transação k .

P_{Tloss}^k : Alocação total de perdas para uma determinada transação k .

P_{loss} : Vetor coluna de perdas nos ramos, obtido pela solução do fluxo de potência.

3.4.4 Decomposição Nodal dos Fluxos e Perdas em Mercados Tipo *Pool*

Nas equações acima foram decompostos os fluxos e perdas para uma transação individual k nos ramos do sistema. Além disso, é importante decompor as contribuições que têm cada um dos agentes do mercado nos fluxos e perdas, porém estas alocações devem ser orientadas ou refletidas em cada barra do sistema.

Portanto, de acordo a Lei de Kirchhoff [70]:

$$E = ZI \quad (3.33)$$

Se todas as correntes são nulas exceto na barra b , pode-se deduzir a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_i \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{1b} \\ \vdots \\ z_{ib} \\ \vdots \\ z_{nb} \end{bmatrix} I_b = Z^b I_b, \text{ para todo } (I_m = 0 \wedge m \neq b) \quad (3.34)$$

A equação (3.34), expressa a tensões nodais do sistema como o produto escalar do vetor coluna Z^b que é formado por impedâncias da b -ésima coluna da matriz de impedância do sistema, com uma corrente I_b localizada na barra b , quando todas as correntes das outras fontes são iguais a zero. A figura 3.6 representa graficamente a equação (3.34).

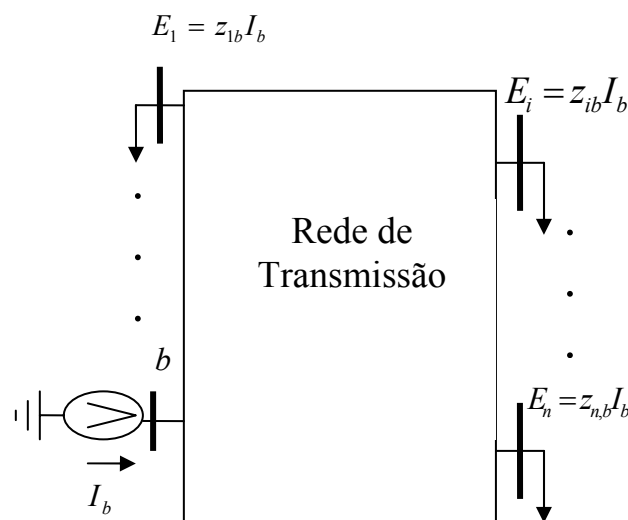


Figura 3.6: Representação de uma fonte de corrente b e seu efeito nas variáveis de estado do sistema.

Definindo:

b : Designa uma fonte de corrente localizada na b -ésima barra (b -ésima coluna da matriz impedância) do sistema. $b=1, 2, \dots, n$.

i : Designa a tensão localizada na i -ésima barra (i -ésima linha da matriz impedância) do sistema. $i=1, 2, \dots, n$.

Onde $z_{i,b}$ é a impedância da i -ésima linha e da b -ésima coluna da matriz de impedância Z -barra do sistema. Então, da equação (3.34) cumpre-se [70]:

$$z_{i,b} = \left(\frac{E_i}{I_b} \right)_{\forall (I_m=0 \wedge m \neq b)}$$

Da equação (3.38) pode-se observar que o vetor coluna Z^b é formado por elementos da coluna b matriz Z -barra do sistema. Nota-se que este vetor também pode ser obtido dividindo cada elemento do vetor tensões complexas de barras pela a corrente da fonte da barra b , quando todas a correntes das outras fontes são iguais a zero, como a seguir :

$$Z^b = \begin{bmatrix} \frac{E_1}{I_b} \\ \vdots \\ \frac{E_i}{I_b} \\ \vdots \\ \frac{E_n}{I_b} \end{bmatrix} \quad \forall (I_m = 0 \quad \wedge \quad m \neq b)$$

Usando as deduções da acima agora é possível expressar, a “contribuição” da fonte de corrente I_b da barra j para o vetor de tensões complexas de barras “inicias” E_f^b e de barras “finais” E_t^b dos ramos. Podem ser expressos como um produto escalar do vetor Z_f^b da b -ésima coluna da matriz Z -barra com a corrente complexa da fonte j , como a seguir:

$$E_f^b = Z_f^b \cdot I_b \quad ; \quad E_t^b = Z_t^b I_b \quad , \quad \text{para todo } b \in n \quad (3.35)$$

Onde:

$$Z_f^b = \begin{bmatrix} z_{f(1),b} \\ \vdots \\ z_{f(i),b} \\ \vdots \\ z_{f(n),b} \end{bmatrix} \quad ; \quad Z_t^b = \begin{bmatrix} z_{t(1),b} \\ \vdots \\ z_{t(i),b} \\ \vdots \\ z_{t(n),b} \end{bmatrix}$$

Usando as deduções da acima também é possível expressar, a “contribuição” da fonte de corrente I_b da barra b para o vetor correntes complexas de barras “iniciais” I_f^b e de barras “finais” I_t^b dos ramos. A figura 3.7 mostra graficamente isso. Logo, analogamente à equação (3.17) tem-se o seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} I_f^b \\ I_t^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{ft} \\ Y_{tf} & Y_{tt} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} E_f^b \\ E_t^b \end{bmatrix}, \quad \text{para todo } b \in n \quad (3.36)$$

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$E_f = \sum_{b \in n} E_f^b \quad ; \quad E_t = \sum_{b \in n} E_t^b \quad (3.37)$$

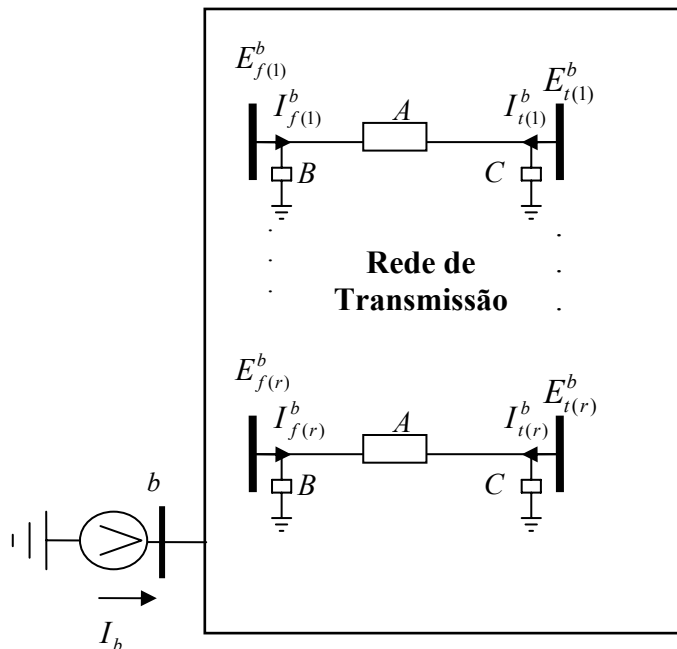


Figura 3.7 Representação da contribuição da corrente da fonte da barra b nas tensões e correntes nos ramos do sistema

a) Decomposição dos Fluxos e Perdas de Potência nos Ramos

Usando as expressões da acima tem-se uma formulação geral para contribuição aos fluxos nos ramos pela fonte de corrente na barra b , pode ser escrita da seguinte forma:

$$\left. \begin{aligned} S_t^b &= P_f^b + jQ_f^b \\ S_t^b &= P_t^b + jQ_t^b \end{aligned} \right\} \text{ para todo } b \in n$$

Onde :

$$S_f^b = \begin{bmatrix} S_{f(1)}^b \\ \vdots \\ S_{f(r)}^b \\ \vdots \\ S_{f(L)}^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{f(1)}^b + jQ_{f(1)}^b \\ \vdots \\ P_{f(r)}^b + jQ_{f(r)}^b \\ \vdots \\ P_{f(L)}^b + jQ_{f(L)}^b \end{bmatrix} ; S_t^b = \begin{bmatrix} S_{t(1)}^b \\ \vdots \\ S_{t(r)}^b \\ \vdots \\ S_{t(L)}^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{t(1)}^b + jQ_{t(1)}^b \\ \vdots \\ P_{t(r)}^b + jQ_{t(r)}^b \\ \vdots \\ P_{t(L)}^b + jQ_{t(L)}^b \end{bmatrix}, \text{ para todo } b \in n \quad (3.38)$$

Para $1 \leq r \leq L$:

Se r é uma linha:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^b &= \text{Re}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^b - E_{t(r)}^b) \right]^* \right) \\ Q_{f(r)}^b &= \text{Im}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^b - E_{t(r)}^b) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^b \right]^* \right) \\ P_{t(r)}^b &= \text{Re}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^b - E_{f(r)}^b) \right]^* \right) \\ Q_{t(r)}^b &= \text{Im}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^b - E_{f(r)}^b) \right]^* + E_{t(r)} \left[j b_{sh}^r E_{t(r)}^b \right]^* \right) \end{aligned}$$

Se r é um transformador:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^b &= \text{Re}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*b})\right) ; Q_f^b = \text{Im}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*b})\right) \\ P_{t(r)}^b &= \text{Re}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*b})\right) ; Q_t^b = \text{Im}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*b})\right) \end{aligned}$$

Conseqüentemente a parcela de perdas ativa e reativa nos ramos alocada à fonte corrente da barra j , pode ser escrita como segue:

$$P_{loss}^b = \text{Re}(S_f^b + S_t^b), \quad Q_{loss}^b = \text{Im}(S_f^b + S_t^b), \quad \text{para todo } b \in n \quad (3.39)$$

$$P_{TLoss}^b = \sum_{r \in L} P_{loss}^b ; \quad Q_{TLoss}^b = \sum_{r \in L} Q_{loss}^b, \quad \text{para todo } b \in n \quad (3.40)$$

Pelo princípio de superposição nota-se que: $P_{loss} = \sum_{b \in n} P_{loss}^b$; $Q_{loss} = \sum_{b \in n} Q_{loss}^b$.

Onde:

P_{loss}^b : Vetor coluna de alocações de perdas nos ramos para uma determinada transação k .

P_{Tloss}^b : Alocação total de perdas para uma determinada transação k .

P_{loss} , Q_{loss} : Vetor coluna de perdas ativas e reativas nos ramos obtidas pela solução do fluxo de potência.

3.4.5 Decomposição Nodal dos Fluxos e Perdas em Mercados Tipo *Pool-Bilateral*

Usando as deduzidas no item anterior podem ser estendidas e adequadas para expressar, a contribuição da fonte de corrente complexa I_b^k da barra b associada a uma determinada transação k , para o vetor tensões complexas de barras “inicias” $E_f^{b,k}$ e de barras “finais” E_t^b dos ramos, podem ser expressados como o seguinte produto escalar do vetor Z_f^b da b -ésima coluna da matriz Z -barra com a fonte de corrente complexa I_b^k da barra b , como a seguir:

$$E_f^{b,k} = Z_f^b \cdot I_b^k \quad ; \quad E_t^b = Z_t^b I_b^k \quad , \quad \text{para todo } b \in n \cap k \in K \quad (3.41)$$

A seguir determina-se a contribuição da fonte de corrente complexa I_b^k da barra b associada a uma determinada transação k , para o vetor correntes complexas de barras “inicias” $I_f^{b,k}$ e de barras “finais” $I_t^{b,k}$ dos ramos

A figura 3.6 mostra-se graficamente isso. Logo, analogamente à equação (3.17) tem-se a seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} I_f^{b,k} \\ I_t^{b,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{ft} \\ Y_{tf} & Y_{tt} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} E_f^{b,k} \\ E_t^{b,k} \end{bmatrix}, \quad \text{para todo } b \in n \cap k \in K \quad (3.42)$$

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$E_f = \sum_{k \in K} \sum_{b \in n} E_f^{b,k} \quad ; \quad I_f = \sum_{k \in K} \sum_{b \in n} I_f^{b,k} \quad (3.43)$$

a) Decomposição dos Fluxos e Perdas nos Ramos

Analogamente aos casos anteriores, tem-se uma formulação geral para contribuição aos fluxos nos ramos pela fonte de corrente na barra b , que pode ser escrita da seguinte forma:

$$\left. \begin{aligned} S_t^{b,k} &= P_f^{b,k} + jQ_f^{b,k} \\ S_t^{b,k} &= P_t^{b,k} + jQ_t^{b,k} \end{aligned} \right\} \text{ para todo } b \in n \cap k \in K$$

Onde :

$$\left. \begin{aligned} S_f^{b,k} &= \begin{bmatrix} S_{f(1)}^{b,k} \\ \vdots \\ S_{f(1)}^{b,k} \\ \vdots \\ S_{f(L)}^{b,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{f(1)}^{b,k} + jQ_{f(r)}^{b,k} \\ \vdots \\ P_{f(r)}^{b,k} + jQ_{f(r)}^{b,k} \\ \vdots \\ P_{f(L)}^{b,k} + jQ_{f(L)}^{b,k} \end{bmatrix} ; \\ S_t^{b,k} &= \begin{bmatrix} S_{t(1)}^{b,k} \\ \vdots \\ S_{t(1)}^{b,k} \\ \vdots \\ S_{t(L)}^{b,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{t(1)}^{b,k} + jQ_{t(r)}^{b,k} \\ \vdots \\ P_{t(r)}^{b,k} + jQ_{t(r)}^{b,k} \\ \vdots \\ P_{f(L)}^{b,k} + jQ_{t(L)}^{b,k} \end{bmatrix} \end{aligned} \right\} \text{ para todo } b \in n \cap k \in K \quad (3.44)$$

Onde

Para $1 \leq r \leq L$:

Se r é uma linha:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^{b,k} &= \text{Re}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^{b,k} - E_{t(r)}^{b,k}) \right]^* \right) \\ Q_{f(r)}^{b,k} &= \text{Im}\left(E_{f(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{f(r)}^{b,k} - E_{t(r)}^{b,k}) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^{b,k} \right]^* \right) \\ P_{t(r)}^{b,k} &= \text{Re}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^{b,k} - E_{f(r)}^{b,k}) \right]^* \right) \\ Q_{t(r)}^{b,k} &= \text{Im}\left(E_{t(r)} \left[y_{f-t}^r (E_{t(r)}^{b,k} - E_{f(r)}^{b,k}) \right]^* + E_{f(r)} \left[j b_{sh}^r E_{f(r)}^{b,k} \right]^* \right) \end{aligned}$$

Se r é um transformador:

$$\begin{aligned} P_{f(r)}^{b,k} &= \text{Re}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*b})\right) ; \quad Q_f^{b,k} = \text{Im}\left(E_{f(r)} x(I_{f(r)}^{*b,k})\right) \\ P_{t(r)}^{b,k} &= \text{Re}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*b,k})\right) ; \quad Q_t^{b,k} = \text{Im}\left(E_{t(r)} x(I_{t(r)}^{*b,k})\right) \end{aligned}$$

Conseqüentemente a parcela de perdas ativa e reativa nos ramos, alocada à corrente da fonte na barra b , associada a uma determinada transação k , pode ser escrita como segue:

$$P_{loss}^{b,k} = \text{Re}(S_f^{b,k} + S_t^{b,k}), \quad Q_{loss}^{b,k} = \text{Im}(S_f^{b,k} + S_t^{b,k}), \quad \text{para todo } b \in n \cap k \in K \quad (3.45)$$

$$P_{TLoss}^{b,k} = \sum_{r \in L} P_{loss}^{b,k} \quad ; \quad Q_{TLoss}^{b,k} = \sum_{r \in L} Q_{loss}^{b,k} \quad , \quad \text{para todo } b \in n \cap k \in K \quad (3.46)$$

Pelo princípio de superposição nota-se que:

$$P_{loss} = \sum_{k \in K} \sum_{b \in n} P_{loss}^{b,k} \quad ; \quad Q_{loss} = \sum_{k \in K} \sum_{b \in n} Q_{loss}^{b,k} \quad (3.47)$$

Onde:

$P_{loss}^{b,k}$: Vetor coluna de alocações de perdas nas linhas de transmissão para uma fonte de corrente da barra j associada à transação k .

$P_{Tloss}^{b,k}$: Alocação total de perdas para uma determinada fonte de corrente da barra j associada à transação k .

P_{loss} , Q_{loss} : Vetor coluna de perdas ativas e reativas totais nas linhas obtidas pela solução do fluxo de potência.

3.5 Alocação de Perdas de Modo Não-Subsidiado e Considerações de Rateio entre Geração - Consumo

As equações mostradas acima produzem alocações negativas em certas barras e para certos agentes de mercado. Isso é tecnicamente consistente, já que aquelas alocações negativas são resultado dos fluxos de potência opostos (que ajudam a diminuir as perdas do sistema). Conseqüentemente, isso resulta em subsídio cruzado a uma determinada barra, como uma forma de incentivo financeiro. Essa concessão de créditos de energia a vários agentes em virtude dos mesmos apresentarem “perdas negativas” poderá aumentar consideravelmente as contribuições dos agentes com débitos de energia. O fato de um agente ter crédito implica na compensação pelos demais, em termos de uma maior parcela de perdas, uma vez que o total de perdas do sistema a ser rateado não se altera.

Alguns estudos [67] sugerem que os subsídios cruzados devem ser reduzidos ou, no melhor dos casos, eliminados, porque provocam distorções nas alocações e podem afetar tanto o equilíbrio como a eficiência do mercado.

A decisão de como transformar uma alocação subsidiada em não subsidiada, vai depender principalmente das políticas operacionais e econômicas, que gerem agentes do mercado elétrico. Portanto, neste trabalho de dissertação, também é proposta uma opção para a eliminar a possibilidade de geração de créditos por perdas para agentes, no contexto de alocação de perdas no sistema de transmissão.

3.5.1 Alocação Nodal não-subsidiada de Perdas

Considere-se o esquema básico proposto em [29], para os propósitos deste trabalho. Isto é, deslocar aquelas barras com alocações negativas resultadas das equações da acima de modo que se preserve a natureza não linear do método proposto e da alocação. Primeiro é verificado se alguma barra do sistema ou agente do mercado recebeu uma alocação negativa. Caso não exista nenhuma barra nessa condição, a alocação é aceita. Caso contrário, é procurada a barra que tenha a menor alocação negativa. Então, definindo L_{loss} como o coeficiente de normalização da barra de menor alocação negativa, desse modo pode-se obter o coeficiente de translação β_{loss} , como segue:

$$\beta_{loss} = \frac{1}{1 - L_{loss}} \quad (3.48)$$

Em conseqüência, uma nova alocação nodal das perdas é realizada, como segue:

Se $(b \in n \cap P_{TLoss}^b < 0)$:

$$P_{Loss}^{b+} = \beta_{bus} P_{TLoss}^b + (1 - \beta_{loss}) \quad (3.49)$$

Se $(b \in n \cap P_{TLoss}^b \geq 0)$

$$P_{Loss}^{b+} = P_{TLoss}^b$$

Com esta variação obtém-se que :

$$L_{Syst} < \sum_{b \in n} P_{Loss}^{b+}$$

Onde:

L_{Syst} : Perda total do sistema.

