

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**GERENCIAMENTO DE CONGESTIONAMENTO EM TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Juliana Guedes Arvelos Barbosa

Belo Horizonte
2005

Juliana Guedes Arvelos Barbosa

**GERENCIAMENTO DE CONGESTIONAMENTO NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Luiz Danilo Barbosa Terra

Belo Horizonte
2005

Juliana Guedes Arvelos Barbosa

Gerenciamento de Congestionamento na Transmissão de Energia Elétrica

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós – Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Belo Horizonte, 2005.

Dr. Luiz Danilo Barbosa Terra (Orientador) – PUC Minas

Dr. Oriane Magela Neto – UFSJ

Dr. Petr Iakovlevitch Ekel – PUC Minas

Dr. José Celso Borges de Andrade – Suplente - PUC Minas

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, professor Luiz Danilo, por ter-me encorajado nesta idéia, pelo estímulo, paciência e orientação.

Ao meu noivo, Wagner, que sempre me incentivou e estimulou com sua compreensão, carinho e companheirismo.

À minha família que sempre me motivou nessa minha caminhada.

Ao professor Petr I. Ekel pelas sugestões apresentadas ao trabalho.

Aos professores do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da PUC Minas.

À Maria Isabel, pelo auxílio na resolução de problemas gerais.

A todas as pessoas que de forma direta ou indireta ajudaram na realização deste trabalho.

“O sucesso não é para ser medido apenas pela posição que alguém tenha alcançado na vida, mas pelos obstáculos que foram superados ao longo da trajetória.”

Booker T. Washington

RESUMO

O Brasil e demais países passam por um processo de reestruturação do setor de energia elétrica cuja idéia central é a separação do produto energia elétrica dos serviços de transmissão, distribuição e controle do sistema, possibilitando assim a competição no âmbito da geração, distribuição e da comercialização de energia. A desverticalização, conseqüência desta reestruturação proporciona ao consumidor a escolha da empresa que melhor lhe convir. Para possibilitar essa escolha é preciso controlar o fluxo de energia nas linhas de transmissão e evitar o congestionamento das mesmas. O congestionamento é uma restrição operacional em um ponto do sistema elétrico e ocorre quando o menor limite de fluxo de potência é atingido. Os limites de fluxo de potência envolvem limites de tensão, limites de estabilidade estática e limites térmicos. Este trabalho investiga metodologias preventivas de gerenciamento de congestionamento nas linhas de transmissão em Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Reestruturação do Sistema de Potência, Fluxo de Potência, Congestionamento de Transmissão, Planejamento Operacional.

ABSTRACT

Brazil and other countries have been through a restructuring process of the electricity sector, whose central idea is the separation of the product electric energy from the services of transmission, distribution and control of the system, allowing thus the competition in the ambit of generation, distribution and commercialization of energy. The desverticalization, as consequence of this restructuring process, permits the consumer to choose the company that better meets his needs. To make this choice possible it is necessary to control the power flows and to avoid the congestion of the transmission lines. The congestion is an operational constraint at one point of the electrical system and occurs when the limit of the power flow is reached. The power flow limits encompass voltage, stability and thermal limits. This work investigates preventive methodologies for management of congestion in transmission lines in Electrical Energy Systems.

Key-words: Power System Restructuring. Power Flow. Transmission Congestion. Operational Planning.

LISTA DE QUADROS E FIGURAS

Figura 2.1 - Marco Legal – Complementação e Harmonização (Abdo, 2003).....	21
Quadro 2.1 - Características dos Modelos Estruturais	22
Figura 2.2 - Reestruturação do Setor Elétrico – Segmentação das Atividades. Adaptado de Abdo, 2001.....	23
Quadro 2.2 - Setor Elétrico em 2003 - Adaptado de MAE, 2003.....	25
Figura. 3.1 - Regiões.....	27
Figura 4.1 - Características da Matriz Ybus (Costa, 2003).....	38
Quadro 4.1 - Tipos de barra no fluxo de carga convencional (Haftner, 2003).....	41
Figura 4.2 - Modelo Linearizado (Rodrigues, 2002)	43
Figura 4.3 - Divisão das perdas de potência ativa.....	48
Figura 4.4 - Sistema de três barras	49
Figura 4.5 - Matriz de contribuições no congestionamento para uma determinada linha (Silva, 1998).....	53
Quadro 4.2 - Dados sobre os modelos previsionais (Minussi, 2003).....	55
Figura 4.7 - Estados de operação de um sistema elétrico de potência	56
Figura 5.1 - Sistema elétrico de 5 barras	61
Figura 5.2 - Redespacho de G2 para redução de sobrecarga na linha 2.....	62
Figura 5.3 - Redespacho de G4 para redução de sobrecarga na linha 3.....	63
Quadro 5.3 - Regulação dos reservatórios das usinas [Lala, 2002]	64
Figura 5.4 - Potência disponível no mercado elétrico equatoriano [Lala, 2002]	65
Figura 5.5 - Sistema Elétrico Equivalente MEM (Lala, 2002)	66
Figura. 5.6 - Fator de Contribuição no Congestionamento das Linhas 21,24 e 25.....	75