Então, um procedimento de normalização é requerido para recuperar as perdas totais do sistema. Logo, a nova alocação não subsidiada será como segue:

$$P_{Loss}^{'b} = \frac{P_{Loss}^{b+}}{\sum_{j \in n} P_{Loss}^{j+}} L_{Syst} \quad \forall \quad b \in n \quad (3.50)$$

Analogamente, para as alocações de perdas nodais para cada transação k , pode-se deduzir. Tem-se que o coeficiente de normalização da barra de menor alocação negativa, correspondente a uma transação k é L_{loss}^k . Assim, obtém-se o coeficiente de translação para o agente k é calculado como segue:

$$\beta_{loss}^k = \frac{1}{1 - L_{loss}^k} \quad \forall \quad k \in K$$

Logo, a nova alocação nodal das perdas para o agente k , é:

Se $(k \in K \cap b \in n \cap P_{TLoss}^{b,k} < 0)$:

$$P_{Loss}^{b,k+} = \beta_{loss}^k P_{TLoss}^{b,k} + (1 - \beta_{loss}^k) \quad (3.51)$$

Se $(k \in K \cap b \in n \cap P_{TLoss}^{j,k} \geq 0)$

$$P_{Loss}^{b,k+} = P_{TLoss}^{b,k}$$

Com esta variação obtém-se que:

$$P_{TLoss}^k < \sum_{j \in n} P_{TLoss}^{j,k+} \quad \forall \quad k \in K$$

Onde:

P_{TLoss}^k : Alocação total de perdas para uma transação k , obtida mediante a equação (3.32),

o mesmo resultado também é obtido mediante a equação (3.16) assim:

$$P_{TLoss}^k = \sum_{b \in n} P_{TLoss}^{b,k} \quad \forall \quad k \in K$$

Analogamente ao caso anterior, um procedimento de normalização é requerido para recuperar as perdas totais do sistema. Logo a nova alocação não subsidiada será:

$$P_{Loss}^{b,k} = \frac{P_{Loss}^{b,k+}}{\sum_{b \in n} P_{Loss}^{b,k+}} P_{Tloss}^k \quad \forall \quad (b \in n \cap k \in K) \quad (3.52)$$

3.5.2 Considerações de Rateio entre Geração - Consumo

Na literatura e em alguns mercados elétricos (por exemplo, o mercado elétrico brasileiro, espanhol, etc) devido a questões de ordem técnico-econômica dos agentes e do ponto de vista da equidade entre participantes do mercado usam-se critérios de rateio entre geração e consumo na proporção de 50%-50% para alocação de perdas. Deste modo, pode-se estender o método proposto, para permitir a alocação nessa proporção (50%-50%), ou qualquer proporção que o mercado julgue conveniente adotar, sempre considerando natureza não linear da alocação de perdas.

Definindo:

G : Um vetor formado por um conjunto de números de barras que identificam as barras de geração:

D : Um vetor formado por um conjunto de números de barras que identificam as barras de demanda:

Caso 1: Alocação Normal (subsidiada, se existir)

Neste caso, os resultados obtidos para alocação nodal (subsidiada, se existir alocações negativas) de perdas para alocar a metade das perdas entre agentes geradores e a outra metade entre agentes consumidores. Note-se esta nova alocação é consistente já que é utilizado um procedimento de normalização, de modo que cada agente tenha corrigida sua alocação proporcionalmente a seu valor de alocação inicial. Note-se que as alocações mudam, porém a natureza não linear das alocações é preservada. Isto pode ser escrito como segue:

$$L_{G,b} = \frac{P_{TLoss}^b}{\sum_{b \in G} P_{TLoss}^b} \frac{L_{Syst}}{2}, \forall b \in G$$

$$L_{D,b} = \frac{P_{TLoss}^b}{\sum_{b \in D} P_{TLoss}^b} \frac{L_{Syst}}{2}, \forall b \in D$$
(3.53)

Onde $L_{G,b}$ são as perdas alocadas no gerador b e $L_{D,b}$ são as perdas alocadas na demanda b .

Caso 2: Alocação Não - Subsidiada

Neste caso, utilizam-se os resultados obtidos para alocação nodal não subsidiada de perdas para alocar a metade das perdas entre agentes geradores e a outra metade aos agentes consumidores. Esta nova alocação é consistente já que aqui também é utilizado um procedimento de normalização, de modo que cada agente tenha sua alocação corrigida proporcionalmente a seu valor de alocação inicial. Similarmente, as alocações são alteradas, porém a natureza não linear é preservada. Isto pode ser escrito como segue:

$$L'_{G,b} = \frac{P_{TLoss}^b}{\sum_{b \in G} P_{TLoss}^b} \frac{L_{Syst}}{2}, \forall b \in G$$

$$L'_{D,b} = \frac{P_{TLoss}^b}{\sum_{b \in D} P_{TLoss}^b} \frac{L_{Syst}}{2}, \forall b \in D$$
(3.54)

Onde $L'_{G,b}$ são as perdas alocadas no gerador b e $L'_{D,b}$ são as perdas alocadas na demanda b .

Capítulo 4

TESTES DE VALIDAÇÃO, ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

4.1 Introdução

A metodologia proposta para alocação de fluxos de potência e perdas no sistema de transmissão em mercados tipo *pool*-bilateral foi implementada no programa computacional denominado nesta dissertação como FLUXPERD (Alocação de Fluxos e Perdas no Sistema de Transmissão em Mercados Elétricos). O programa computacional foi desenvolvido utilizando-se Matlab® Versão 6.5.

Três estudos de casos com testes de validação, análise e comparações de resultados foram realizados utilizando os casos-base de três sistemas de potência: um sistema de cinco barras extraído da literatura [29], o sistema IEEE de 14 barras (IEEE-14) [71], e o sistema IEEE de 118 barras (IEEE-118) [71], considerando seus respectivos ponto de operação dos agentes do mercado em cada caso. Nos referidos casos é realizada a análise e comparação dos resultados das alocações com outros três seguintes metodologias disponíveis na literatura: método *Optimal Power Dispatch* (OPD) [29], Método proposto pelo Operado Nacional do Sistema Brasileiro (ONS) [53] e o método Z-barra [46]. Além de isso no caso 1 é feito à avaliação e comparação do desempenho da metodologia proposta.

Lembrando que, no presente trabalho, a denominação agente do mercado refere-se a um determinado produtor ou consumidor sob operação no mercado tipo *pool* ou via transação bilateral ou multilateral, devida e juridicamente estabelecida dentro do mercado. Portanto, quando são citados neste trabalho os agentes do mercado tipo *pool*, refere-se ao conjunto de geradores e cargas operando sob este tipo de mercado, lembrando que cada transação bilateral (formada pr um agente produtor e um agente consumidor) ou multilateral (formada por vários agentes produtores e consumidores) são considerados como agentes associado ao mercado tipo bilateral.

4.2 Caso I: Sistema de cinco Barras - Análise e Comparações

Com o objetivo de comparar os resultados com os obtidos por outros métodos, o mesmo caso estudado em [29] foi considerado neste item. A figura 4.1 mostra o diagrama unifilar correspondente, sendo que os dados completos encontram-se no Apêndice A.

O estado do caso-base da operação, assim como os fluxos e perdas nos ramos para o sistema de cinco barras são apresentados nas tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente.

Os estudos foram desenvolvidos considerando-se o mercado tipo *pool* e duas transações multilaterais. A tabela 4.3 apresenta os valores das transações multilaterais (TX), as cargas e gerações no *pool*.

Barra N°	Tensão		Geração		Carga	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.050	0.000	226.44	46.34	45.00	15.00
2	0.990	-10.167	-	-	162.50	20.00
3	1.033	-6.704	74.95	62.25	80.00	20.00
4	1.050	1.224	136.31	22.09	50.00	20.00
5	1.015	-4.332	-	-	90.00	25.00
Total:			437.70	130.68	427.50	100.00

Tabela 4.1: Sistema de cinco barras - Estado de operação 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	113.92	17.24	-108.84	-0.04	5.080	17.20
2	3	-53.66	-19.96	54.69	22.08	1.025	2.12
3	5	-17.31	12.46	17.55	-13.10	0.236	-0.64
3	4	-42.42	7.70	43.90	-3.11	1.473	4.59
5	4	-41.37	-2.19	42.41	5.20	1.047	3.02
5	1	-66.18	-9.71	67.53	14.10	1.342	4.39
Total:				10.204		30.68	

Tabela 4.2: Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos.

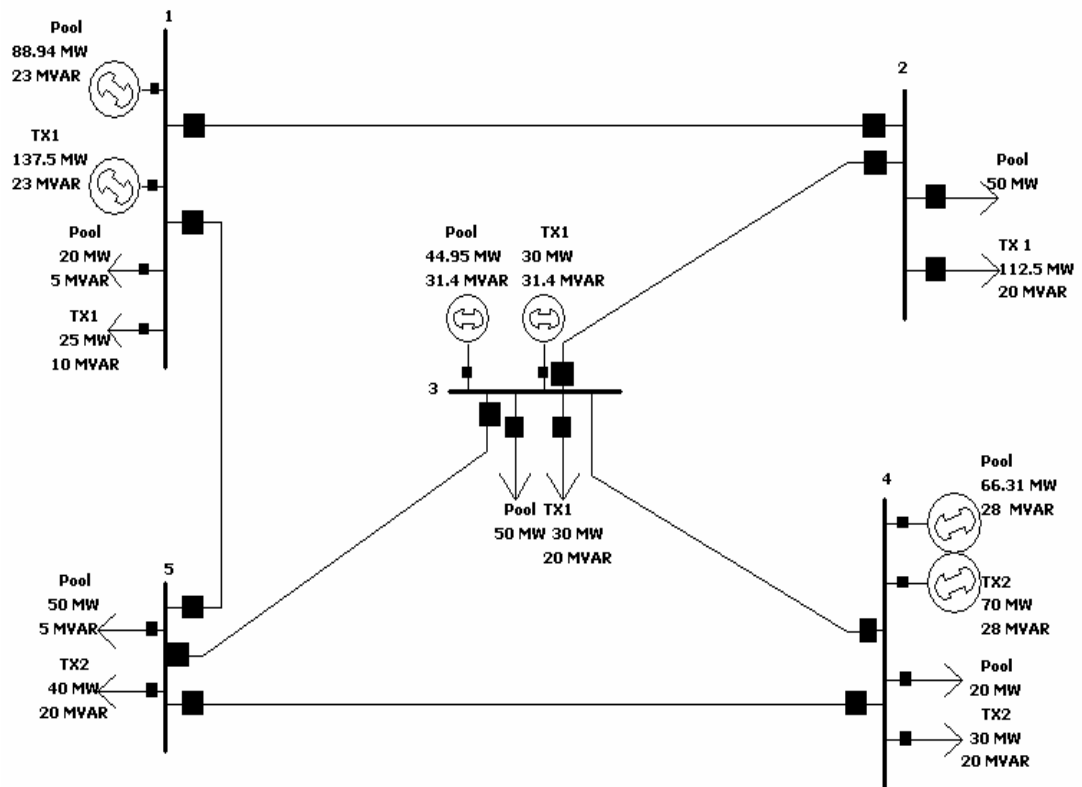


Figura 4.1: Diagrama Unifilar do sistema de cinco barras [29].

B a r r a	Pool		Trans. Mult. 1 (TX:1)		Trans. Mult. 2 (TX: 2)	
	Geração (MVA)	Carga (MVA)	Geração (MVA)	Carga (MVA)	Geração (MVA)	Carga (MVA)
1	88.94+ 23 i	20+5 i	137.5+23 i	25+10 i	0	0
2	0	50+0 i	0	112.5+20 i	0	0
3	44.95+ 31.4 i	50+ 0 i	30+ 31.4 i	30 + 20 i	0	0
4	66.31+ 28 i	20+0 i	0	0	70+28 i	30+ 20 i
5	0	50+ 5i	0	0	0	40+ 20i

Tabela 4.3: Operação programada do *pool* e das transações multilaterais [29].

Alocação de Fluxos de Potência

A tabela 4.4 apresenta detalhadamente os resultados da alocação dos fluxos de potência complexa para os agentes pertencentes ao mercado *pool*-bilateral. Nota-se o bom desempenho do método proposto na decomposição dos fluxos de potência complexa nos

ramos para cada barra do sistema correspondente aos agentes tanto do mercado tipo *pool* como do mercado tipo bilateral.

A tabela 4.5 apresenta resumidamente os resultados da alocação dos fluxos de potência complexa para os agentes pertencentes ao mercado *pool*-bilateral. A figura 4.2 mostra graficamente estas alocações de fluxos de potência. Os fluxos nos ramos alocados para a transação 1 (TX:1) e para os agentes do *pool* são, na maioria dos casos, maiores que aqueles alocados para a transação 2 (TX:2), refletindo-se deste modo o fato de que a carga atendida pela transação 2 é menor que os outros. Além disso, os componentes dos fluxos alocados para a transação 2 são maiores para os ramos ligados às barras 4 e 5, isto é, os ramos 3-5, 3-4 e 5-4. Logo, o esquema de alocação pelo método proposto reflete o uso da rede. Comparando a alocação fornecida pelo método proposto com aquela dada pelo método OPD proposto em [29] (tabela 4.5 e 4.6, respectivamente), observa-se que ambos têm valores de alocação semelhantes para este ponto de operação do sistema.

Ramos		Barras					
De	Para	Total	Barra:1	Barra:2	Barra:3	Barra:4	Barra:5
Para os agentes do mercado tipo Pool							
1	2	38.20 + 9.05i	26.04 + 6.96i	17.28 + 1.66i	1.00 + 1.29i	1.99 + 1.98i	-8.10 - 2.85i
2	3	-16.33 - 8.00i	8.10 + 0.16i	-20.75 - 0.01i	1.13 - 7.96i	-9.56 - 0.18i	4.76 - 0.02i
3	5	-2.57 + 10.19i	-8.54 - 0.24i	-4.78 - 0.54i	-1.27 + 10.26i	-2.55 + 0.10i	14.57 + 0.60i
3	4	-20.56 + 4.61i	0.42 + 0.33i	-4.34 - 0.46i	-0.71 + 6.28i	-18.57 - 1.52i	2.64 - 0.02i
5	4	-24.69 - 2.02i	7.52 + 1.30i	-1.76 - 0.47i	0.15 + 0.99i	-22.15 - 2.71i	-8.45 - 1.13i
5	1	-29.22 + 1.72i	-28.28 - 2.84i	6.47 + 0.39i	-0.57 + 4.38i	11.28 + 1.89i	-18.12 - 2.09i
Para barras associadas à transação multilateral (TX:1)							
1	2	80.29 + 17.52i	42.49 + 9.60i	37.64 + 7.45i	0.15 + 0.47i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
2	3	-33.78 - 13.60i	13.14 - 0.42i	-46.69 - 10.36i	-0.23 - 2.82i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
3	5	-24.53 - 1.29i	-13.89 - 0.24i	-10.64 - 4.72i	0.00 + 3.67i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
3	4	-8.97 - 1.49i	0.68 + 0.32i	-9.65 - 4.06i	-0.00 + 2.25i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
5	4	8.38 - 0.97i	12.25 + 1.58i	-3.89 - 2.91i	0.01 + 0.36i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
5	1	-31.79 + 0.53i	-46.04 - 3.46i	14.29 + 2.41i	-0.04 + 1.57i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
Para barras associadas à transação multilateral (TX:2)							
1	2	-4.57 - 9.33i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	1.70 - 1.92i	-6.28 - 7.42i
2	3	-3.55 + 1.65i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	-7.53 + 1.74i	3.97 - 0.09i
3	5	9.79 + 3.57i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	-2.06 - 0.31i	11.85 + 3.88i
3	4	-12.90 + 4.59i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	-15.04 + 4.76i	2.15 - 0.17i
5	4	-25.05 + 0.80i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	-18.29 + 5.30i	-6.76 - 4.50i
5	1	-5.17 - 11.96i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	9.32 - 3.68i	-14.49 - 8.28i

Tabela 4.4 : Sistema de cinco barras - Alocação dos fluxos de potência complexa nos ramos para as barras do sistema correspondentes aos agentes do mercado (MVA).

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	113.92 + 17.24i	38.20 + 9.05i	80.29 + 17.52i	-4.57 - 9.33i
2 3	-53.66 - 19.96i	-16.33 - 8.00i	-33.78 - 13.60i	-3.55 + 1.65i
3 5	-17.31 + 12.46i	-2.57 + 10.19i	-24.53 - 1.29i	9.79 + 3.57i
3 4	-42.42 + 7.70i	-20.56 + 4.61i	-8.97 - 1.49i	-12.90 + 4.59i
5 4	-41.37 - 2.19i	-24.69 - 2.02i	8.38 - 0.97i	-25.05 + 0.80i
5 1	-66.18 - 9.71i	-29.22 + 1.72i	-31.79 + 0.53i	-5.17 - 11.96i

Tabela 4.5: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação dos fluxos de potência complexa nos ramos para os agentes do mercado (MVA).

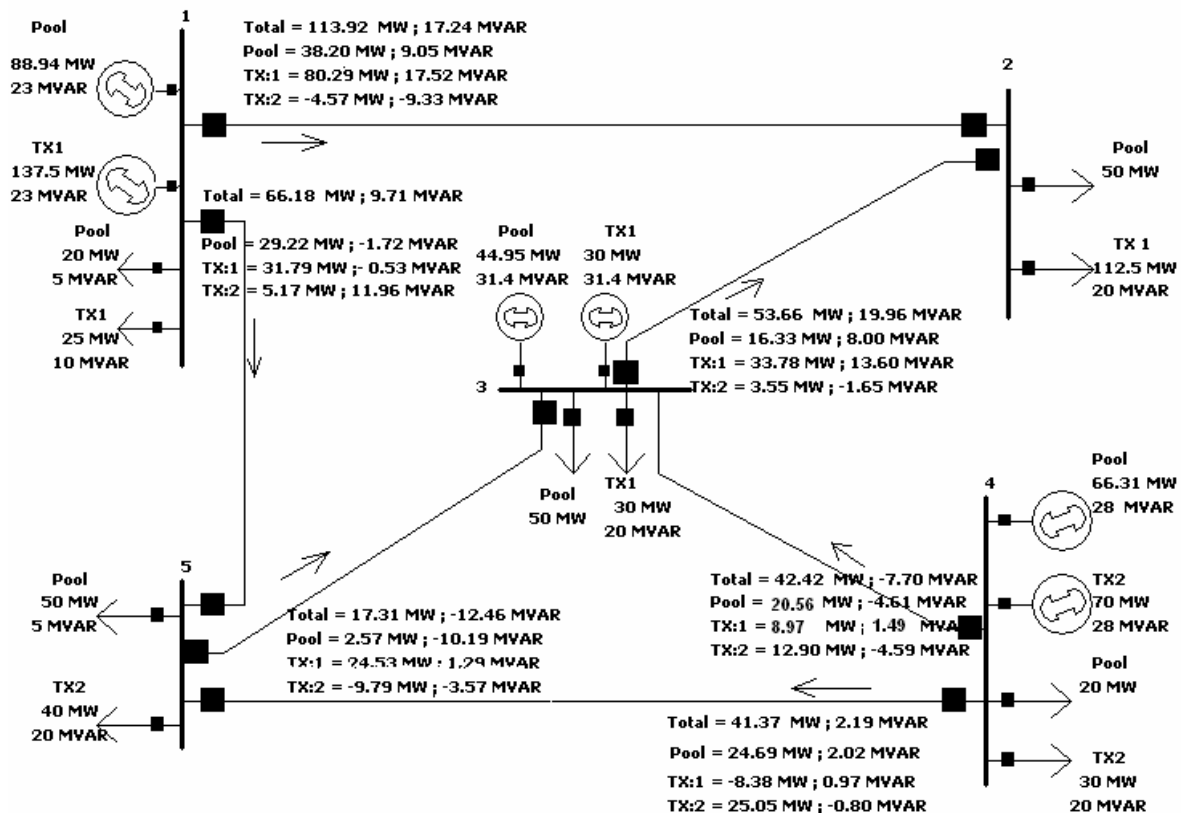


Figura 4.2: Sistema de cinco barras-Alocação dos fluxos de potência nos ramos para os agentes do mercado(MW).

Ramo	Total	Pool	TX: 1	TX: 2
1-2	113.92	38.49	79.85	-4.42
2-3	-53.66	-15.02	-33.94	-4.71
3-5	-17.31	-2.07	-24.83	9.59
3-4	-42.42	-18.80	-9.18	-14.44
5-4	-41.37	-23.24	8.21	-26.34
5-1	-66.18	-29.74	-31.96	-4.48

Tabela 4.6: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação dos fluxos de potência ativa nos ramos para os agentes do mercado pelo método OPD (MW)[29].

Alocação de Perdas

Similarmente ao item anterior, o método proposto apresenta bom desempenho na decomposição das perdas complexas nos ramos para cada barra do sistema correspondente aos agentes, tanto do mercado tipo *pool* como do mercado tipo bilateral. A tabela 4.7 apresenta em resumo os resultados da alocação de perdas ativas e reativas para os mesmos agentes. A figura 4.3 mostra graficamente aqueles resultados. A soma das perdas alocadas a todos os agentes do sistema é igual ao total de perdas na rede. Pode-se notar que a alocação para os agentes do *pool* é maior do que para as transações multilaterais, devido ao fato de que o primeiro caso tem geração e carga maiores que o segundo. Também para a transação 2, que é a menor entre as duas, obtém-se uma alocação de perdas também menor. Considerando-se o valor total da geração-carga para a transação 1 e para os agentes do *pool*, as perdas alocadas para esta transação são bem menores que o esperado em termos de injeção de potência. Este resultado pode ser explicado pelo fato de que duas das cargas atendidas pela transação 1 estão localizadas nas mesmas barras de geração. Portanto, as perdas alocadas para a transação 1 são basicamente causadas pelas correntes através dos ramos que unem as barras geradoras contratadas com o nó 2, tal como é apresentado na tabela 4.7.

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	5.08 + 17.20i	2.16 + 17.05i	2.55 + 11.12i	0.37 - 10.98i
2 3	1.03 + 2.12i	-0.04 + 8.33i	0.61 + 0.31i	0.45 - 6.51i
3 5	0.24 - 0.64i	0.26 + 5.48i	-0.45 - 0.85i	0.42 - 5.27i
3 4	1.47 + 4.59i	0.50 + 7.14i	-0.04 - 0.25i	1.02 - 2.30i
5 4	1.05 + 3.02i	0.33 + 6.49i	-0.27 - 2.22i	0.99 - 1.26i
5 1	1.34 + 4.39i	0.91 + 5.84i	1.08 + 1.18i	-0.65 - 2.63i
Total:	10.20 + 30.68i	4.12 + 50.34i	3.48 + 9.29i	2.61 - 28.96i

Tabela 4.7: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas complexas nos ramos para os agentes do mercado (MVA).

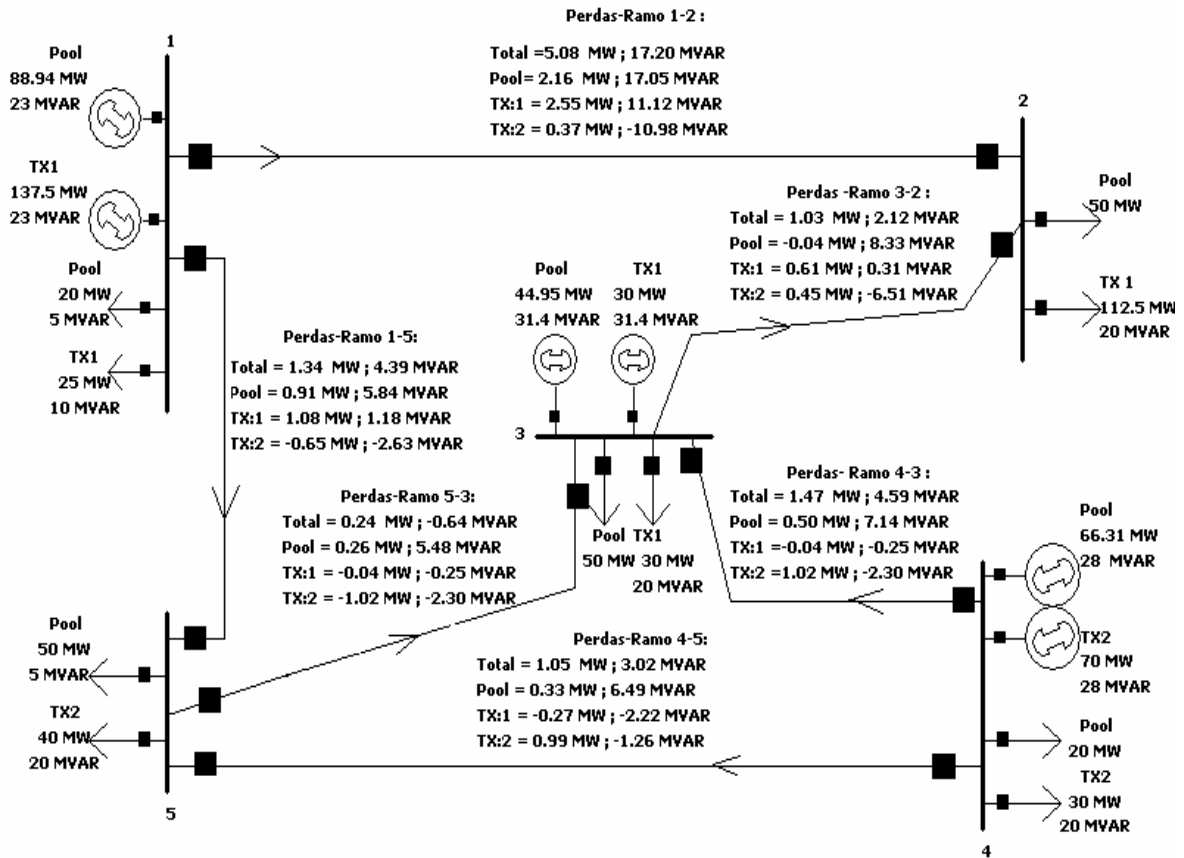


Figura 4.3: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas nos ramos para os agentes do mercado (MW).

A tabela 4.8 apresenta uma comparação dos resultados da alocação de perdas com aqueles obtido através do método OPD [29]. Nota-se que os resultados de ambos métodos são semelhantes. Além disso, a tendência das alocações das perdas ativas nos dois métodos é similar para este ponto de operação do sistema.

	Métodos de alocação de perdas		Carga (MW)	Geração (MW)
	Proposto (FLUXPERD) (MVA)	OPD [29] (MW)		
Agentes do <i>Pool</i>	4.12 + 50.34i	7.58	190.0	200.2
TX: 1	3.48 + 9.29i	2.96	167.5	167.5
TX: 2	2.61 - 28.96i	-0.34	70.0	70.0
Total	10.20 + 30.68i	10.20	427.5	4.377

Tabela 4.8: Sistema de cinco barras - Comparação de resultados de alocação de perdas.

Nota-se que as alocações de perdas apresentadas nas tabelas acima representam resultados sub-totais das alocações mais detalhadas de perdas nos ramos para cada uma das barras dos sistema correspondentes aos agentes do mercado. Sendo assim, a tabela 4.9 apresenta com mais detalhe os resultados de aquela decomposição, com o intuito de calcular a responsabilidade de cada agente em cada barra. Lembrando que os agentes do mercado tipo *pool* correspondem às barras sob regime deste tipo de mercado (nas barras que não operam sob este tipo de mercado a alocação é zero), enquanto que os agentes pertencentes ao mercado tipo bilateral são as próprias transações bilaterais ou multilaterais (TX:1 e TX: 2 neste caso) existentes no mercado.

	Total	Barra:1	Barra:2	Barra:3	Barra:4	Barra:5
Pool	4.12 + 50.34i	1.04 + 13.17i	1.37 - 0.00i	0.98 + 31.12i	0.38 + 11.04i	0.33 - 5.00i
TX:1	3.48 + 9.29i	1.97 + 18.17i	1.14 - 20.00i	0.37 + 11.12i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
TX:2	2.61 - 28.96i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	2.21 - 8.96i	0.39 - 20.00i
Total:	10.20 + 30.68i	3.01 + 31.34i	2.51 + 20.00i	1.36 + 42.25i	2.60 - 2.09i	0.73 - 25.00i

Tabela 4.9: Alocação de perdas nas barras para os agentes do mercado tipo *pool* e bilateral (MVA.)

4.2.1 Alocação de Fluxos e Perdas considerando o Sistema como um Mercado Tipo *Pool*

Para estudar o desempenho do método quando este é aplicado em mercados tipo *pool*, considere-se agora o sistema operando apenas sob este modelo.

De	Para	Total	Barra:1	Barra:2	Barra:3	Barra:4	Barra:5
1	2	113.92 + 17.24i	68.53 + 16.57i	54.92 + 9.11i	1.15 + 1.76i	3.69 + 0.07i	-14.38 - 10.26i
2	3	-53.66 - 19.96i	21.24 - 0.26i	-67.44 - 10.37i	0.89 - 10.78i	-17.09 + 1.56i	8.74 - 0.11i
3	5	-17.31 + 12.46i	-22.44 - 0.48i	-15.43 - 5.26i	-1.27 + 13.93i	-4.61 - 0.21i	26.42 + 4.48i
3	4	-42.42 + 7.70i	1.10 + 0.65i	-13.98 - 4.52i	-0.72 + 8.53i	-33.61 + 3.25i	4.79 - 0.20i
5	4	-41.37 - 2.19i	19.77 + 2.88i	-5.64 - 3.38i	0.16 + 1.35i	-40.44 + 2.59i	-15.21 - 5.63i
5	1	-66.18 - 9.71i	-74.32 - 6.30i	20.75 + 2.80i	-0.61 + 5.95i	20.60 - 1.79i	-32.61 - 10.37i

Tabela 4.10: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de fluxos nos ramos para cada barra (MVA).

A tabela 4.10 apresenta os resultados da alocação dos fluxos para cada barra do sistema em estudo. Nota-se, por exemplo, que há alocações maiores para as barras 1 e 2 na maioria das linhas. Isso é consistente, devido ao fato de que aquelas barras têm uma injeção de potência maior que as outras (181.44 MW e -162.50 MW respectivamente). Nota-se, por exemplo, que a barra 1 recebe uma alocação de (74.32 MW) na linha 1-5.

A tabela 4.11 apresenta os resultados da alocação de perdas para cada barra do sistema em estudo. Verifica-se, por exemplo, que há alocações maiores para as barras 1 e 2, na maioria das linhas. Isto é consistente, já que aquelas barras têm injeções de potência comparativamente maiores do que as outras (181.44 MW e -162.50 MW, respectivamente). Nota-se também que a alocação de perdas para a barra 1 devido aos fluxos nos ramos 1-2 e 1-5 é significativamente maior que nos outros ramos, pois por aqueles ramos (1-2 e 1-5) tem-se maiores fluxos alocados para a barra 1. Observa-se que esta alocação reflete o fato de que no ramo 1-5 ocorre a maior perda que nos outros ramos (50 % do total do sistema).

De	Para	Total	Barra:1	Barra:2	Barra:3	Barra:4	Barra:5
1	2	5.08 + 17.20i	2.98 + 16.83i	1.14 - 0.52i	0.86 + 12.54i	0.26 - 1.50i	-0.17 - 10.15i
2	3	1.03 + 2.12i	-0.89 - 0.43i	2.27 - 0.59i	-0.98 + 9.01i	0.90 - 1.47i	-0.27 - 4.40i
3	5	0.24 - 0.64i	-0.44 + 2.95i	-0.39 - 4.68i	0.41 + 6.62i	-0.06 - 1.01i	0.71 - 4.52i
3	4	1.47 + 4.59i	-0.00 + 2.62i	-0.27 - 3.30i	0.84 + 5.20i	0.78 + 4.20i	0.12 - 4.13i
5	4	1.05 + 3.02i	-0.39 + 0.90i	0.04 - 4.60i	-0.10 + 4.68i	1.48 + 3.72i	0.02 - 1.69i
5	1	1.34 + 4.39i	1.75 + 8.47i	-0.28 - 6.31i	0.32 + 4.19i	-0.76 - 1.86i	0.30 - 0.11i
Total:		10.20 + 30.68i	3.01 + 31.34i	2.51 - 20.00i	1.36 + 42.25i	2.60 + 2.09i	0.73 - 25.00i

Tabela 4.11: Sistema de cinco barras - Resultados da alocação de perdas para cada barra (MVA)

A tabela 4.12 reúne resultados para alocação de perdas, obtidos com o método proposto e com aqueles obtidos como o método OPD [29], com a metodologia proposta pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) [53] e com método Z-barra [46]. Na figura 4.4 mostram-se as comparações, graficamente. Nota-se que o total das alocações (considerando os mercado tipo *pool*-bilateral) nas linhas, apresentadas na tabela 4.6, é exatamente igual ao obtido para cada um dos agentes (barras de geração e consumo) do mercado tipo *pool*, tal como é apresentada na tabela 4.12 .

Da tabela 4.12, pode-se notar que os métodos fornecem alocações semelhantes para este ponto de operação, embora todos recuperem o total de perdas. As diferenças nas alocações entre os métodos são devidas à forma de como atacam o problema e/ou da utilização de técnicas adequadas no desenvolvimento da metodologia.

É importante lembrar que o método proposto leva em conta sistematicamente as “forças do mercado” (magnitude e rotas das transações no mercado tipo *pool-bilateral*), topologia da rede e o estado atual do sistema. No caso do método OPD, a alocação obtida é baseada apenas nos fluxos nas linhas, provocado por cada agente. Em seguida, é feita uma divisão (*pro-rata*) proporcional das perdas para cada agente, com relação a seu nível de geração ou carga, nas suas correspondentes barras. O método do ONS, por outro lado, calcula as perdas usando as equações de fluxo de potência DC e define estas perdas como uma função linear das injeções de potência, considerando apenas o mercado tipo *pool*. Finalmente, o método Z-barra é baseado numa intuitiva divisão do total de perdas entre as barras do sistema, considerando apenas mercado tipo *pool*.

A partir dos argumentos acima, nota-se que o método proposto é desenvolvido usando fundamentos e critérios mais consistentes que os outros métodos. As diferenças entre o método proposto com os outros métodos estão associadas com as aproximações e critérios usados naquelas técnicas e à natureza não-linear do problema de alocação de perdas.

Barra	Valor absoluto da Injeção de Potência	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos			
		Proposto FLUXPERD (MVA)	OPD [29] (MW)	ONS [53] (MW)	Z-barra [46] (MW)
1	181.44	3.01+31.3 i	3.60	2.72	3.88
2	162.50	2.51+20 i	2.45	5.14	3.99
3	5.05	1.36+ 42 i	1.84	0.09	0.24
4	86.31	2.60+2.0 i	1.51	1.82	2.26
5	90.00	0.73+0.25 i	0.80	0.50	-0.10
Total		10.20+30 i	10.20	10.20	10.20

Tabela 4.12: Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados.

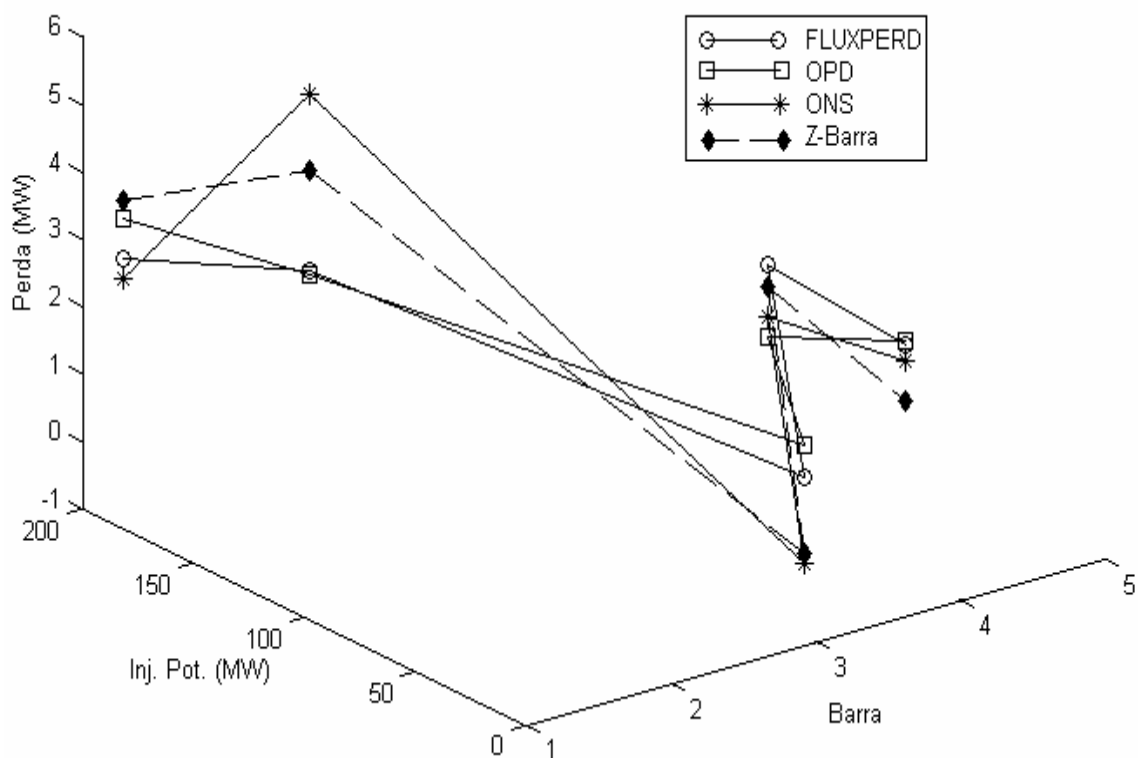


Figura 4.4: Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação de perdas .

4.2.2 Avaliação do método proposto

Para pesquisar o nível da volatilidade e a consistência do método proposto, foi alterado o ponto de operação do sistema com acréscimos de 10 MW de carga no mercado *pool* (na barra 2) e na transação bilateral. Os resultados das alocações de fluxos e de perdas são apresentados nas tabelas 4.13 até 4.16, respectivamente.

De-Para		Total	Pool	TX:1	TX:2
1	2	121.61 + 18.67i	45.90 + 9.86i	80.26 + 18.13i	-4.56 - 9.32i
2	3	-56.68 - 21.38i	-19.31 - 8.87i	-33.86 - 14.18i	-3.51 + 1.66i
3	5	-19.64 + 13.24i	-4.89 + 10.56i	-24.57 - 0.84i	9.82 + 3.53i
3	4	-43.25 + 8.04i	-21.38 + 4.72i	-8.99 - 1.29i	-12.88 + 4.61i
5	4	-40.52 - 2.55i	-23.84 - 2.28i	8.38 - 1.02i	-25.07 + 0.75i
5	1	-69.41 - 8.78i	-32.42 + 2.33i	-31.82 + 0.81i	-5.16 - 11.92i

Tabela 4.13: Resultados da alocação incremental dos fluxos de potência para um acréscimo na carga do *pool* em 10 MW.