LISTA DE TABELA

Tabela 3.1 - Despacho Ótimo – sem limites de intercâmbio	28
Tabela 3.2 - Despacho Ótimo – com limites de intercâmbio	28
Tabela 3.3 - Balanço no MAE com limites de intercâmbio/remuneração circuito/sem MRE.....	29
Tabela 3.4 - Balanço no MAE com restrições – Gerador T ₁	32
Tabela 5.1 - FCC para sobrecarga na linha 2	61
Tabela 5.2 - FCC para retirada da linha 2	62
Tabela 5.4 - Parâmetros do Sistema de Transmissão (Lala, 2002)	67
Tabela 5.5 - Características do Sistema Gerador (Lala, 2002)	68
Tabela 5.6 - Valores para carga e geração	69
Tabela 5.7 - Fluxo de carga para caso base	70
Tabela 5.8 - Fluxo de carga para retirada da linha 20.....	72

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
- C – Comercialização de Energia
- CENACE - Centro Nacional de Controle de Energia
- Comercializadores – Entidades que compram e vendem eletricidade, mas que não possuem instalações de geração, transmissão ou distribuição.
- CONELEC - Conselho Nacional de Eletricidade
- Contrato Bilateral – Acordo entre duas partes para a compra e venda de produtos de energia e serviços
- D – Distribuição de Energia
- G – Geração de Energia
- MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica
- Mercado Spot – Mercado para um produto ou serviço comercializado para entrega imediata
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Poder de Mercado – Capacidade de aumentar os preços acima dos que deveriam ser cobrados em um mercado competitivo
- Produtor Independente – Proprietário de uma unidade geradora que não é uma empresa de serviços públicos
- T – Transmissão de Energia
- MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

SUMÁRIO

1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
1.1	Objetivo.....	15
1.2	Relevância	16
1.3	Escopo	17
1.4	Metodologia	18
1.5	Organização do Trabalho	19
2.	A ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO .	20
2.1	Introdução	20
2.2	A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.3	Modelos Existentes e Praticados	21
2.4	Características do Modelo Brasileiro	22
2.4.1	<i>Estrutura do Mercado – Mudanças Essenciais</i>	23
2.5	Resumo	25
3.	CONGESTIONAMENTO DE TRANSMISSÃO	26
3.1	Introdução	26
3.2	O Poder de Mercado com Restrições na Transmissão	26
3.2.1	<i>Documento de Apoio M, 2002</i>	27
3.3	Maneiras de Representar o Congestionamento	29
3.3.1	<i>Preços Spot Nodais</i>	29
3.3.2	<i>Preços Spot Barra Única</i>	30
3.3.3	<i>Preços Spot por Sub-Mercado</i>	31
3.4	Alternativas de Alocação de “Surplus”	32
3.4.1	<i>Exposição dos Geradores</i>	32
3.4.2	<i>Alternativas de Alocação do “Surplus”</i>	33
3.4.2.1	<u>Contratos de Congestionamento</u>	33
3.4.2.2	<u>Minimização do Risco Financeiro</u>	35
4.	METODOLOGIA.....	37
4.1	Introdução	37
4.2	Matrizes de Rede.....	37
4.2.1	<i>Matriz incidência de barra</i>	37
4.2.2	<i>Matriz Ybus</i>	38
4.2.3	<i>Matriz Zbus</i>	40
4.3	Fluxo de Carga	41
4.3.1	<i>Modelo Linearizado</i>	42
4.3.2	<i>Formulação Matricial</i>	44
4.3.3	<i>Representação das Perdas no Modelo CC</i>	46
4.4	O Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC).....	52
4.5	Análise da Segurança	54
4.6	Índices de Sensibilidade	57
4.7	Resumo	59