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	5.79 + 20.05i	2.75 + 18.73i	2.65 + 12.31i	0.40 - 10.99i
2 3	1.16 + 2.66i	0.05 + 8.52i	0.63 + 0.61i	0.48 - 6.47i
3 5	0.29 - 0.42i	0.28 + 5.51i	-0.44 - 0.64i	0.45 - 5.30i
3 4	1.53 + 4.83i	0.52 + 7.24i	-0.02 - 0.16i	1.03 - 2.25i
5 4	1.01 + 2.85i	0.30 + 6.29i	-0.28 - 2.15i	0.99 - 1.30i
5 1	1.47 + 4.91i	1.06 + 6.15i	1.10 + 1.36i	-0.69 - 2.60i
Total:	11.25 + 34.87i	4.95 + 52.44i	3.63 + 11.34i	2.66 - 28.90i

Tabela 4.14: Resultados da alocação incremental de perdas para um acréscimo na carga do *pool* em 10 MW .

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	112.93 + 17.25i	38.41 + 9.22i	80.31 + 17.88i	-5.79 - 9.84i
2 3	-54.57 - 19.60i	-16.26 - 7.95i	-33.78 - 13.59i	-4.52 + 1.94i
3 5	-14.98 + 12.75i	-2.62 + 10.40i	-24.54 - 1.13i	12.18 + 3.49i
3 4	-45.68 + 9.04i	-20.56 + 5.04i	-8.96 - 1.31i	-16.17 + 5.31i
5 4	-47.52 - 0.71i	-24.63 - 1.49i	8.36 - 0.84i	-31.26 + 1.61i
5 1	-67.66 - 10.77i	-29.42 + 1.34i	-31.74 + 0.42i	-6.50 - 12.53i

Tabela 4.15: Resultados da alocação incremental dos fluxos de potência para um acréscimo na carga da transação multilateral 2 em 10 MW.

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	4.99 + 16.85i	2.15 + 17.17i	2.54 + 11.47i	0.31 - 11.78i
2 3	1.05 + 2.23i	-0.06 + 8.43i	0.58 + 0.66i	0.53 - 6.85i
3 5	0.20 - 0.77i	0.23 + 5.55i	-0.48 - 0.72i	0.46 - 5.59i
3 4	1.72 + 5.57i	0.55 + 7.43i	-0.05 + 0.04i	1.22 - 1.90i
5 4	1.39 + 4.37i	0.33 + 6.93i	-0.28 - 2.18i	1.33 - 0.37i
5 1	1.41 + 4.68i	0.94 + 5.97i	1.12 + 1.39i	-0.65 - 2.68i
Total:	10.77 + 32.94i	4.14 + 51.47i	3.43 + 10.66i	3.20 - 29.19i

Tabela 4.16: Resultados da alocação incremental de perdas para um acréscimo na carga da transação multilateral 2 em 10 MW.

A variação percentual na alocação dos fluxos e perdas é baseada nos resultados do caso-base apresentados na tabela 4.5 e 4.7, respectivamente.

Nas tabelas 4.13 e 4.15 nota-se que o fluxo incremental é automaticamente alocado para aqueles agentes que sofreram acréscimo, neste caso agentes do *pool*. Por exemplo, nota-se que a alocação do fluxo sobre a linha 1-2 e linha 3-5 foi incrementada em 20.16 % e 24.79 % para o *pool* TX:2, respectivamente. Da tabela 4.13, tal como se esperava, somente para os agentes do mercado tipo *pool* foi alocada toda a variação dos

fluxos em todas as linhas. Da tabela 4.15, também tal como era esperado, somente para a transação multilateral 2 (TX: 2) foi alocada toda a variação dos fluxos em todas as linhas.

Similarmente agora analisa-se a alocação de perdas para cada um destes acréscimos separadamente. Como era esperado, nota-se que as perdas incrementais são alocadas automaticamente apenas ao *pool*, tal como é apresentado nas tabelas 4.14. Nota-se também que as perdas incrementais são alocadas automaticamente apenas ao TX:2, tal como apresentado nas tabelas 4.16.

Na terceira coluna da tabela 4.17 nota-se que há um máximo impacto de +5.75 % (devido à natureza não-linear do fluxos e perdas) para a transação TX :1. Isso pode ser associado ao fato de que existe uma injeção de potência adicional de 10 MW na barra 1, que o *pool* gera para fechar o balanço geração/demanda. Então, o impacto é maior para a transação TX: 1, porque compartilham a mesma barra 1. Na quarta coluna da tabela 4.17 nota-se que há um máximo impacto de -1.44 % para e TX: 1. Isso pode ser atribuído ao fato de que no ramo 3-5 a contribuição (-24.54 MW) de TX:1 está atuando como um fluxo oposto relativo à contribuição (12.18 MW) de TX: 2. Esse impacto é negativo, porque os fluxos opostos contribuem para reduzir as perdas e fluxos nos ramos [1]-[3]. Através destes resultados pode-se inferir que o método proposto também leva em conta o fenômeno dos fluxos opostos, que atualmente tem grande importância nos mercados elétricos competitivos[1]-[3]. Os resultados mostram que os sinais (+) ou (-) das alocações do método proposto são compatíveis com o método incremental. Porém, o método incremental não permite transações simultâneas. Além disso, o método proposto trabalha eficazmente, quer seja com transações seqüenciais ou simultâneas.

		Carga MW (Pool) +10 MW	Carga MW (TX:2) +10 MW
Variação Porcentual (%)	Pool	+ 31.55 %	+0.4854 %
	TX: 1	+5.75%	-1.44 %
	TX: 2	0.00%	+22.61 %

Tabela 4.17: Alocação incremental de perdas.

4.2.3 Comparação do Desempenho do Método Proposto

Com o objetivo de comparar o desempenho do método proposto com outros métodos, foram implementados os métodos a seguir: o método ONS [53] e o método Z-barra [46]. Nesta seção será considerado o sistema de energia elétrica operando sob o

mercado tipo *pool*, mudando o ponto-base de operação do sistema de cinco barras em outros dois pontos de operação, fazendo as seguintes mudanças :

- Caso1: Acréscimo de 50% na demanda na barra 5;
- Caso2: Diminuição de 50% na demanda na mesma barra 5.

Utilizando-se o estado do caso-base e o estado para aqueles dois outros pontos de operação, avalia-se o desempenho de cada método à mudança dos pontos de operação.

Para comparação, são estabelecidos os três critérios a seguir:

- Volatilidade: diz respeito à estabilidade dos resultados fornecidos pelo método;
- Consistência: se a tendência dos resultados acompanha as leis de circuito, e claro a intuição técnica;
- Potência reativa: se os resultados refletem a variação de potência reativa no sistema.

As comparações para tais critérios serão basicamente com os resultados das alocações do caso-base apresentado na tabela 4.12.

As tabelas 4.18 a 4.21 apresentam os estados de operação para o sistema de cinco barras para o ponto de operação alterado devido a uma diminuição de 50%, e um acréscimo de 50% na demanda na barra 5, respectivamente.

As tabelas 4.22 e 4.23 apresentam os resultados das alocações para os três métodos para o sistema de cinco barras para o ponto de operação alterado devido a uma diminuição de 50%, e um acréscimo de 50% na demanda da barra 5, respectivamente.

Nota-se que o gerador que equilibra o balanço entre geração e demanda + perdas é o gerador de folga da barra 1.

Nas figuras 4.5 e 4.6 são mostrados graficamente os resultados das alocações de perdas para o caso-base e para os casos alterados, correspondentes ao método proposto (FLUXPERD), método ONS [53] e o método Z-barra [46].

Analisando de acordo com o critério de volatilidade para os resultados das alocações de perdas, nota-se que os resultados pelo método proposto conserva as alocações positivas para todas as barras. Porém, os dois outros métodos alocam perda negativa na barra 5, no caso 2, onde é considerada uma diminuição de carga naquela barra. Nota-se, por exemplo, que a alocação no caso-base com o método ONS para aquela barra foi 0.50 MW, e agora variou até -0.05 MW, provocando o subsidiamento desta barra, mesmo tendo uma carga considerável de 45 MW.

Analisando a partir do critério de consistência para os resultados das alocações de perdas, da figura 4.4 nota-se que o método proposto varia aproximadamente na mesma proporção (em cada caso), nas barras que sofrem mudança. Estas barras são a barra 5 e a barra 1. Porém, das figuras 4.5 e 4.6 pode-se notar que os outros métodos têm variações desequilibradas naquelas barras. Nota-se também que a alocação que recebe a barra 1 (em ambos casos) varia em muito maior proporção do que a barra 5. Isso é inconsistente, já que essas barras sofrem acréscimos ou diminuições praticamente bem próximos.

Finalmente, considera-se agora o critério da potência reativa. Nota-se como o método proposto considera a influência das variações das injeções de potência reativa, nas perdas do sistema, refletindo isto nas alocações de perdas, em ambos os casos. Nota-se nas tabelas 4.18 e 4.20 como para ambos os casos as gerações de potência reativa foram variadas com respeito ao caso base. Na figura 4.5 nota-se também que os resultados das variações das alocações das perdas nas barras estão em concordância com aquelas variações. No gráfico 4.5 pode-se observar que aquelas variações foram de maior intensidade para as barras (de geração) que sofreram variação na suas injeções de potencia reativa. Por exemplo, os maiores impactos devido à influência da potência reativa foram nas barras de geração 3 e 4, e é claro na barra de geração 1 e na barra de carga 5, as quais sofreram variação de suas potências ativas (em ambos os casos). Isto é consistente tecnicamente, já que a potência reativa tem impacto nas perdas do sistema [69]-[70].

Portanto, pelo que foi explanado acima, pode-se notar que a metodologia proposta tem melhor desempenho com relação aos outros métodos, para todos os critérios considerados.

Barra Nº	Tensão		Geração		Carga	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.050	0.000	179.99	40.86	45.00	15.00
2	0.991	-9.181	-	-	162.50	20.00
3	1.033	-4.986	74.95	55.43	80.00	20.00
4	1.050	3.392	136.31	15.97	50.00	20.00
5	1.031	-1.950	-	-	45.00	12.50
		Total:	391.25	112.26	382.50	87.50

Tabela 4.18: Sistema de cinco barras - Estado de operação para o caso de 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	103.58	17.50	-99.35	-3.72	4.227	13.78
2	3	-63.15	-16.28	64.49	19.65	1.334	3.37
3	5	-24.83	7.15	25.17	-7.40	0.338	-0.26
3	4	-44.70	8.63	46.34	-3.37	1.642	5.27
5	4	-39.06	3.12	39.97	-0.66	0.913	2.46
5	1	-31.12	-8.22	31.42	8.36	0.300	0.14
Total:						8.753	24.76

Tabela 4.19: Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos para o caso de uma diminuição de 50% da demanda na barra 5.

Barra N°	Tensão		Geração		Carga	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.050	0.000	274.07	54.77	45.00	15.00
2	0.989	-11.199	-	-	162.50	20.00
3	1.033	-8.497	74.95	70.23	80.00	20.00
4	1.050	-1.034	136.31	28.84	50.00	20.00
5	0.999	-6.809	-	-	135.00	37.50
Total:			485.33	153.84	472.50	112.50

Tabela 4.20: Sistema de cinco barras - Estado de operação para o caso de um acréscimo 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	124.74	17.31	-118.68	3.83	6.065	21.14
2	3	-43.82	-23.83	44.60	24.93	0.775	1.11
3	5	-9.58	18.54	9.82	-19.17	0.231	-0.63
3	4	-40.06	6.76	41.37	-2.83	1.308	3.93
5	4	-43.70	-7.87	44.94	11.67	1.240	3.81
5	1	-101.12	-10.47	104.32	22.46	3.209	11.99
Total:						12.828	41.34

Tabela 4.21: Sistema de cinco barras - Fluxos de potência e perdas nos ramos para o caso de um acréscimo de 50% da demanda na barra 5.

Barra	Valor absoluto da Injeção de Potência (MW)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos		
		Proposto FLUXPERD (MW)	ONS [53] (MW)	Z-barra [46] (MW)
1	134.99	2.02	1.42	2.12
2	162.50	2.61	5.26	4.25
3	5.05	0.92	0.07	0.16
4	86.31	3.16	2.05	2.51
5	45	0.03	-0.04	-0.29
Total		8.75	8.75	8.75

Tabela 4.22: Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados, para o caso 1.

Barra	Valor absoluto da Injeção de Potência (MW)	Alocação de perdas nas barras para diferentes métodos		
		Proposto FLUXPERD (MW)	ONS [53] (MW)	Z-barra [46] (MW)
1	229.07	4.16	4.48	6.18
2	162.50	2.35	5.41	3.70
3	5.05	1.93	0.20	0.34
4	86.31	2.22	1.33	1.98
5	135.00	2.17	1.42	0.63
Total		12.83	12.83	12.83

Tabela 4.23: Sistema de cinco barras - Comparação dos resultados de alocação obtidos com os métodos citados para o caso 2.

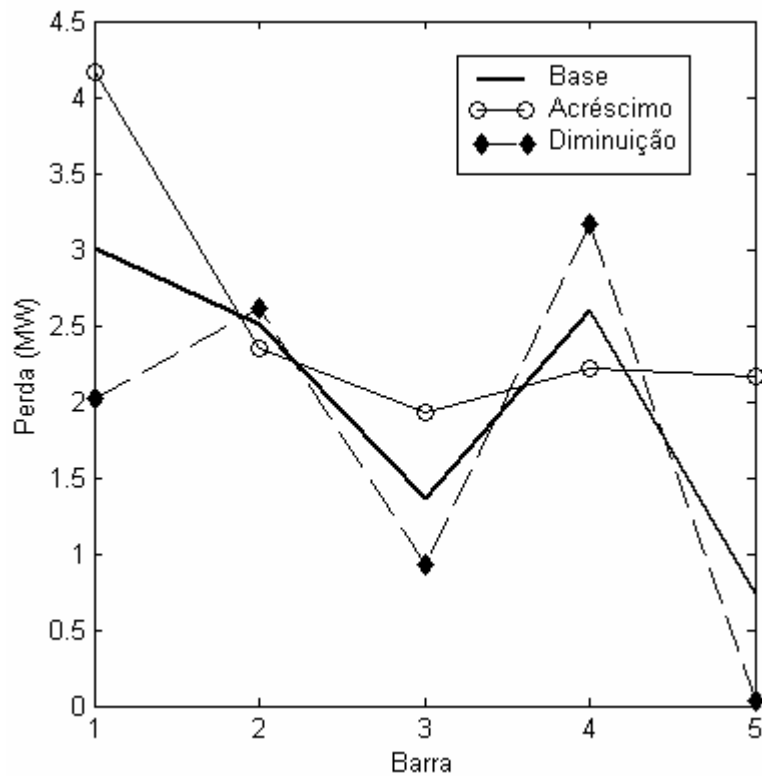


Figura 4.5 : Resultados das alocações de perdas pelo o método proposto no caso-base e para os casos alterados.

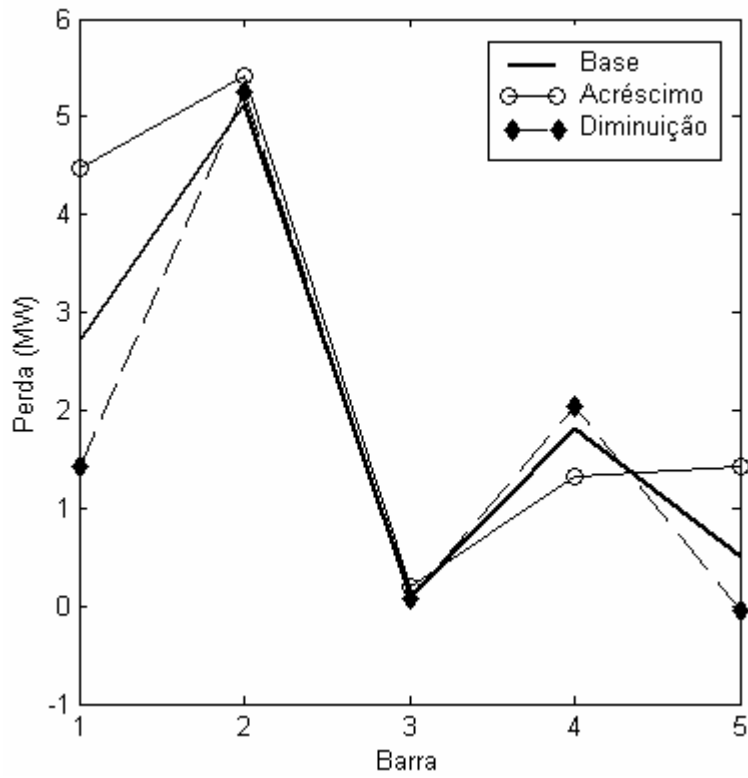


Figura 4.6 : Resultados das alocações de perdas pelo o método ONS no caso-base e para os casos alterados.

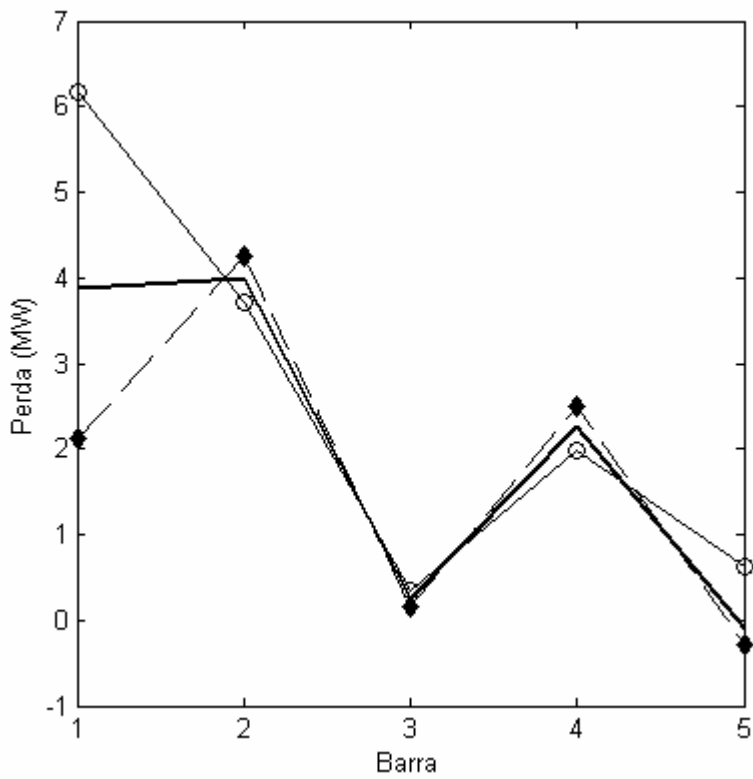


Figura 4.7 : Resultados das alocações de perdas pelo o método Z-barra no caso-base e para os casos alterados.

4.3 Caso II: Sistema IEEE-14 Barras -Análise e Comparações

Com o objetivo de comparar os resultados com os obtidos por outros métodos, nesta seção é considerado o sistema IEEE-14 barras apresentado na referência [29]. A figura 4.8 mostra o diagrama unifilar correspondente, sendo que os dados completos encontram-se na referência [71]. O estado-base de operação, fluxos e perdas nos ramos para o sistema IEEE-14 barras estão apresentados nas tabelas 4.24 e 4.25.