5.	ESTUDO DE CASO.....	60
5.1	Introdução	60
5.2	Caso I: Sisitema Elétrico de 5 Barras.....	60
5.3	Caso II: Sisitema Equatoriano.....	63
	5.3.1 <i>Descrição do Sistema Elétrico</i>	64
	5.3.2 <i>Resolução do Problema</i>	70
5.4	Conclusão.....	78
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	79
6.1	Conclusões.....	79
6.2	Propostas de Trabalhos Futuros	81
	REFÊNCIAS.....	82

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Não restam dúvidas quanto aos benefícios proporcionados pelo uso da energia elétrica. Ela é, sem dúvida, a grande responsável por muitos dos avanços tecnológicos do mundo. Grandes foram os investimentos feitos no setor elétrico e são muito poucas, atualmente, as regiões do planeta que não conhecem a energia elétrica. O grande sistema elétrico que cobre o globo representa a maior e mais cara construção do homem (ELGERD, 1982).

Como mola propulsora do desenvolvimento desse setor, funcionou durante longo tempo o modelo de forte presença estatal, marcado pela multiplicidade de empresas com grande participação governamental, dedicadas a fornecer os serviços de energia elétrica, apoiadas por ampla disponibilidade de recursos proporcionados pelos órgãos do governo (LALA, 2002).

Esse modelo, que impulsionou o desenvolvimento dos sistemas de energia elétrica durante algumas décadas, foi-se esgotando com o passar do tempo, principalmente devido à incapacidade de criar condições de sustentabilidade, continuando, permanentemente, a depender de recursos vinculados ou subsidiados.

A partir deste cenário surgiu a necessidade de uma reestruturação do setor elétrico, a fim de conseguir maiores investimentos provenientes de empresas privadas, garantindo assim a expansão do sistema elétrico que o Estado já não era mais capaz de possibilitar. Além disso, havia também a necessidade de inserir a competitividade no setor elétrico.

A idéia central desta reestruturação é a separação do produto (energia elétrica) dos serviços (transmissão, distribuição e controle do sistema), desverticalizando o setor. Ao invés de uma mesma empresa gerar, transmitir e distribuir a energia, empresas desverticalizadas passam a existir, possibilitando assim a competição no âmbito da geração, distribuição e da comercialização de energia.

A desverticalização proporciona ao consumidor (no Brasil, apenas os de grande porte) a escolha da empresa que melhor lhe convir. Logo conclui-se que será preciso controlar o fluxo de energia nas linhas de transmissão. Esta necessidade levanta outras

questões desafiadoras (VOJDANI et al. 1996; McNAMARA and DALE 1998; CASAZZA 1998), por exemplo:

- Poderá uma empresa congestionar, propositadamente, a linha de transmissão de outra empresa?
- Haverá sonegação de informação?
- Como controlar os fluxos paralelos e os fluxos de malha?
- Em casos de rejeição de carga, quem deverá atuar primeiro?
- Como avaliar o impacto causado por áreas que não possuem redes contíguas?
- Como fazer o controle e o monitoramento entre vizinhanças?

Tendo em vista as questões acima citadas, torna-se necessária a prevenção do congestionamento que é um problema técnico operacional. Este tema, juntamente com a reestruturação do setor elétrico, será discutido nos capítulos seguintes.

1.1 OBJETIVO

Com a reestruturação que vem ocorrendo no setor de energia no Brasil e no mundo e com a desverticalização de algumas empresas, o setor de energia elétrica tornou-se uma grande oportunidade de negócios.

O sistema de transmissão é o meio físico que permite a interconexão entre os geradores e consumidores, mas na nova estrutura do mercado, constitui-se em um agente econômico que permite ao operador do sistema selecionar os geradores mais eficientes para o atendimento da demanda (LALA, 2002).

O funcionamento de um sistema de transmissão deve ser feito de maneira coordenada que permita garantir o cumprimento de níveis de confiabilidade e segurança do sistema, impondo, no entanto, restrições que impedem o despacho mais econômico e causando um acréscimo no custo de energia ao consumidor. Este acréscimo é chamado *Custo de Congestionamento*. Este custo não permite atender o mercado a um único preço de equilíbrio (LALA, 2002).

O objetivo principal deste trabalho é estudar as metodologias preventivas de gerenciamento de congestionamento nas linhas de transmissão em Sistemas de Energia Elétrica.

Os objetivos específicos desta dissertação incluem:

- (i) analisar e apresentar um registro das causas e conseqüências da reestruturação do setor elétrico no Brasil, no que se refere ao carregamento da rede de transmissão;
- (ii) discutir os aspectos conceituais e metodológicos da alocação do congestionamento na transmissão no sistema elétrico brasileiro;
- (iii) analisar as possibilidades do uso do Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC) [Silva, 1998], para diagnósticos e ações de controle preventivo para alívio de congestionamento na transmissão.

1.2 RELEVÂNCIA

Dentro de um mercado de energia elétrica, os produtores e consumidores querem transferir uma determinada quantidade de energia de um lugar a outro do sistema. Se para atender essa demanda a operação viola alguns limites na capacidade da rede, então se diz que o sistema de transmissão está congestionado.

A administração do congestionamento consiste em controlar o sistema de transmissão observando seus limites de operação, sendo seu alvo principal o controle na geração, mantendo-se um nível adequado de segurança com o mínimo custo de operação possível (LALA, 2002).

O novo papel do sistema de transmissão, na emergente reorganização industrial do mercado de energia elétrica, é o de permitir o livre acesso, competição e incorporação de mercados (carga) que potencialmente estejam isolados. Assim, além de fornecer aos agentes do mercado a capacidade de explorar vantagens dos custos de diferentes regiões do sistema, os serviços de transmissão jogam um papel importante na determinação das características do poder de mercado (LALA, 2002).

Conceitualmente, existem dois tipos de poder de mercado do ponto de vista do produtor, o poder de mercado vertical e o poder de mercado horizontal. O poder de

mercado vertical surge quando uma única firma ou firmas afiliadas detêm a propriedade de dois ou mais estágios no processo de produção e fornecimento, onde um desses estágios é sujeito a restrições. Já o poder de mercado horizontal surge de uma concentração de propriedade local de um único estágio do processo dentro de uma área definida do mercado (SILVA, 1998).

A quantificação do poder do mercado é uma tarefa bastante difícil, mais ainda, pela presença de perdas existentes nas linhas e de possíveis congestionamentos, limitantes da transação. Assim uma linha congestionada divide o mercado em duas regiões que não competem entre si. Logo, a prevenção do congestionamento de transmissão é de extrema importância, neste novo cenário do setor elétrico.

1.3 ESCOPO

O trabalho avalia o problema de congestionamento, em relação à limitação da capacidade de transporte da rede, dada pelo limite térmico dos seus elementos.

Nesta avaliação, será utilizado o Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC) proposto em Silva (1998). Este fator indica se determinada alteração na geração de energia contribui para o aumento do congestionamento ou para sua redução.

Serão realizados estudos de caso ilustrando, com o auxílio do FCC, qual o redespacho a ser realizado para extinguir ou minimizar o congestionamento na transmissão.

1.4 METODOLOGIA

Com o intuito de analisar o congestionamento na transmissão, será usado o fluxo de potência linearizado CC.

O fluxo de potência reativa de uma linha de transmissão está intimamente ligado à diferença entre as tensões das barras terminais desta linha, assim como o fluxo de potência ativa está fortemente ligado à abertura angular da mesma, ou seja, à diferença entre os ângulos das tensões das barras (RODRIGUES, 2002).

O fluxo de potência ativa é aproximadamente proporcional à abertura angular da linha e se desloca no sentido dos ângulos maiores para os menores. A relação entre o fluxo de potência ativa e os ângulos das barras é aproximadamente igual à relação entre a corrente e a tensão em um circuito de corrente contínua, para o qual é válida a Lei de Ohm (MONTICELLI, 1983; RAMOS, 1982). Esta propriedade permite desenvolver um modelo aproximado: o Fluxo de Carga CC.

O Fluxo de Carga Linearizado torna possível, com baixo custo computacional e precisão razoável, saber a distribuição dos fluxos de potência ativa numa rede de transmissão. Este tipo de modelo é muito útil, tanto no planejamento quanto na operação de sistemas (RODRIGUES, 2002).

Além do fluxo de linearizado, serão usados também:

- Matrizes de Rede para o cálculo do fluxo de carga;
- Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC) (SILVA, 1998);
- LF500, Programa de Fluxo de Carga. EPS&G Version 4.01 – PGM5. b.PLE. L.D.B.Terra – Dec. 1988. Copyright © LDBT 1988 – 1993. All rights reserved.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho é dividido em seis capítulos:

- O presente capítulo apresenta as considerações iniciais, os objetivos, a relevância, o escopo, a metodologia e a organização do trabalho;
- O capítulo 2 apresenta a estrutura do mercado de energia elétrica brasileiro após a reestruturação do setor elétrico.
- O capítulo 3 discute os aspectos conceituais e metodológicos da alocação do congestionamento de transmissão no sistema brasileiro, mostrando também como esta alocação acontece em outros países.
- No quarto capítulo será apresentada a metodologia adotada para a análise dos casos estudados;
- O quinto capítulo trará a análise de dois casos nos quais pretende-se demonstrar a metodologia estudada:
 - O primeiro caso envolve um sistema simples de cinco barras.
 - O segundo caso é o Sistema Elétrico Equivalente do Equador, estudado também em Lala, 2002.
- O capítulo 6 trará as considerações finais e propostas de trabalhos futuros.