Barra	Tensão		Geração		Carga	
	Nº	Mag(pu)	Âng(deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)
1	1.050	0.000	58.63	-5.07	-	-
2	1.050	-0.198	244.68	7.39	23.17	15.40
3	1.018	-9.259	0.00	39.04	98.40	28.00
4	1.020	-7.578	-	-	55.60	-4.80
5	1.024	-6.220	-	-	7.60	1.60
6	1.032	-13.016	0.00	24.00	12.40	8.00
7	1.034	-11.820	-	-	-	-
8	1.050	-11.820	-0.00	9.69	-	-
9	1.033	-14.021	-	-	39.00	23.20
10	1.025	-14.158	-	-	9.00	5.80
11	1.024	-13.747	-	-	4.00	2.60
12	1.016	-14.079	-	-	6.10	1.60
13	1.010	-14.305	-	-	17.00	6.60
14	1.000	-15.611	-	-	19.80	5.50
Total:			303.31	75.05	292.07	93.50

Tabela 4.24: Sistema IEEE-14- Estado de operação para o sistema.

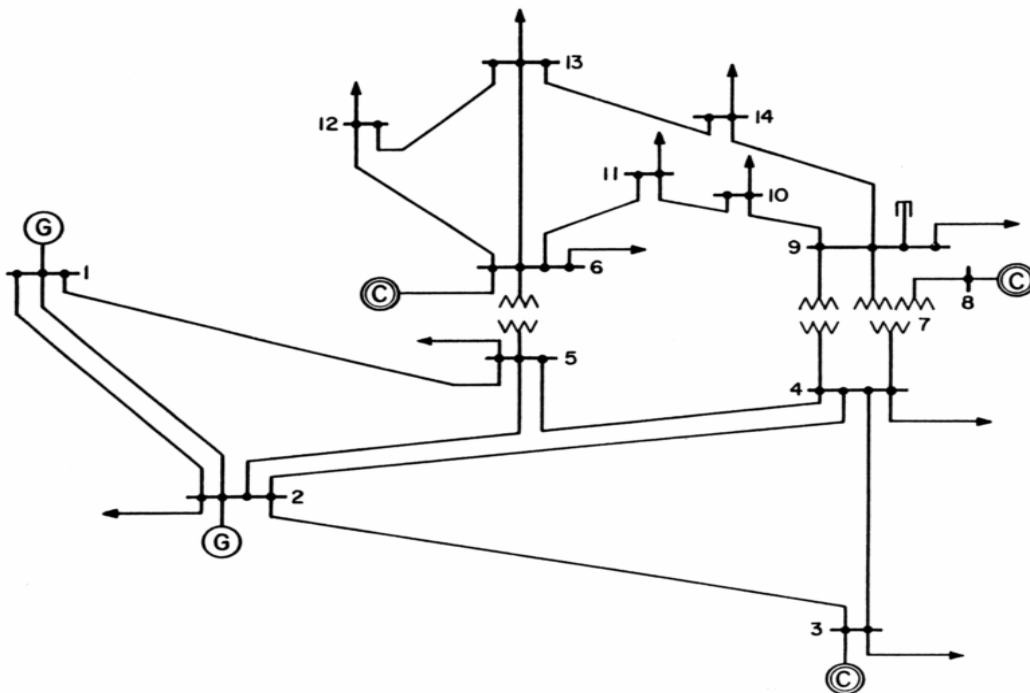


Figura 4.8: Diagrama unifilar do sistema IEEE-14 barras [71]

De Barra	Para Barra	De Barra		Para Barra		Perdas	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	2	5.82	-4.81	-5.82	-0.99	0.007	-5.80
1	5	52.80	-0.26	-51.43	0.62	1.369	0.36
2	3	85.83	1.03	-82.68	7.54	3.145	8.57
2	4	77.22	-4.44	-74.07	9.97	3.146	5.54
2	5	64.28	-3.60	-62.14	6.47	2.136	2.87
3	4	-15.72	3.50	15.90	-6.63	0.178	-3.14
4	5	-55.96	8.21	56.37	-8.25	0.412	-0.04
4	7	37.28	-5.47	-37.28	8.32	0.000	2.86
4	9	21.26	-1.28	-21.26	3.71	0.000	2.43
5	6	49.60	-0.45	-49.60	6.37	0.000	5.92
6	11	7.16	0.81	-7.12	-0.71	0.046	0.10
6	12	8.67	2.20	-8.58	-2.01	0.092	0.19
6	13	21.37	6.62	-21.06	-6.01	0.311	0.61
7	8	0.00	-9.54	-0.00	9.69	0.000	0.15
7	9	37.28	1.22	-37.28	0.22	0.000	1.43
9	10	5.92	7.79	-5.90	-7.72	0.029	0.08
9	14	13.62	6.41	-13.35	-5.84	0.270	0.57
10	11	-3.10	1.92	3.12	-1.89	0.010	0.02
12	13	2.48	0.41	-2.46	-0.40	0.013	0.01
13	14	6.52	-0.19	-6.45	0.34	0.071	0.15
				Total:		11.235	22.87

Tabela 4.25: Sistema IEEE-14 - Fluxos de potência e perdas nos ramos.

Os estudos foram desenvolvidos se considerando um mercado tipo *pool* e duas transações multilaterais. A tabela 4.26 apresenta os valores das transações, as cargas e gerações no mercado tipo *pool*.

Barra	Pool		Transação 1		Transação 2	
	Geração (MVA)	Carga (MVA)	Geração (MVA)	Carga (MVA)	Geração (MVA)	Carga (MVA)
1	29.32-2.53i	0	29.32-2.53i	0	0	0
2	122.34+3.69i	1.7 + 2.70 i	0	21.47+12.7i	122.3+3.69 i	0
3	0	4.2 + 9 i	0	0	0	94.2+19.0i
4	0	7.8 - 0.9 i	0	0	0	47.8-3.90 i
5	0	0	0	0	0	7.6 + 1.6 i
6	0	1.2 + 0.50 i	0	11.2 +7.5 i	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	9.5+ 6.60 i	0	29.5	0	29.5 +16.6 i
10	0	0	0	9 +5.80 i	0	0
11	0	0.5 +0.80 i	0	0	0	3.5 + 1.8 i
12	0	0	0	6.1 +1.6 i	0	0
13	0	3.5+0.8 i	0	5.5 +2.8 i	0	8.0+ 3.0 i
14	0	4.9 +0.5 i	0	14.9+ 5.0 i	0	0

Tabela 4.26: Operação programada do Pool e das transações [29].

A tabela 4.27 apresenta os resultados da alocação dos fluxos de potência complexa para os agentes pertencentes ao mercado elétrico *pool*-bilateral. A figura 4.9 mostra os mesmos resultados, graficamente. Comparando-se o os resultados do método proposto com os fornecidos pelo método OPD [29], ambos têm valores de alocação semelhantes para este ponto de operação do sistema, tal como é apresentado nas tabelas 4.27 e 4.28, respectivamente.

Da tabela 4.27 pode-se observar que as alocações dependem das quantidades de geração e carga dos agentes do sistema. Por exemplo, a carga na barra 3 tem um contrato de 94.20 MW com o gerador 2. Este é um contrato grande em relação aos outros; portanto, os fluxos de potência alocados para a transação 2 (TX:2) nos ramos 2-3 e 3-4 são consideráveis e definem a direção do fluxo total. Além disso, os fluxos alocados para a *pool* são relativamente grandes (por exemplo, nos ramos 2-4, 2-5 e 4-7). Isto é devido ao fato de que a geração do *pool* é comparativamente maior, tal como é apresentado na tabela 4.26 (observe a barra 2 na tabela 4.26).

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	5.82 - 4.81i	-4.44 - 1.20i	20.91 - 1.56i	-10.65 - 2.04i
1 5	52.80 - 0.26i	24.16 + 8.78i	12.09 - 6.35i	16.55 - 2.69i
2 3	85.83 + 1.03i	24.19 + 17.38i	5.46 - 10.24i	56.17 - 6.11i
2 4	77.22 - 4.44i	38.57 + 11.88i	7.47 - 10.11i	31.18 - 6.20i
2 5	64.28 - 3.60i	32.69 + 9.02i	7.47 - 8.39i	24.12 - 4.24i
3 4	15.72 + 3.50i	8.98 - 7.81i	2.55 + 0.19i	-27.25 + 11.13i
4 5	55.96 + 8.21i	-27.17 - 9.86i	0.34 + 6.88i	-29.13 + 11.19i
4 7	37.28 - 5.47i	40.72 + 1.43i	4.22 - 6.54i	-7.66 - 0.36i
4 9	21.26 - 1.28i	20.70 + 1.64i	3.74 - 3.08i	-3.18 + 0.16i
5 6	49.60 - 0.45i	25.90 + 3.51i	19.59 - 5.33i	4.12 + 1.37i
6 11	7.16 + 0.81i	11.25 - 2.81i	-3.40 + 2.20i	-0.69 + 1.42i
6 12	8.67 + 2.20i	2.44 + 0.88i	4.94 + 1.51i	1.29 - 0.19i
6 13	21.37 + 6.62i	9.36 + 2.69i	7.74 + 3.00i	4.27 + 0.93i
7 8	0.00 - 9.54i	14.05 - 5.17i	-7.34 - 2.93i	-6.71 - 1.44i
7 9	37.28 + 1.22i	27.96 + 3.58i	10.78 - 3.97i	-1.45 + 1.60i
9 10	5.92 + 7.79i	-11.27 + 6.66i	12.52 + 1.99i	4.67 - 0.86i
9 14	13.62 + 6.41i	-3.45 + 6.82i	13.68 + 1.09i	3.39 - 1.50i
10 11	-3.10 + 1.92i	-10.84 + 4.60i	3.71 - 2.53i	4.02 - 0.15i
12 13	2.48 + 0.41i	2.24 - 0.34i	-0.81 + 0.47i	1.04 + 0.28i
13 14	6.52 - 0.19i	8.27 - 2.07i	0.83 + 2.09i	-2.58 - 0.22i

Tabela 4.27: Sistema IEEE-14 - Resultados de alocação dos fluxos de potência complexa (MVA), nos ramos para os agentes do mercado .

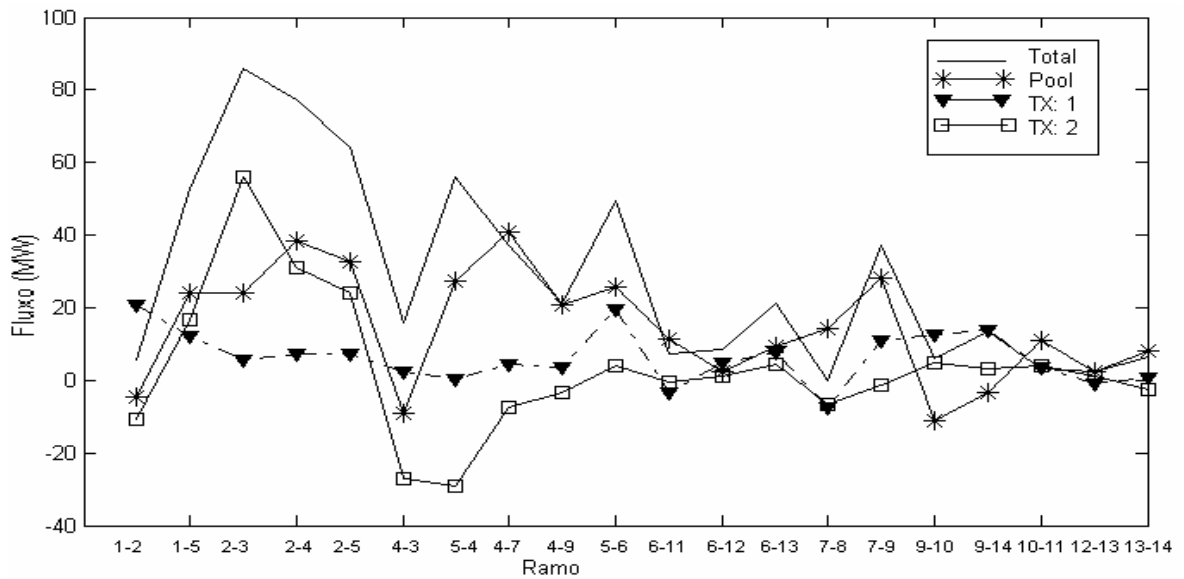


Figura 4.9 Sistema IEEE-14 -Alocação dos fluxos de potência ativa dos ramos para os agentes do mercado

Ramo De- Para	Total	Pool	TX: 1	TX: 2
1-2	5.83	-1.36	22.06	-14.87
1-5	52.80	30.68	7.26	14.87
2-3	85.83	28.76	0.39	56.67
2-4	77.22	43.59	1.45	32.17
2-5	64.28	38.09	1.90	24.29
3-4	-15.72	16.11	1.75	-33.58
4-5	-56.38	-24.78	2.31	-33.91
4-7	37.28	38.79	3.45	-4.96
4-9	21.26	22.21	1.93	-2.89
5-6	49.60	28.19	16.14	5.28
6-11	7.16	13.08	-5.61	-0.31
6-12	8.67	2.63	4.83	1.22
6-13	21.37	10.49	6.62	4.26
7-9	37.28	39.12	3.37	-5.21
9-10	5.92	-12.55	14.67	3.80
9-14	13.62	-4.50	15.49	2.62
10-11	-3.10	-12.45	5.57	3.77
12-13	2.48	2.58	-0.01	1.21
13-14	6.52	9.32	-0.24	-2.56

Tabela 4.28: Sistema IEEE-14-Alocação dos fluxos de potência ativa dos ramos para os agentes de mercado obtidos com o método OPD [29].

É importante destacar que o esquema de operação programada apresentado na tabela 4.26 foi elaborado intencionalmente com o objetivo de analisar o desempenho do

método proposto. O esquema é um caso extremo ou ideal, devido aos grandes desequilíbrios entre geração e demanda das transações multilaterais, e também do mercado tipo *pool*. Na prática, contratos bilaterais operados com desequilíbrios nulos são desejáveis.

Na tabela 4.29 são apresentados os resultados da alocação de perdas complexas nos ramos para os agentes pertencentes ao mercado tipo *pool* e bilateral. Tal como se esperava, a alocação total para os agentes do *pool* é uma quantidade negativa. Isto pode ser associado ao fato de que o *pool* possui um nível de geração (151.65 MW) bem maior que sua demanda (33.30 MW). Esse desequilíbrio entre geração e demanda faz com que os fluxos nos ramos provocados pela geração excedente do *pool* gerem fluxos opostos relativos às outras transações pertencentes ao mercado bilateral. Por exemplo, a maior alocação negativa do *pool* é no ramo 2-3. Isso ocorre porque nesse ramo o *pool* está contribuindo com um fluxo de 24.19 MW para atender a demanda (47 MW) na barra 3, que deveria ser atendida totalmente pela transação 2 (cumprimento de contrato), mas isso não acontece devido ao fato da insuficiência de nível de geração da TX:2. O mesmo ocorre no ramo 1-5, onde quase 50 % do total do fluxo é alocado ao *pool* (maior alocação de fluxos). Não obstante, este recebe uma alocação negativa (alocação subsidiada).

De-Para	Total	Pool	TX:1	TX:2
1 2	0.007 - 5.80i	0.00 - 1.65i	0.00 - 2.42i	0.00 - 1.73i
1 5	1.369 + 0.36i	-0.26 + 1.03i	0.92 - 1.00i	0.71 + 0.34i
2 3	3.145 + 8.57i	-1.72 + 2.70i	1.64 - 1.35i	3.23 + 7.22i
2 4	3.146 + 5.54i	-0.13 + 3.83i	1.43 - 0.98i	1.85 + 2.69i
2 5	2.136 + 2.87i	0.02 + 2.37i	1.00 - 0.92i	1.11 + 1.42i
3 4	0.178 - 3.14i	-0.22 - 1.90i	0.02 - 1.32i	0.38 + 0.08i
4 5	0.412 - 0.04i	-0.13 + 0.11i	0.17 - 0.52i	0.37 + 0.37i
4 7	0.000 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
4 9	0.000 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
5 6	0.000 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
6 11	0.046 + 0.10i	0.12 + 0.12i	-0.05 - 0.03i	-0.02 + 0.00i
6 12	0.092 + 0.19i	0.02 + 0.06i	0.05 + 0.11i	0.02 + 0.02i
6 13	0.311 + 0.61i	0.14 + 0.26i	0.10 + 0.23i	0.07 + 0.11i
7 8	0.000 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
7 9	0.000 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
9 10	0.029 + 0.08i	-0.11 + 0.03i	0.09 + 0.05i	0.04 + 0.00i
9 14	0.270 + 0.57i	-0.29 + 0.13i	0.41 + 0.40i	0.15 + 0.04i
10 11	0.010 + 0.02i	0.02 + 0.08i	-0.01 - 0.03i	0.00 - 0.03i
12 13	0.013 + 0.01i	0.02 + 0.01i	-0.01 - 0.00i	0.01 + 0.01i
13 14	0.071 + 0.15i	0.13 + 0.17i	-0.04 + 0.04i	-0.02 - 0.06i
Total:	11.24 + 10.09i	-2.39 + 7.34i	5.72 - 7.73i	7.90 + 10.48i

Tabela 4.29: Sistema IEEE-14- Resultados da alocação de perdas complexas (MVA) nos ramos para os agentes do mercado .

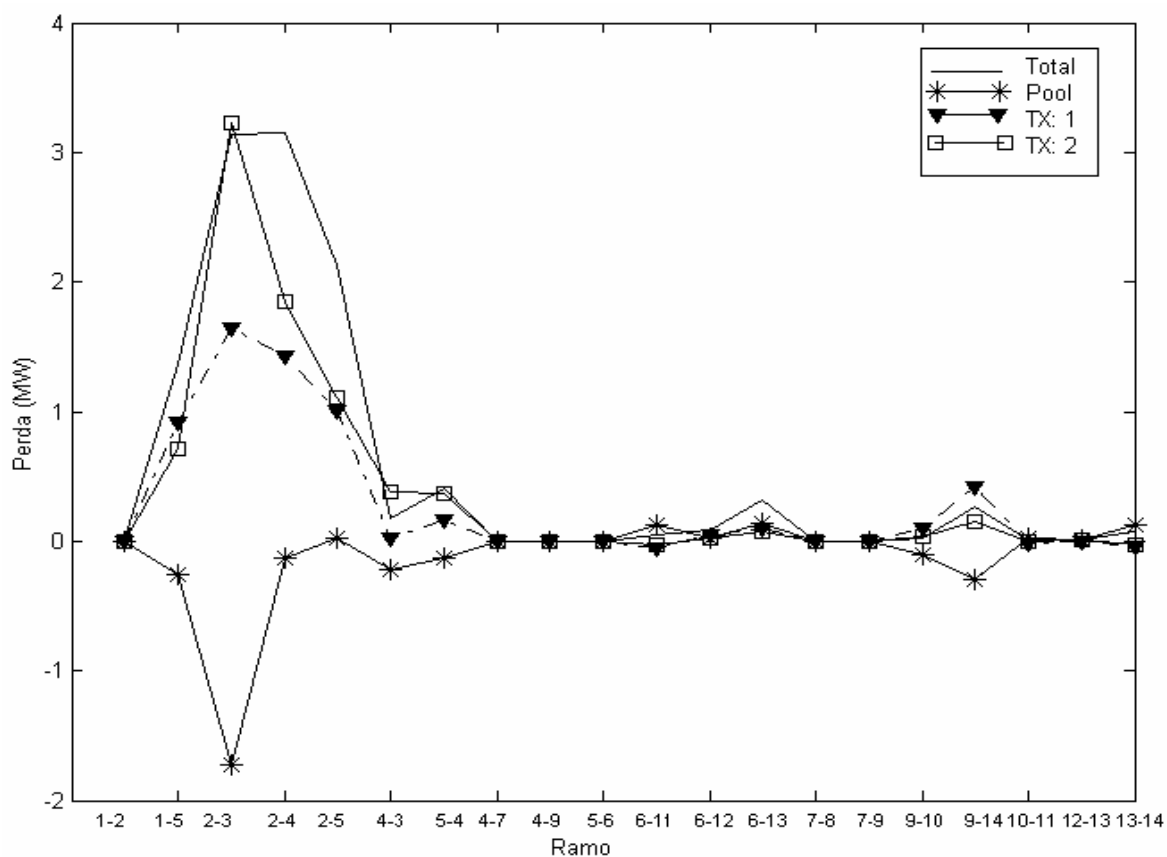


Figura 4.10: Sistema IEEE-14 - Resultados da Alocação de Perdas ativas (MW) nos ramos para os agentes do mercado.