2. A ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

2.1 INTRODUÇÃO

As últimas décadas têm sido cenário de discussões em diversos países sobre a reestruturação do setor elétrico, tanto na esfera governamental, quanto no âmbito de agências reguladoras. A existência de um sistema de transmissão interligado e o afastamento, por questões tecnológicas, do modelo de geração centralizada elimina várias justificativas para uma estrutura monopolizada e para a regulação de todos os segmentos da indústria. Criar um mercado de energia competitivo torna-se possível (SILVA, 1998).

Neste capítulo será apresentada a estrutura do mercado brasileiro de energia elétrica após a reestruturação do setor elétrico no país.

2.2 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O primeiro país a realizar uma reestruturação no setor de energia elétrica foi o Chile, na década de 70. A partir de então, o processo de reestruturação se tornou uma tendência.

No Brasil, esta reestruturação iniciou-se em 1996, com o Projeto RE – SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), já que nos anos 90 o país enfrentava uma crise no setor, com o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidroelétricas existentes, aquecimento da economia provocado pelo plano Real, necessidade de novos investimentos e escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade, diante de outras prioridades.

Com o Projeto RE – SEB e sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, iniciou-se a fase de concepção do novo modelo do setor de energia elétrica. Criou-se então uma Agência Reguladora (ANEEL –

Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente (MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica) através de uma operadora (ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica) onde fossem realizadas as compras e vendas de energia elétrica. O projeto foi concluído em agosto de 1998. *A Figura 2.1 mostra os marcos legais da reestruturação.*

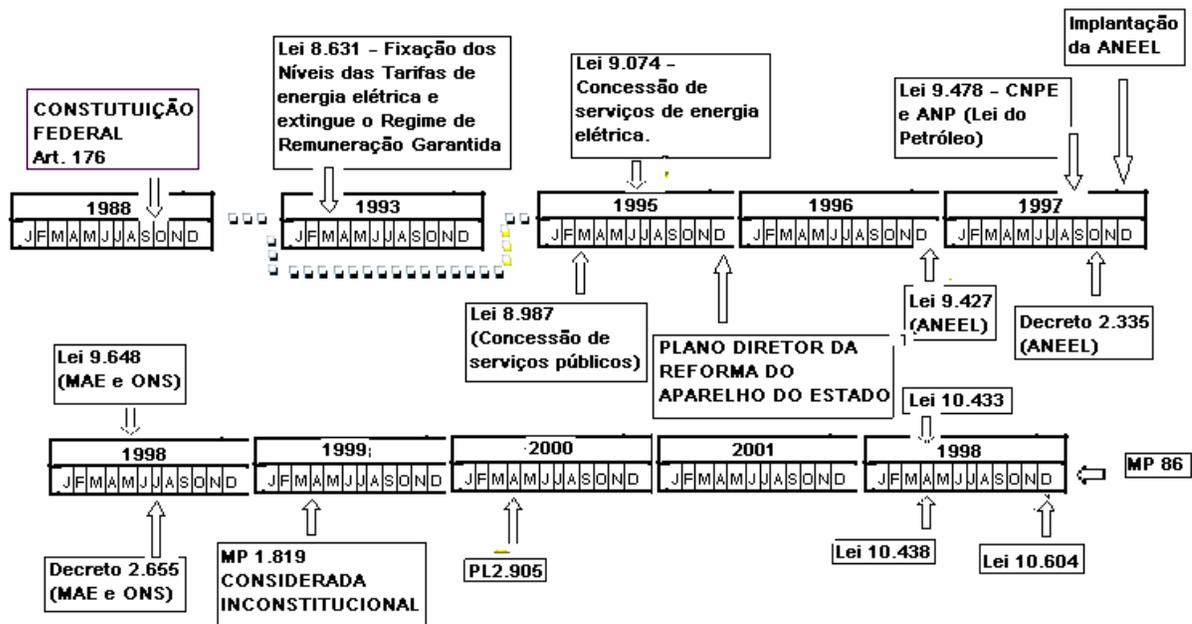


Figura 2.1 - Marco Legal – Complementação e Harmonização (Abdo, 2003)

2.3 MODELOS EXISTENTES E PRATICADOS

A estrutura da indústria de energia elétrica pode ser caracterizada segundo quatro modelos básicos, conforme configurado por Sally e Shuttleworth (1996). Essa classificação leva em conta o nível de competição e a forma de contratação nos diferentes segmentos da cadeia produtiva do setor de energia elétrica. Ela é uma referência para avaliar o modelo setorial dos diferentes países (COUTINHO et al, 2001). Estes modelos são apresentados na Tabela 2.1.

Modelo	I	II	III	IV
Característica	Monopólio	Agência Comercializadora	Competição no Atacado	Competição no Varejo
Definição	Monopólio em todos os níveis	Competição na Geração	Competição na Geração e Escolha das Distribuidoras	Competição na Geração e Escolha dos Consumidores Finais
Competição na Geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha do Distribuidor	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para Varejista	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para Consumidores Finais	Não	Não	Não	Sim

Quadro 2.1 - Características dos Modelos Estruturais

2.4 CARACTERÍSTICAS DO MODELO BRASILEIRO

O modelo brasileiro anterior ao projeto de reestruturação era o monopólio (Modelo I), caracterizado por um modelo verticalizado, onde a geração, transmissão e distribuição pertenciam a um monopólio de poder público.

O atual modelo se situa entre os Modelos III e IV, em que o nível de competição é limitado a uma classe de consumidores livres.

A Figura 2.2 mostra o novo esquema do setor elétrico brasileiro.



Figura 2.2 - Reestruturação do Setor Elétrico – Segmentação das Atividades. Adaptado de Abdo, 2001.

2.4.1 Estrutura do Mercado – Mudanças Essenciais

A reforma do setor elétrico brasileiro provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades.

Houve uma mudança do papel do Estado no mercado de energia, de empreendedor para Regulador. Exigiu-se assim a criação de um órgão para normalizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico. (MAE, 2003), Assim foi criada a ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento dos consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses.

Criação do ONS – Operador Nacional do Sistema – para operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta – tensão do país (MAE, 2003).

Foi também instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ambiente virtual (sem personalidade jurídica), auto-regulado – instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral, o Acordo de Mercado, para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo. A ASMAE era a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL (MAE, 2003).

O MAE, da forma como estava constituído, apresentava conflitos de interesses, resultando em paralisia do mercado e falta de credibilidade. Além disso, não estava desempenhando as atribuições esperadas comprometendo, assim, a expansão da oferta de energia elétrica (MAE, 2003).

Desta forma, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, dentre as 18 medidas elaboradas, propôs a reestruturação do MAE através do seu Relatório de Progresso nº1. Assim, com a publicação da lei nº. 10.433, de 24 de abril de 2002, foi autorizada a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulação por parte da ANEEL (MAE, 2003).

Resumindo, as mudanças essenciais da estrutura do mercado foram:

- Mudança do papel do Estado, de empreendedor para Regulador;
- Desverticalização das atividades Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização;
- Quebra do monopólio: Produtor Independente de Energia, Comercializador de Energia, Consumidor Livre;
- Mercado Atacadista de Energia, MAE;
- Livre acesso às redes elétricas;
- Operador Nacional do Sistema, ONS;
- Limites de concentração de mercado;
- Limites de auto-suprimento (ABDO, 2001).

A Tabela 2.2 mostra um quadro comparativo do setor elétrico:

O Setor Elétrico em 2003: Quadro Comparativo	
<i>Modelo Antigo</i>	<i>Modelo Novo</i>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.
Majoria de empresas estatais	Abertura para empresas privadas
Monopólios com competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas	Preços livremente negociados na geração e comercialização

Quadro 2.2 - Setor Elétrico em 2003 - Adaptado de MAE, 2003.

2.5 RESUMO

Neste capítulo foi apresentado como se deu a reestruturação do setor de energia elétrica no Brasil e as conseqüências desta reestruturação. Mostrou-se também as características do modelo brasileiro, definindo o que é a ANEEL, ONS e MAE.

3. CONGESTIONAMENTO DE TRANSMISSÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão discutidos os aspectos conceituais e metodológicos da alocação do congestionamento de transmissão (surplus) no sistema brasileiro, mostrando também como esta alocação acontece em outros países.