Isso é atribuído ao fato de que esse 50 % do fluxo vai dirigido para atender as cargas de 7.6 MW e 29.5 MW das barras 5 e 9, respectivamente (e que deveria ser atendida totalmente pela geração correspondente à transação 2 (TX:2)). Nesse caso, o *pool* recebe alocação negativa, o que reflete que este tem geração excedente, “ajudando” a atender a demanda que as outras transações presentes deveriam suprir..

Neste caso, os agentes do mercado tipo *pool* estão vendendo energia excedente às outras transações, que não têm suficiente capacidade de geração para cumprir com seus contratos de energia. Logo, é consistente que o *pool* receba alocações de fluxos de potência significativas no ramos, já que está fazendo uso da rede para fornecer energia para outras transações multilaterais. Também é consistente que o *pool* receba alocação negativa de perdas, já que este, além de atender as cargas contratadas por outras transações, está compensando a totalidade das perdas do sistema. Do ponto de vista do conceito de pares de transações, este fato reflete os desequilíbrios entre geração e demanda associados às transações bilaterais. O fato é que, neste ponto de operação, o conceito dos pares de transações de energia tanto do *pool* quanto dos contratos bilaterais,

vão ter uma grande influência nos resultados das alocações. Portanto, o método tem a habilidade de considerar e refletir o fenômeno na qual agentes com geração excedente tendem a receber alocação negativa de perdas ou sejam subsidiados. Isso é tecnicamente consistente. Não obstante, o método OPD [29] não reflete este fato. Contrariamente, no método OPD o *pool* recebe maior alocação de perdas que os outros, sob o argumento de que este tem maior geração que os outros. Mas, este argumento é contraditório, devido ao de fato que o *pool* tem também a menor demanda. Ou seja, não está refletindo o nível de demanda, apenas reflete os níveis de geração. Assim, este método produz alocações menores para aqueles casos de geração pequena.

A tabela 4.30 apresenta uma comparação dos resultados da alocação de perdas com aquele obtido através do método OPD [29]. Tal como foi discutido acima, nota-se na tabela 4.30 que contrariamente ao método proposto, no método OPD a transação TX: 1 tem alocação menor que os outros e o *pool* recebe a alocação maior.

	Métodos de alocação de perdas		Carga (MW)	Geração (MW)
	Proposto FLUXPERD (MVA)	Método OPD [29] (MW)		
Pool	-2.39 + 7.34i	5.33	33.30	151.65
TX: 1	5.72 - 7.73i	1.98	68.17	29.32
TX: 2	7.90 + 10.48i	3.93	190.60	122.34
Total	11.24 + 10.09i	11.24	292.07	303.31

Tabela 4.30: Sistema IEEE-14- Comparação de resultados de alocação de perdas.

O esquema de operação programada apresentado na tabela 4.19 foi elaborado propositadamente para efeitos de avaliar o desempenho do método proposto, correspondendo portanto a um caso extremo ou ideal. Nesse caso, o conceito de pares de transações é satisfeito. Por isso nota-se que, no caso 1, onde o desequilíbrio das transações bilaterais foi zero, a soma das alocações por barra para os agentes do sistema apresentada na tabela 4.9 resultou exatamente equivalente aos resultados obtidos considerando que o sistema esteja operando apenas como um *pool* (tabela 4.11). Esse fato comprova e verifica que o método proposto é consistente tanto tecnicamente como de do ponto de vista de mercado.

A tabela 4.31 mostra detalhadamente os resultados da alocação de perdas nas barras para cada agente do mercado. Nela pode-se notar com mais detalhamento o fato discutido acima. Nota-se, por exemplo que, na barra 3 onde a transação bilateral 2 tem uma grande carga (94.20 MW), recebem uma alocação maior que outras barras. Também na barra 2 tanto o *pool* como a transação 2 recebem alocação negativa. Isso justifica o fato que nem sempre se tem alocações grandes em barras com injeções de potência grandes.

Barra	Total	Pool	TX:1	TX: 2
1	-1.10 + 18.11i	-0.55 + 5.96i	-0.55 + 12.16i	0.00 + 0.00i
2	-5.46 + 15.42i	-3.54 + 9.86i	1.95 - 25.96i	-3.87 + 0.68i
3	6.81 + 9.10i	0.19 - 4.05i	0.00 + 0.00i	6.62 + 13.15i
4	3.64 + 3.46i	0.51 - 0.34i	0.00 + 0.00i	3.12 + 3.80i
5	0.47 - 0.28i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.47 - 0.28i
6	0.79 + 9.96i	0.05 + 0.42i	0.73 + 9.54i	0.00 + 0.00i
7	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
8	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i	0.00 + 0.00i
9	2.03 - 11.23i	0.21 - 2.71i	1.08 - 3.31i	0.74 - 5.21i
190	0.51 + 3.05i	0.00 + 0.00i	0.51 - 3.05i	0.00 + 0.00i
11	0.25 - 0.99i	0.02 - 0.35i	0.00 + 0.00i	0.22 - 0.64i
12	0.44 + 2.07i	0.00 + 0.00i	0.44 + 2.07i	0.00 + 0.00i
13	1.27 - 0.54i	0.27 - 0.70i	0.40 + 1.16i	0.60 - 1.01i
14	1.59 + 1.09i	0.43 - 0.75i	1.16 - 0.33i	0.00 + 0.00i
Total	11.24 + 10.09i	-2.39 + 7.34i	5.72 - 7.73i	7.90 + 10.48i

Tabela 4.31: Sistema IEEE-14 - Alocação de perdas nas barras para cada agente do mercado (em MVA).

4.3.1 Alocação de Perdas Considerando o Sistema Como um Mercado Elétrico tipo *Pool*

Com o intuito de observar o desempenho do método proposto e para propósitos de comparação com os outros métodos, assume-se o sistema operando em modelo de mercado tipo *pool*.

A Tabela 4.32 apresenta a comparação dos resultados da alocação de perdas para o sistema IEEE-14 operando em regime *pool*. Como era de se esperar, as alocações por barra são diferentes das alocações de perdas totais por barra obtidas considerando-se as transações bilaterais desequilibradas (“forças do mercado”), tais como apresentada na tabela 4.31.

Na tabela 4.32 apresenta-se as alocações de perdas por barra obtidas com o método proposto em modos subsidiado não subsidiado, respectivamente. Nota-se, por exemplo, que contrariamente aos outros métodos, o esquema de alocação (subsidiada) proposto aloca perdas negativas para as barras 9 até 11. Isto se pode explicar pelo fato daquelas barras estarem bem posicionadas dentro da rede, provocando fluxos opostos que ajudam a reduzir as perdas do sistema. Estas alocações subsidiadas são sistematicamente levantadas com o esquema proposto para alocação de perdas num modo não subsidiado. Nota-se que, com este esquema, o tratamento não linear da alocação é preservado. Por exemplo, com este esquema a barra 9 não recebe alocação, porque é usada como “barra de referência de rotação”, para este esquema. Nota-se como, sistematicamente, as alocações positivas obtidas com o esquema subsidiado diminuíram, e aquelas alocações negativas maiores que da “barra de referência de rotação” obtidas com o esquema subsidiado, agora tornaram-se positivas.

Barra No	Injeção Potência P (MW)	Método Proposto FLUXPERD		OPD [29] (MW)	ONS [53] (MW)	Z -Barra [46] (MW)
		Subsidiado (MW)	Não Subsidiado (MW)			
1	58.63	2.22	1.97	1.39	1.08	1.73
2	221.50	7.13	6.33	5.84	4.11	6.52
3	98.94	1.19	1.05	1.85	2.35	1.31
4	5.60	0.41	0.36	0.89	1.06	0.42
5	7.60	0.01	0.36	0.22	0.09	0.00
6	12.40	0.01	0.01	0.06	0.14	-0.01
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	39.00	-0.61	0.00	0.00	0.78	0.26
10	9.00	-0.09	0.28	0.05	0.20	0.09
11	4.00	-0.01	0.33	0.10	0.08	0.03
12	6.10	0.07	0.06	0.19	0.13	0.06
13	17.00	0.20	0.18	0.38	0.47	0.28
14	19.80	0.34	0.30	0.28	0.77	0.53
	Total	11.24	11.24	11.24	11.24	11.24

Tabela 4.32: Sistema IEEE-14 - Comparação dos resultados de alocação de perdas.

4.4 Caso III: Sistema de teste IEEE-118 Barras Análise e Comparações

O método proposto também foi testado no sistema IEEE-118. Por simplicidade, foi assumido que as transações de energia elétrica no sistema são realizadas apenas em mercado elétrico tipo *pool*. mostra-se na figura 4.11 o diagrama unifilar do sistema IEEE-118.

A tabela 4.33 apresenta a comparação de resultados dos métodos de alocação de perdas para este sistema. Somente para algumas barras com alocações ressaltantes são citadas para comparação. Os resultados completos da comparação dos resultados dos métodos de alocação de perdas para este sistema são apresentados no apêndice B. A figura 4.12 mostra os resultados graficamente.

Na maioria dos casos para alocações positivas do método proposto observam-se diferenças com respeito aos outros métodos. Não obstante, para este sistema e este ponto de operação, a mesma tendência é observada. Por exemplo, para a alocação na barra 10, pode-se notar que além de ter uma das maiores injeções em relação a outras barras, esta está distante dos centros de carga, tal como mostra a figura 4.11

Porém, isso não ocorre no caso de resultados de alocações negativas no método proposto. Por exemplo, na barra 1 o método produz uma alocação negativa de -5.52 MW. Não obstante os métodos ONS e Z-barra alocam valores positivos de 2.16 MW e 1.63 MW respectivamente. A explicação para esta diferença está no fato de que o método proposto está levando em conta a influência dos fluxos opostos, a posição espacial na rede e as injeções de potência. Portanto, a explicação do fato que a barra 1 seja subsidiada é estar a mesma está espacialmente bem localizada dentro na rede. O mesmo se pode concluir a respeito da barra 100. Na tabela 4.33 nota-se que nos resultados obtidos com método Z-barra [46] e ONS [53], as barras com injeções grandes (por exemplo as barras 89, 69) obtêm alocações grandes. Não obstante, as alocações nem sempre refletem os valores das injeções de potência. Por exemplo, a injeção na barra 89 é a maior do sistema, porém o método proposto, aloca em menor quantidade que os outros métodos. Isto está associado ao fato que aquela barra está próxima dos centros de carga, provocando perdas, porém em menor quantidade. Isso mostra mais uma vez que o método proposto (contrariamente aos outros métodos) leva em conta sistemática e simultaneamente tanto a localização, fluxos opostos e magnitude das injeções de potência.

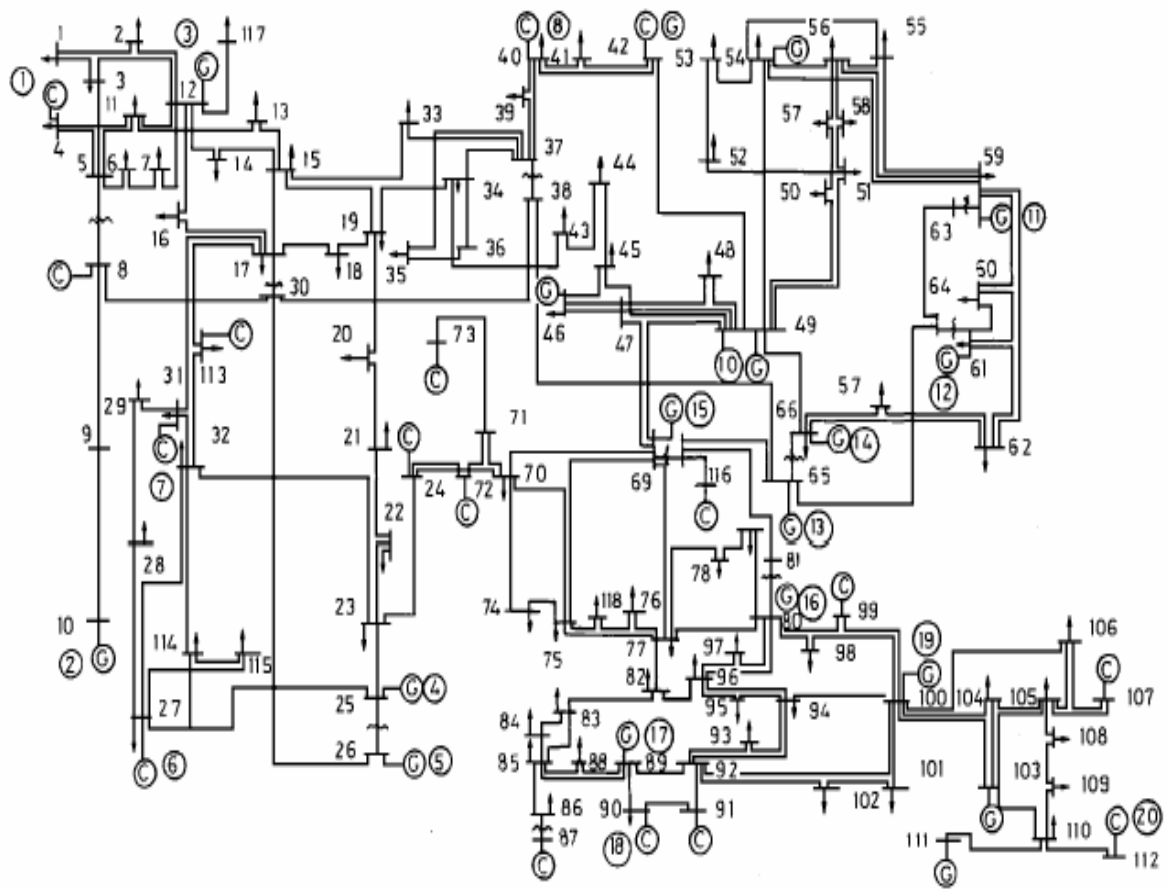


Figura 4.11: Diagrama Unifilar do sistema IEEE-118 barras.

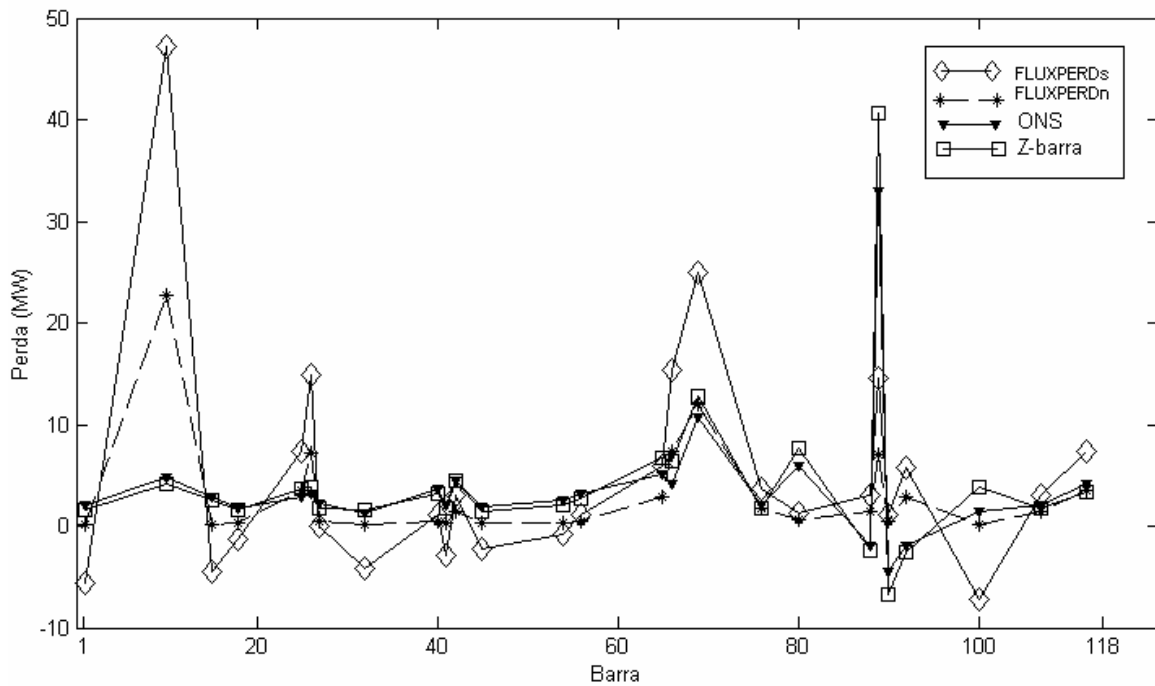


Figura 4.12: Sistema IEEE-118- Comparação dos resultados de alocação de perdas.

Barra No	Métodos de Alocação de Perdas						
	Potência de Geração	Potência de Demanda	Injeção de Potência	Método Proposto FLUXPERD		ONS [53]	Z-Barra [46]
				Subsidiado	Não subsidiado		
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
1	0	51	51.00	-5.52	0.17	2.16	1.63
10	450	0	450.00	47.21	22.75	4.87	4.11
15	0	90	-90.00	-4.43	0.23	2.89	2.63
18	0	60	-60.00	-1.30	0.37	1.79	1.66
25	220	0	220.00	7.37	3.55	2.96	3.69
26	314	0	314.00	14.87	7.16	3.22	3.79
27	0	71	-71.00	-0.00	0.43	2.25	1.76
32	0	59	-59.00	-4.21	0.24	1.36	1.59
40	0	66	-66.00	1.10	0.53	3.65	3.28
41	0	37	-37.00	-2.82	0.30	2.12	1.81
42	0	96	-96.00	3.05	1.47	4.56	4.47
45	0	53	-53.00	-2.31	0.33	1.87	1.47
54	48	113	-65.00	-0.80	0.40	2.51	2.10
56	0	63	-84.00	1.09	0.53	3.16	2.73
65	391	0	391.00	5.95	2.87	5.20	6.65
66	392	39	353.00	15.31	7.38	4.16	6.42
69	514	0	513.86	24.94	12.02	10.76	12.73
76	0	68	-68.00	3.75	1.81	2.12	1.84
80	477	130	347.00	1.31	0.63	5.97	7.70
88	0	48	-48.00	2.97	1.43	-1.98	-2.44
89	607	0	607.00	14.57	7.02	32.95	40.70
90	0	163	-163.00	1.05	0.51	-4.42	-6.75
92	0	65	-65.00	5.84	2.81	-1.97	-2.56
100	252	37	215.00	-7.26	0.09	1.48	3.78
107	0	50	-50.00	3.02	1.45	2.14	1.79
112	0	68	-68.00	7.31	3.52	4.13	3.39

Tabela 4.33: Sistema IEEE-118 - Comparação dos resultados de alocação de perdas

Capítulo 5

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões

Nesta dissertação foi proposta uma metodologia para alocação de fluxos de potência e perdas no sistema de transmissão de energia elétrica em sistemas elétricos de potência operando com um modelo de mercado de energia elétrica tipo *pool*-bilateral. A metodologia usa o estado-base do fluxo de potência, em combinação com técnicas de circuitos elétricos, e o esquema de decomposição baseado no pares de transações de energia.