3.2 O PODER DE MERCADO COM RESTRIÇÕES NA TRANSMISSÃO

Pode-se definir congestionamento como uma restrição operacional em um ponto do sistema elétrico, os limites de tensão ou de estabilidade são atingidos, ou quando as linhas ou equipamentos atingem seus limites térmicos (SILVA, 1998).

Em um sistema elétrico, uma transação entre dois pontos afeta os fluxos de potência em grande parte do sistema. Quando uma linha apresenta congestionamento, nenhuma transação adicional que aumente o carregamento da linha congestionada pode ser permitida.

No caso de um sistema radial, o congestionamento limita qualquer nova transação entre os geradores e os consumidores. Não existe, portanto mercado para uma transação adicional. Em um sistema interligado, algumas transações podem ser permitidas, se contribuem para a redução do congestionamento, enquanto outras que agravem o problema não seriam permitidas (SILVA, 1998).

Visto pelo consumidor, o tamanho do mercado durante um congestionamento será determinado pelo conjunto dos geradores para os quais é permitida uma transação incremental, ou seja, o tamanho do mercado visto pelos consumidores pode se limitado pela presença do congestionamento.

3.2.1 Documento de Apoio M, 2002.

O governo brasileiro, no Documento de Apoio M, 2002 – Congestionamento de Transmissão dá uma outra definição para congestionamento (“surplus”): “surplus “de transmissão corresponde à remuneração do circuito num mercado competitivo. De maneira análoga aos geradores térmicos, agentes econômicos que compram combustível e o transformam em energia para venda no mercado atacadista de energia e, aos reservatórios, que compram água no passado e, a armazenam para vendê-la hoje no” mercado de água “, o circuito é um agente econômico que compra energia na região” barata “e a vende para a região” cara “. A sua remuneração é dada pela diferença entre os preços” spot “das regiões, multiplicada pelo” fluxo que está passando.”“.

Para exemplificar, supõe-se que os geradores e demandas estão localizados em duas regiões, A e B, como na Figura. 3.1, a seguir:

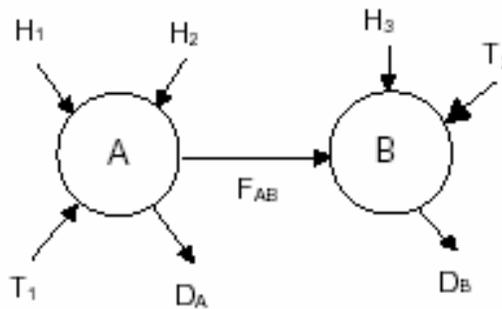


Figura. 3.1 - Regiões.

A Tabela 3.1 mostra o despacho ótimo, incluindo o balanço por região. Observe-se que há uma transferência de $F_{AB} = 25$ MWh do sistema A para o B.

Tabela 3.1 - Despacho Ótimo – sem limites de intercâmbio

GERAÇÃO/DEMANDA	A(MWh)	B(MWh)
H ₁	5	
H ₂	40	
T ₁	10	
D _A	-30	
F _{AB}	-25	+25
H ₃		25
T ₂		0
D _B		-50

Supõe-se que há um limite de transferência de 20 MW entre os sistemas, o que força uma redução na geração de H₂ (sistema A) e um aumento na geração de T₂ (sistema B). O novo balanço é mostrado na Tabela 3.2:

Tabela 3.2 - Despacho Ótimo – com limites de intercâmbio

GERAÇÃO/DEMANDA	A(MWh)	B(MWh)	GERAÇÃO/DEMANDA
H ₁	5		H ₁
H ₂	40		H ₂
T ₁	10		T ₁
D _A	-30		D _A
F _{AB}	-25	+25	F _{AB}
H ₃		25	H ₃
T ₂		0	T ₂
D _B		-50	D _B

Os preços “spot” nas regiões A e B são respectivamente \$10/MWh e \$40/MWh. Neste caso, cada gerador (demanda) recebe (paga) o produto de sua produção (consumo) pelo preço “spot” da respectiva área. A Tabela 3.3 mostra o balanço no MAE:

Tabela 3.3 - Balanço no MAE com limites de intercâmbio/remuneração circuito/sem MRE.

GERAÇÃO/DEMANDA	PRODUÇÃO (MWh)	SPOT (\$/MWh)	TOTAL (\$)
H₁	5	10	50
H₂	35	10	350
T₁	10	10	100
D_A	-30	10	-300
H₃	25	40	1000
T₂	5	40	200
D_B	-50	40	-2000
TOTAL	0		-600

Os geradores hidrelétricos no sistema brasileiro estão sujeitos a riscos elevados de quantidade e preço. Para amenizar estes riscos, foi implementado um mecanismo de “hedging”, o MRE entre bacias, onde os geradores de cada região podem comprar uma parcela da energia hidrelétrica das regiões vizinhas a um preço reduzido.