Como principais conclusões deste trabalho, podemos destacar:

1. Dado que a natureza do problema de alocação de fluxos de potência e perdas na rede de transmissão para os agentes do mercado de energia elétrica é não-linear, os resultados dos diferentes métodos diferem significativamente, sendo que cada um sempre contém algum grau de arbitrariedade. Portanto, o desenvolvimento de metodologias que produzam resultados de alocações de fluxos e perdas com características de alto desempenho em precisão, equidade e eficiência, simultaneamente, é uma tarefa complexa.
2. A metodologia proposta descompõe e aloca exatamente os fluxos de potência e perdas para cada agente do mercado elétrico. Com o método proposto é possível conhecer, especificamente quanto cada agente do mercado contribui aos fluxos de e perdas de potência ativa – reativa, em cada um dos ramos do sistema de transmissão.
3. A metodologia tem suficiente robustez computacional e metodológica para ser utilizada indistintamente tanto na etapa *ex-ante* ou *ex-post* da formação de preços de energia elétrica, ou na operação em tempo real dos mercados elétricos.
4. A metodologia proposta é simples, transparente e rápida. Simples, porque utiliza os resultados de um fluxo de potência aliado com técnicas básicas e consistentes baseadas na teoria de circuitos elétricos em combinação com a técnica de pares de transações de energia elétrica. Transparente, porque não faz suposições nem

aproximações e cumpre com as leis físicas que regem os circuitos elétricos. É computacionalmente rápida, já que não realiza nenhum processo iterativo.

5. Os resultados apresentados neste trabalho ilustram bem o desempenho da metodologia. O modelo proposto é exato na decomposição dos fluxos de potência e perdas nos ramos do sistema transmissão para cada agente do mercado elétrico independentemente que este esteja operando sob um mercado tipo *pool*, mercado de contratos bilaterais ou em presença de ambos. Além disso, o método proposto também calcula a decomposição nodal de fluxos de potência e perdas para cada agente, refletindo exatamente as alocações ou decomposições nos ramos em cada barra .
6. A análise e comparação dos resultados com outros métodos relevantes mostram que o método proposto tem melhor desempenho. A diferença é que em comparação com outros métodos, o proposto demonstrou ser mais consistente nas alocações. Os resultados dos casos estudados mostram que o método proposto considera sistemática e simultaneamente a localização espacial dos agentes associados, os parâmetros elétricos da rede e quantidade de transações e fluxos opostos provocados pelas interações físicas entre agentes do mercado.
7. A análise e comparação com o método ONS e Z-barra, utilizando critérios de comparação tais como a volatilidade, consistência e interação com a potência reativa, mostram que o método proposto apresenta um melhor desempenho que aqueles métodos.
8. A metodologia proposta produz alocações negativas em certas barras e para certos agentes do mercado. Isso é tecnicamente consistente, já que as alocações negativas são resultado dos fluxos opostos (que ajudam a diminuir as perdas do sistema) provocados por aquelas barras. Conseqüentemente, isto resulta em subsídio cruzado àquela barra, como uma forma de incentivo financeiro. Esta concessão de créditos de energia a vários agentes em virtude dos mesmos apresentarem “perdas negativas” poderá aumentar consideravelmente as contribuições dos agentes com débitos de energia. O fato de um agente ter crédito implica na compensação pelos demais, em termos de uma maior parcela de perdas, uma vez que o total de perdas do sistema a ser dividido não se altera. Porém, do ponto de vista de economia de mercado este fato pode provocar distorções nos preços e pode afetar tanto o equilíbrio como a eficiência do mercado.

9. Pela conclusão anterior, neste trabalho de dissertação também foi proposta um esquema metodológico para eliminar a possibilidade de geração de créditos por perdas para agentes, garantindo com isso que a metodologia proposta seja consistente tanto em critérios técnicos como econômicos.
10. A metodologia também é estendida para alocar perdas entre agentes produtores e consumidores em uma determinada fração que conjuntos de agentes o determinem (por exemplo em uma proporção de 50 %). Ou alternativamente o 100 % das perdas somente entre agentes produtores ou o 100 % das perdas somente entre agentes consumidores (100%).

5.2 Extensões e Trabalhos Futuros

Durante o desenvolvimento deste trabalho foram feitas algumas observações que seriam relevantes de serem consideradas como trabalhos futuros. Destacam-se, basicamente, as seguintes extensões:

- Nova Metodologia Nodal Para Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão (TUST): tendo os fluxos de potência e perdas alocadas para os agentes do mercado, explorar as extensões e adequações para o desenvolvimento de uma metodologia nodal para o cálculo de tarifas de utilização da transmissão.
- Metodologia Para alocação de Suporte de Potência Reativa Baseado na decomposição Não linear do Fluxo de Potência: o problema de alocação de suporte de potência reativa para os agentes do mercado pode ser explorado e estudado com mais detalhes, utilizando-se e estendendo adequadamente a metodologia proposta.
- Análise e Decomposição do Fluxo de Potência baseado em Transações para o Gerenciamento da Congestão e Avaliação de Responsabilidades: Adequação e extensões da metodologia proposta para o gerenciamento da congestão e sua alocação entre agentes do mercado de energia elétrica.
- Desenvolvimento de um programa computacional interativo e gráfico, para efeitos de visualização das alocações e decomposições dos fluxos e perdas, fluxos paralelos, por parte dos agentes do mercado elétrico.

APÊNDICES

Apêndice A

DADOS PARA O CASO BASE DO SISTEMA DE CINCO BARRAS

- DADOS DE BARRAS:**

B	Número de barra
T	Tipo de barra: 1 : Barra de carga 2 : Barra de geração 3 : Barra de referência
PD	Potência ativa da carga (MW)
QD	Potência reativa da carga (MVAR)
GS	Condutância shunt (MW para V=1.0 p.u.)
BS	Susceptância shunt (MVAR para V=1.0 p.u.)
VM	Magnitude da tensão (p.u.)
VA	Ângulo da tensão (graus)
VMAX	Máxima magnitude da tensão (p.u)
VMIN	Mínima magnitude da tensão (p.u)

B	T	PD	QD	BS	BS	VM	VA	VMAX	VMIN
1	3	45.00	15.00	0.0	0.0	1.0500	0.00	1.06	0.94
2	1	162.5	20.00	0.0	0.0	0.9897	-8.00	1.06	0.94
3	2	80.00	20.00	0.0	0.0	1.0326	20.00	1.06	0.94
4	2	50.00	20.00	0.0	0.0	1.0500	1.2261	1.06	0.94
5	1	90.00	25.00	0.0	0.0	1.0154	4.3316	1.06	0.94

- DADOS DE GERADORES**

BG	Numero de barra
PG	Geração de potência ativa
QG	Geração de potência reativa

QGMAX	Geração máxima de potência reativa (MW)
QGMIN	Geração mínima de potência reativa (MW)
VG	Magnitude da tensão do gerador (p.u.)
BASE	Potência base (MVA)
PGMAX	Geração máxima de potência ativa (MW)
PGMIN	Geração mínima de potência ativa (MW)

B	PG	QG	QGMAX	QGMIN	VG	BASE	PGMAX	PGMIN
1	226.44	46.37	205	-105	1.050	100	350	0
3	74.950	62.20	200	-100	1.0326	100	200	0
4	136.31	57.89	100	-100	1.050	100	200	0

• **DADOS DOS RAMOS:**

NS	Número de barra de saída
NC	Número de barra de chegada
R	Resistência (p.u.)
X	Reatância (p.u.)
B	Susceptância total do ramo (p.u)
RATIO	Tap nominal do transformador
ANGLE	Ângulo de defasagem do transformador em fase (graus)

NS	NC	R	X	B	RATIO	ANGLE
1	2	0.042	0.168	0.030	0.0	0.0
2	3	0.031	0.126	0.020	0.0	0.0
3	5	0.053	0.210	0.015	0.0	0.0
3	4	0.084	0.336	0.012	0.0	0.0
5	4	0.063	0.252	0.011	0.0	0.0
5	1	0.031	0.126	0.010	0.0	0.0

Apêndice B

RESULTADOS E COMPARAÇÕES DA ALOCAÇÃO DE PERDAS NODAIS PARA O SISTEMA IEEE-118 BARRAS

Barra Nº				Métodos de Alocação de Perdas			
	Potência de Geração	Potência de Demanda	Injeção de Potência	Método Proposto FLUXPERD		ONS [53]	Z-Barra [46]
	(MW)	(MW)	(MW)	Subsidiado (MW)	Não subsidiado (MW)	(MW)	(MW)
1	0.00	51.00	-51.00	-5.52	0.17	2.16	1.63
2	-	20.00	-20.00	-1.85	0.35	0.66	0.54
3	-	39.00	-39.00	-2.15	0.33	1.32	1.03
4	-0.00	39.00	-39.00	-3.90	0.25	0.57	0.20
5	-	-	-0.00	-0.00	0.43	0.22	-0.00
6	-0.00	52.00	-52.00	-2.51	0.32	1.23	0.98
7	-	19.00	-19.00	-0.90	0.39	0.46	0.40
8	0.00	28.00	-28.00	4.08	1.96	0.12	0.72
9	-	-	0.00	0.00	0.00	-0.00	-0.00
10	450.00	-	450.00	47.21	22.75	4.87	4.11
11	-	70.00	-70.00	-5.12	0.19	1.44	1.40
12	85.00	47.00	38.00	13.17	6.34	-0.95	-0.10
13	-	34.00	-34.00	-3.07	0.29	1.11	0.96
14	-	14.00	-14.00	-0.53	0.41	0.41	0.38
15	0.00	90.00	-90.00	-4.43	0.23	2.89	2.63
16	-	25.00	-25.00	-2.17	0.33	0.76	0.55
17	-	11.00	-11.00	-0.64	0.40	0.31	0.16
18	-0.00	60.00	-60.00	-1.30	0.37	1.79	1.66
19	-0.00	45.00	-45.00	-6.98	0.10	2.30	1.32
20	-	18.00	-18.00	-0.26	0.42	0.58	0.57
21	-	14.00	-14.00	-0.94	0.39	0.42	0.39
22	-	10.00	-10.00	-0.40	0.42	0.25	0.20
23	-	7.00	-7.00	-0.13	0.43	0.04	0.02
24	-0.00	13.00	-13.00	-0.51	0.41	0.18	0.08
25	220.00	-	220.00	7.37	3.55	2.96	3.69
26	314.00	-	314.00	14.87	7.16	3.22	3.79
27	0.00	71.00	-71.00	-0.00	0.43	2.25	1.76
28	-	17.00	-17.00	-0.80	0.40	0.54	0.52
29	-	24.00	-24.00	-0.41	0.42	1.06	0.80
30	-	-	0.00	0.00	0.00	-0.18	0.00
31	7.00	43.00	-36.00	1.21	0.58	1.37	1.19
32	-0.00	59.00	-59.00	-4.21	0.24	1.36	1.59
33	-	23.00	-23.00	-1.71	0.35	0.91	0.67

...continuação.

Barra Nº				Métodos de Alocação de Perdas			
	Potência de Geração	Potência de Demanda	Injeção de Potência	Método Proposto FLUXPERD		ONS [53]	Z-Barra [46]
				Subsidiado	Não subsidiado		
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
34	-0.00	59.00	-59.00	-8.51	0.03	1.60	1.17
35	-	33.00	-33.00	-1.73	0.35	0.92	0.81
36	0.00	31.00	-31.00	-1.76	0.35	1.00	0.76
37	-	-	-0.00	-0.00	0.43	0.24	0.00
38	-	-	0.00	-0.00	0.43	0.25	-0.00
39	-	27.00	-27.00	-2.60	0.31	1.20	1.05
40	-0.00	66.00	-66.00	1.10	0.53	3.65	3.28
41	-	37.00	-37.00	-2.82	0.30	2.12	1.81
42	-0.00	96.00	-96.00	3.05	1.47	4.56	4.47
43	-	18.00	-18.00	-1.26	0.37	0.67	0.55
44	-	16.00	-16.00	-1.17	0.38	0.63	0.48
45	-	53.00	-53.00	-2.31	0.33	1.87	1.47
46	19.00	28.00	-9.00	-1.23	0.38	0.24	0.05
47	-	34.00	-34.00	-0.39	0.42	0.49	0.20
48	-	20.00	-20.00	-0.89	0.39	0.26	0.06
49	204.00	87.00	117.00	5.08	2.45	0.87	0.43
50	-	17.00	-17.00	-0.23	0.42	0.35	0.20
51	-	17.00	-17.00	-0.35	0.42	0.73	0.50
52	-	18.00	-18.00	0.10	0.05	0.73	0.63
53	-	23.00	-23.00	-0.46	0.41	1.00	0.89
54	48.00	113.00	-65.00	-0.80	0.40	2.51	2.10
55	-0.00	63.00	-63.00	0.59	0.29	2.38	2.10
56	0.00	84.00	-84.00	1.09	0.53	3.16	2.73
57	-	12.00	-12.00	0.02	0.01	0.39	0.31
58	-	12.00	-12.00	0.10	0.05	0.42	0.39
59	155.00	277.00	-122.00	0.52	0.25	1.43	0.58
60	-	78.00	-78.00	0.42	0.20	0.05	-0.45
61	160.00	-	160.00	0.55	0.26	0.37	1.43
62	0.00	77.00	-77.00	0.30	0.15	0.04	-0.45
63	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.00
64	-	-	-0.00	-0.00	0.43	0.01	-0.00
65	391.00	-	391.00	5.95	2.87	5.20	6.65
66	392.00	39.00	353.00	15.31	7.38	4.16	6.42

...continuação.

Barra Nº				Métodos de Alocação de Perdas			
	Potência de Geração	Potência de Demanda	Injeção de Potência	Método Proposto FLUXPERD		ONS [53]	Z-Barra [46]
				Subsidiado	Não subsidiado		
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
67	-	28.00	-28.00	-0.14	0.43	-0.11	-0.29
68	-	-	0.00	0.00	0.00	-0.58	0.00
69	513.86	-	513.86	24.94	12.02	10.76	12.73
70	-0.00	66.00	-66.00	1.23	0.59	1.15	0.61
71	-	-	-0.00	-0.00	0.43	-0.04	0.00
72	-0.00	12.00	-12.00	-0.25	0.42	0.24	0.16
73	-0.00	6.00	-6.00	0.42	0.20	0.21	0.06
74	-0.00	68.00	-68.00	2.15	1.03	1.90	1.56
75	-	47.00	-47.00	1.82	0.88	0.80	0.68
76	-0.00	68.00	-68.00	3.75	1.81	2.12	1.84
77	-0.00	61.00	-61.00	1.38	0.67	-0.01	-0.50
78	-	71.00	-71.00	2.12	1.02	0.10	-0.47
79	-	39.00	-39.00	2.00	0.96	-0.04	-0.32
80	477.00	130.00	347.00	1.31	0.63	5.97	7.70
81	-	-	0.00	0.00	0.00	-0.60	0.00
82	-	54.00	-54.00	3.58	1.72	-0.13	-0.43
83	-	20.00	-20.00	1.64	0.79	-0.17	-0.26
84	-	11.00	-11.00	1.40	0.67	-0.19	-0.25
85	0.00	24.00	-24.00	4.18	2.01	-0.70	-0.70
86	-	21.00	-21.00	2.10	1.01	-0.90	-0.63
87	4.00	-	4.00	-1.63	0.36	0.43	0.01
88	-	48.00	-48.00	2.97	1.43	-1.98	-2.44
89	607.00	-	607.00	14.57	7.02	32.95	40.70
90	0.00	163.00	-163.00	1.05	0.51	-4.42	-6.75
91	-0.00	10.00	-10.00	2.76	1.33	-0.43	-0.18
92	-0.00	65.00	-65.00	5.84	2.81	-1.97	-2.56
93	-	12.00	-12.00	1.34	0.65	-0.19	-0.26
94	-	30.00	-30.00	2.45	1.18	0.11	-0.42
95	-	42.00	-42.00	4.17	2.01	-0.27	-0.23
96	-	38.00	-38.00	2.16	1.04	-0.19	-0.44
97	-	15.00	-15.00	0.79	0.38	-0.11	-0.22
98	-	34.00	-34.00	0.38	0.18	-0.25	-0.54
99	-0.00	42.00	-42.00	1.58	0.76	-0.23	-0.54

...continuação.

Barra Nº	Potência de Geração	Potência de Demanda	Injeção de Potência	Métodos de Alocação de Perdas			
				Método Proposto FLUXPERD		ONS [53]	Z-Barra [46]
				Subsidiado	Não subsidiado		
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	
100	252.00	37.00	215.00	-7.26	0.09	1.48	3.78
101	-	22.00	-22.00	2.34	1.13	-0.18	-0.40
102	-	5.00	-5.00	0.62	0.30	-0.14	-0.15
103	40.00	23.00	17.00	-1.11	0.38	-0.16	-0.02
104	-0.00	38.00	-38.00	1.38	0.67	0.97	0.68
105	0.00	31.00	-31.00	-0.50	0.41	0.85	0.96
106	-	43.00	-43.00	1.90	0.91	1.33	1.01
107	0.00	50.00	-50.00	3.02	1.45	2.14	1.79
108	-	2.00	-2.00	0.04	0.02	0.07	0.05
109	-	8.00	-8.00	0.21	0.10	0.18	0.22
110	-0.00	39.00	-39.00	-1.06	0.38	1.48	1.14
111	36.00	-	36.00	-1.76	0.35	-1.03	-0.71
112	-0.00	68.00	-68.00	7.31	3.52	4.13	3.39
113	-0.00	6.00	-6.00	0.78	0.37	0.53	0.16
114	-	8.00	-8.00	-0.26	0.42	0.26	0.23
115	-	22.00	-22.00	-0.52	0.41	0.71	0.63
116	-0.00	184.00	-184.00	-9.18	0.00	-2.45	-3.29
117	-	20.00	-20.00	-1.84	0.35	0.71	0.55
118	-	33.00	-33.00	1.55	0.75	0.92	0.81
Total	4374.86	4242.00		132.86	132.86	132.86	132.86

Apêndice C

GLOSSÁRIO

- 1) **Mercado Spot (*Spot Market*) [1-3].**-O termo "*spot*" é usado nas bolsas de mercadorias para se referir a negócios realizados com pagamento à vista e pronta entrega da mercadoria, em oposição aos mercados a futuro e a termo. A entrega, aqui, não significa entrega física, mas sim a entrega de determinado montante de dinheiro correspondente à quantidade de mercadoria negociada. No contexto de mercado elétrico, este também é denominado mercado de curto prazo, definido como um conjunto de transações de compra-venda de energia elétrica.

- 2) **Bolsa de Energia (*Power Exchange -PX*) [1-3] .-** Instituição característica de países que abriram seus setores elétricos à competição, tendo desverticalizado seu sistema elétrico. Na maioria dos países, cujos setores elétricos têm sido ou vêm sendo reestruturados, a energia passa a ser comercializada em bolsas de energia como uma mercadoria. O pré-despacho do sistema é então definido em bases comerciais, derivando-se o preço nos chamados mercados *spot* a partir da livre interação entre oferta e demanda.

- 3) **Mercados equilibrados (*Markets Clearing*) [1-3].**- Organização que reúne vários agentes de um mercado com o objetivo de liquidar os débitos entre eles, compensando todos os cheques emitidos contra cada um dos seus membros. No âmbito do mercado de futuros, é o órgão que processa as liquidações e ajustes diários entre os agentes do mercado. Um mercado tem equilíbrio quando não existem ofertas de venda com preços maiores que o preços de equilíbrio de mercado, nem ofertas para comprar com preços menores que o preços de equilíbrio de mercado. Um mercado elétrico tem equilíbrio quando o suprimento é igual à demanda.

- 4) **Preço de equilíbrio do mercado (*Market Clearing Price*) [1-3].**- Refere-se ao preço de equilíbrio de um mercado *spot*. É o preço que acompanha a um mercado equilibrado. O preço de equilíbrio do mercado não precisa ser um preço competitivo, um preço justo, ou o preço fixado pelo o operador do sistema.

- 5) Eficiência do Mercado (*Efficient Market*) [1-3]** .- A Teoria do Mercado Eficiente afirma que todas as informações e expectativas se refletem corretamente e quase imediatamente nos preços dos ativos. Não se pode esperar uma performance consistentemente acima do mercado, por causa da maneira aleatória como as informações chegam. Se o mercado fosse perfeitamente eficiente, qualquer análise, técnica ou fundamentalista, seria inútil, pois os preços já estariam refletindo todo tipo de informação. Um mercado é eficiente quando alcança ou chega ao estado de haver maximizado o excedente (*surplus*) entre o consumo e produção. Eficiência produtiva significa que os custos de produção foram minimizados (maximização do excedente dos produtores) para um nível de produção determinado.
- 6) Mercados elétricos Tipo *pool* [1-3]** .- O *pool* é definido como bolsa de energia (PX) na qual todas as transações devem ser submetidas para análise e aprovação por um operador independente do sistema (OIS). Agentes comercializam com o *Pool* e não entre eles. Requisições são tratadas baseadas em preços de ofertas e a disponibilidade dos recursos da rede e reservas de energia. As transações são baseadas em modelos de otimização matemática, que minimiza tipicamente o custo total das ofertas ou maximiza o benefício social. Este também é chamado mercado de energia centralizado, o qual gerencia os pagamentos.
- 7) Mercado elétrico tipo *pool* baseado em leilão (*Auction- Based Electricity Pool*) [1-3]** .- Mercado Tipo Pool no qual é realizado um simples despacho baseado em leilão para equilibrar o mercado em intervalos horários. O despacho baseado em leilão não considera a rede de transmissão em dois aspectos: capacidade dos ramos (congestão) e as perdas da rede.
- 8) Contratos Bilaterais(*Bilateral Contracts*) [1-3].-** Contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre dois agentes de Mercado sem a participação da bolsa de energia (PX) ou do OIS. Os contratos não contêm informações de preços, apenas os montantes contratados, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar sem validações, ou seja, os dados não precisam ser iguais para um mesmo patamar.

- 9) Preços *Ex-post* de eletricidade [1-3].-** O preço no qual a eletricidade é vendida sobre a duração do contrato é pré-acordado ao início do contrato entre as partes envolvidas. Mecanismos financeiros *ex-post* usam otimização baseada em disponibilidade e parâmetros técnicos e econômicos
- 10) Preços *Ex-ante* de eletricidade [1-3].-** Preço na qual a eletricidade é compensada depois do fato, ao final de cada dia, num mercado elétrico diário (*Day Ahead Market*). Este tipo de mecanismo adicionam restrições de transmissão e plantas de reserva.
- 11) Fluxo paralelo (*Counter Flow*) [1-3].-** É um fluxo de potência em direção oposta ao fluxo predominante, porém ambos fluem no mesmo ramo. Se um gerador A vende 1500 MW para a carga B e por outro lado o gerador B vende 500 MW para a carga A, o fluxo atual pela linha A-B será 1000 MW. O fluxo do gerador B é um fluxo paralelo para o fluxo do gerador A.
- 12) Congestão [1-3].-** Congestão no sistema de transmissão é definida como uma condição de operação crítica na qual não existe suficiente capacidade de transmissão para atender todas as transações existentes simultaneamente devido a várias e inesperadas contingências.
- 13) Volatilidade de preços [1-3].-** Medida da magnitude das flutuações dos preços das obrigações (ou das taxas de juro). Normalmente, medida pelo desvio padrão anualizado das variações relativas diárias. Em mercado elétricos, refere-se à grandes mudanças dos custos dado ou alocações devidas à mudança de ponto de operação.

Apêndice D

PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTA DISSERTAÇÃO

A seguir uma listagem dos artigos publicados e/ou aceitos como parte do desenvolvimento desta dissertação :

- [1] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, “A Framework for Transmission Utilization and Loss Allocation Under a Pool - Bilateral Market”, *IEEE/PES, North American Power Symposium (NAPS)-Rolla, Missouri, USA-2003*.
- [2] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, “Comparative Studies on Transmission Loss Allocation Methods for Deregulated Competitive Electric Markets”. *Proceedings of the IEEE International Conference Bologna PowerTech, Italy, 2003*.
- [3] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, “Transmission Loss Allocation Methods in Competitive Electric Power Markets”, *Proceedings of the XIV Automatic Brazilian Congress (CBA -2002)*, pp. 2598 - 2604, Natal, Brazil, 2002.
- [4] C. Unsihuay, A. Pereira-Neto and O. R. Saavedra, “A Hybrid Evolutionary Strategy-Lagrangian Relaxation Algorithm for Solving Unit Commitment”, *Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP- 2003)*, Lemnos, Greece, 2003.
- [5] C. Unsihuay, A. Pereira-Neto and O. R. Saavedra “A Hybrid Algorithm for Unit Commitment Using Evolutionary Strategy Combined with Lagrangian Relaxation”, *Proceedings of the IFAC Symposium on Power Plants Control and Power Systems*, Seul, Korea, 2003.
- [6] C. Unsihuay, A. Pereira-Neto and O. R. Saavedra, “An Evolutionary Strategy Algorithm for Economic Dispatch with Multiple Minima, *Symposium Brasileiro de Automatização Inteligente SBAI-2003*, Bauru - Brasil.

- [7] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, "Transmission Loss Allocation Methods in Competitive Electricity Markets", Proceedings of the XIV Automatic Brazilian Congress (CBA 2002), p.2598-2604, Natal, Brazil, 2002.
- [8] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, "A New Nodal Methodology for Transmission Open access Pricing" , *under submission to IEEE Transaction on Power Systems*.
- [9] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, "A Cost Allocation Method for Reactive Power Service based on Power Flow Decompositions" , *under submission to IEEE Transaction on Power Systems*.
- [10] C. Unsihuay, A. Pereira-Neto and O. R. Saavedra, "A Profit-Based Unit Commitment with Spinning Reserve Allocation" , *under submission to IEE Transaction on Power Systems*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Ilic, F. D. Galiana and L. Fink, *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [2] G. B. Sheble, *Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation*. Norwell, MA: Kluwer, 1999.
- [3] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley & Sons, May. 2002.
- [4] E. A. Kahn. , “The Economics of Regulation: Principles and Institutions.” Cambridge: MIT Press.1988.
- [5] M. Hainault, F. D. Galiana e G. Gross , “A review of restructuring in the electricity business” *13th PSCC, Trondheim* – pp.19-31, 1999.
- [6] R. D. Christie, B. Wollenberg, and I. Wangestein, “Transmission Management in the deregulated environment” , *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2 February 2000.
- [7] H. Singh and A. Paralexopoulos, “Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator”, *IEEE Transaction on Power Systems* 14(2): 498–504, 1999.
- [8] R. Baldick, R. and E. A. Kahn, , “Contract Paths, Phase-Shifters, and Efficient Electricity Trade” Apresentado no *IEEE/PES Summer Meeting, Denver, EUA*, artigo 96 SM 495-2 PWRS, agosto 1996.
- [9] ABRACE-“O Setor Elétrico e o Livre Mercado”, Brasil-Agosto 1999.
- [10] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico-Energia Brasil, <http://WWW.energiabrasil.gov.br>
- [11] ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica <http://www.aneel.gov.br>
- [12] ONS -Operador Nacional do Sistema, <http://www.ons.org.br>
- [13] MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, <http://www.mae.org.br>
- [14] X. Wang Y. Song and Q. Lu, “ A coordinated real time optimal dispatch method for unbundled electricity markets”, *IEEE transactions on power systems* vol. 17, No May. 2002.
- [15] F. D. Galiana I. Kockar, and P Cuervo, “Combined pool/bilateral dispatch: Part I Performance of mixed trading strategies” ,IEEE, Trans. Power Syst. Vol. 17, No 1, pp. 92-99, feb. 2002.

- [16] T.S.P. Fernandez and K.C. Almeida, " A Methodology for optimal power dispatch under Pool-Bilateral Markets"., *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16 No. 1, pp: 182–190, 2003.
- [17] GAPP, “General Agreement on Parallel Paths”, GAPP report, December, 1993.
- [18] GAPP, “An information System to support the General Agreement on Parallel Paths”, GAPP report, November, 1994.
- [19] A. Fradi, S. Brignone, B. F. Wollenberg,” Calculation of energy transaction allocation factors”, *IEEE, Trans. Power Syst.* Vol. 16, No. 2 pp. 266-271, May. 2001.
- [20] G. Huang and H. Zhang, “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.
- [21] D. Kirschen R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows”, *IEEE Transactions on Power Systems* 12: 52–60, 1997
- [22] J. W. Bialek, “Tracing the flow of electricity”, *IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution* 143: 313–320, 1996.
- [23] J. W. Bialek, “Topological generation and load distribution factor for supplement charge allocation in transmission open access”, *IEEE Transactions on Power Systems* 12(3): 1185– 1193, 1997.
- [24] D. Kirschen R. Allan, and G. Strbac, “Tracing active and reactive power between generators and loads using real and imaginary currents”, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 14, (4), pp. 1312-1318 ,1999.
- [25] J. W. Bialek, “Alocação of transmission supplementary to real and reactive loads”, *IEEE Transactions on Power Systems* 13(3): 1185– 1193, 1998.
- [26] H. Rudnick, R. Palma. “ Marginal pricing and supplement cost in transmission open access”, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 10, (1), pp. 143-150 ,1995.
- [27] A. Zobian and M. Ilic. “Unbundling of transmission and ancillary services part I: technical issues and part II: Cost-based pricing framework, *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(2): 539–558, 1997.
- [28] Z. Q. Wu é G. Z. Chen “MVA power flow and loss allocation for electricity market”, *IEE Proceeding in Generation and Distribution* , 148(2): 153–158, March 2001.
- [29] T.S.P. Fernandez e K.C. Almeida, " Methodologies for Loss and Line Flow Allocation under Pool-Bilateral Markets". 14th PSCC, Sevilha, Espanha, junho, 2002.

- [30] N. Chang and Z. Guo, "Decomposition de power flows in bilateral/multilateral and Poolco power markets", *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002*. International Conference on , Volume 4. pp. 2376 -2384, Oct. 2002.
- [31] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, "Comparative Studies on Transmission Loss Allocation Methods for Deregulated Competitive Electric Markets". Proceedings of the IEEE International Conference Bolonia (PowerTech 2003), Italy, 2003.
- [32] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A. L. Guijarro, "Transmission loss allocation: A comparison of different practical algorithms", *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 571-576, Nov. 2002
- [33] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, "Transmission Loss Allocation Methods in Competitive Electric Power Markets", Proceedings of the XIV Automatic Brazilian Congress (CBA 2002)(In spanish), pp.2598-2604, Natal, Brazil, 2002.
- [34] C. F. Moyano R. Salgado, "Transmission Loss allocation in Pool Energy Markets: Analysis of alternative Aproaches" VIII Symposium of specialists in electric operational and expansion planning, IP-125, May. 2002.
- [35] J. J. Gonzales and Basagoiti, "Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operations experience", Proceedings PICA conference Santa Clara CA May 1999 pp. 245-252.
- [36] J. W Bialek "Identification of surces-link conections in transmission loss allocation under pool dispatch" , Proceedings of the IEE conference on Power systems Control and Managment, London, U.K. pp. 200-204. Apr. 16-18, 1996.
- [37] J. W. Bialek , S. Ziemianek and Abi-Samra, "Tracking-based loss allocation and economic dispatch", Proceedings. 13th Power Systems Computation Conf., Trondheim, Norway pp. 375–381, 1999.
- [38] C. N. Macqueen and M. R. Irving, " An algorithm for the allocation of distribution system demand and energy losses", *IEEE Transactions on Power Systems*, 11: 338–343, Feb. 1996.
- [39] M. Meisingset and Ö. Breidablik, "A method to determine charging principles for losses in the Norwegian main grid", in the Proc. 13 th PSCC, Trondhein Norway , June/July 1999, pp.382-387.
- [40] A. Bhuiya, and N. Chowdhry, "Allocation of transmission losses in a deregulated power system network", Proceedings of 1999, IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 15(1): 1148–1152, 1999.

- [41] N. Chowdhury and A. Bhuiya, "Counter- flow in a deregulated power system network and its effect on transmission loss allocation", *Electrical and Computer Engineering. Canadian. Conference 2*: 1047–1051, 2001.
- [42] E. J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic, and N. Jenkins, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation", *IEE Proceeding Gener. and Transm., Distrib.* 2000. 147, (1). pp 7-14.
- [43] F. D. Galiana et al, "Incremental transmission loss allocation under pool dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems* 17(1): 26–33. 2002.
- [44] Y. C Chang and C. N. Lu, "Bus oriented transmission loss allocation" , *IEE Proceedings, 15(2): 402–406, 2001.*
- [45] A. Gomez , J. M. Riquelme, T. Gonzalez, and E. A. Ruiz , "Fair allocation of transmission power losses", *IEEE Transactions on Power Systems* 15(1): 184–188, 2000.
- [46] A. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar , "Z-bus loss allocation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 16: 105–110, 2001.
- [47] R. Reta and A. Vargas " Electricity tracing and loss allocation methods based on electric concepts", *IEE proceedings in Generation and Distribution Vol. 148, No 6 November 2001.*
- [48] Y. C Chang and C. N Lu , "An electricity tracing method with application to power loss allocation", *Int. J. Elect. Power Energy Sys.* 2001, 23, (1), pp. 13-17.
- [49] J. C. Peng and H. Jiang , "Contributions of individual generations to complex power losses and flows-Part 1: fundamental theory", *IEE proceedings in Generation and Distribution Vol. 149, No. 2, pp182-185, March 2002.*
- [50] J. C. Peng and H. Jiang , " Contributions of individual generations to complex power losses and flows-Part II: Algorithm and simulations " , *IEE proceedings in Generation and Distribution Vol. 149, No. 2, pp. 186-190, March 2002.*
- [51] Z. Y. Qiao a X. Y. Chen, L. Z. Zhang, E. k. Yu, Y.H Yang, "A new concept of the separation of electrical power flow", *Proceedings of the CSEE vol 21, pp 77-79, Jan. 2001.*
- [52] J. Zhaoxia and D. Xianzhong , " A new expression-Analysis-based loss Allocation Method", *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3): 909–915, 2002.
- [53] A. Leite Silva, J. Mello, J. Abreu, S. Romero, R. Treistman. "Determination of Loss Factors to be Measured of the Market of Electric Energy." XVI SNPTTE

- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo IV, GAT-08, Campinas, Brasil. Oct. 2001.
- [54] Y. Tsukamoto and I. Iyoda, “Allocation of charges fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2): 620–627, 1996.
- [55] P. A. Kattuman, J. W. Bialek, and N. Abi-Samra “Electricity tracing and cooperative game theory”, *Proc. 13th Power System Computation Conference*, Trondheim, June 28-July 2, 1999, pp. 238-243.
- [56] A. D. R. Medeiros, R. S. Salgado e H. H. Zürn, "Uma Metodologia Para Obtenção de Fatores de Perdas Nodais via Teoria dos Jogos ", *Anais do XVI Seminário Nacional de Produção, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Campinas-SP, Setembro / 2001*.
- [57] F. Wu e P. Varaiya, “Coordinated multilateral trades for electric power networks: Theory and implementation”, *University of- California Energy Institute Berkeley, CA, POWER Report 13*, 1995.
- [58] Baran, M. e Banunarayanan, V. “A transaction assessment method for allocation of transmission services”, *IEEE Transactions on Power Systems* 14(3).1999.
- [59] G. Gross, and S. Tao, S. . “A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework”, *IEEE Transactions on Power Systems* 15(2): 631–637, 2000.
- [60] S. Tao, and G. Gross, “Transmission loss compensation in multiple transaction networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3): 909–915, 2000.
- [61] G. Huang and H. Zhang, “Transmission loss allocations and pricing via bilateral energy transactions”, *Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume: 2*, Page(s): 720 -725 , 1999.
- [62] F. Galiana, and M. Phelan, “Allocation of transmission losses to bilateral contracts in a competitive environment”, *IEEE Transactions on Power Systems* 15(1): 143–150, 2000.
- [63] E. De Tuglie, and F. Torelli, “Nondiscriminatory System losses dispatching policy in bilateral transaction-based market, *IEEE Transactions on Power Systems* 17(4): 992–1000, 2002.
- [64] A. Berizzi, C. Bovo, P. Marannino, “Allocation of transmission losses in presence of both bilateral and pool market models”, *Power Industry Computer Applications-*

- Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd, IEEE Power Engineering Society International Conference, pp. 336–341.
- [65] P. Cuervo Franco and F. D. Galiana, “Transmission loss allocation under combined pool and bilateral operation”, Proceedings of the XV Automatic Brazilian Congress (CBA 2001), pp.181-186, Brazil, 2001.
- [66] Born, P.H.S & Nagayama, M.U., “*Uma Abordagem Marginalista das Mudanças Estruturais no Setor Elétrico*”, IV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, Vitória, 1996;
- [67] A. J. Conejo F. D. Galiana J. M. Arroyo, R. Garcia-Bertrand, Ch. Wie chua, and M. Huneault, “Economic Inefficiencies and Cross-subsidies in an Auction-Based Electricity Pool”, *IEEE transactions on Power systems* Vol. 18, No 1 February 2003.
- [68] R. Boylestad, “Introductory circuit Analysis”, Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1997.
- [69] A. Monticelli, “Fluxo de carga Em Redes de Energia Elétrica”, Edgard Blucher, São Paulo,1983.
- [70] A. Bergen, and V. Vital, “*Power Systems Analysis*”, Second edition, Prentice Hall-2000.
- [71] Web Site of the University of Washington. Available <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>
- [72] J. M. Zolezzi and H. Rudnick, “Transmission Cost allocation by cooperative games and coalition formation”, *IEEE, Trans. Power Syst.* Vol. 17, No. 4 pp. 1008-10015, nov. 2002.