Observa-se que a soma dos pagamentos da demanda *excede* em \$600 a remuneração total dos geradores. Este excesso é o surplus.

3.3 MANEIRAS DE REPRESENTAR O CONGESTIONAMENTO

Esta seção está baseada no Documento de Apoio M, 2002.

3.3.1 Preços Spot Nodais

Em alguns países, como Estados Unidos (costa leste), Chile, Noruega e Nova Zelândia, o preço no mercado spot é calculado para cada barra do sistema, levando em

consideração as perdas e as restrições da rede de transmissão. Estes preços no mercado spot são conhecidos como “nodal prices”. A remuneração de cada gerador, em cada hora, é dada pelo produto do preço no mercado spot de sua respectiva barra pela energia produzida. De maneira análoga, o pagamento da demanda corresponde ao produto do preço no mercado spot de sua barra pelo consumo.

Este esquema tem como principal vantagem a clareza do sinal econômico, que incorpora as restrições “reais” da rede. As principais desvantagens seriam a maior vulnerabilidade ao poder de mercado (devido à segunda lei de Kirchhoff, há exemplos mostrando que a oferta de um gerador pode “bloquear” a passagem do fluxo de geradores mais baratos para uma região, aumentando, portanto o preço no mercado spot na mesma) e a maior dificuldade de fazer contratos (o preço no mercado spot por barra tem uma maior volatilidade, pois depende da energia produzida e da localização das usinas do sistema).

3.3.2 Preços Spot Barra Única

Em outros países, como a Inglaterra, o despacho no MAE e o pagamento com base no mercado spot são feitos ignorando as restrições da rede de transmissão, o chamado despacho “ideal” ou “barra única”.

Em seguida, é feito um despacho “real”, com as restrições da rede de transmissão. Os geradores cuja produção foi reduzida no despacho real, em comparação com o despacho ideal, recebem uma compensação por “lucros cessantes”. Por sua vez, os geradores cuja produção real excede a ideal recebem um pagamento adicional correspondente ao produto do preço ofertado pelo incremento de geração. O custo deste redespacho é somado às tarifas gerais de uso do sistema e cobrado dos geradores e demandas.

A principal vantagem do esquema de despacho ideal é simplificar a análise dos investidores, pois é como se a rede de transmissão tivesse capacidade ilimitada. Sua desvantagem é não dar um sinal claro de congestionamento e, portanto, de localização, para os agentes do sistema.

A remuneração da transmissão neste caso é inteiramente dada por tarifas fixas, pois, por construção, não há “surplus” de transmissão. Em resumo, o agente de transmissão “absorve” todos os custos de congestionamento e os cobra de todos os agentes.

3.3.3 Preços Spot por Sub-Mercado

Este esquema é o adotado no sistema brasileiro. São definidos regiões, ou sub-mercados, onde não se representam restrições de transmissão, de maneira semelhante ao esquema inglês. Por outro lado, o despacho do sistema representa as restrições de transmissão entre regiões, o que leva a preços “spot” diferenciados. Há, portanto um “surplus” de transmissão apenas nas interconexões entre regiões.

O objetivo deste sistema seria capturar os sinais de congestionamento essenciais, dados pelos limites nas interconexões, sem a complexidade de representar em detalhe a rede de transmissão. Uma das dificuldades observadas, e que vem sendo discutida nos grupos de trabalho, é a definição de sub-mercados.

Outra dificuldade é que todos os investimentos de transmissão estariam sendo remunerados através de tarifas fixas, de maneira semelhante ao esquema inglês. Neste caso, o “surplus” seria uma remuneração adicional, que não se justificaria. A solução sugerida é adotar o procedimento dos países com preços “spot” nodais, onde o “surplus” é subtraído da remuneração total autorizada para os circuitos.

3.4 ALTERNATIVAS DE ALOCAÇÃO DE “SURPLUS”

3.4.1 Exposição dos Geradores

A existência de congestionamento diminui a renda de um gerador que está exportando energia e, mais importante, aumenta o risco financeiro de um gerador localizado na região exportadora com contratos na região importadora. Como exemplo, supõe-se que o gerador T_1 , localizado na região A, tem contrato de 10MWh com a demanda D_B e que a energia produzida por este gerador é, também, de 10 MWh. Se os preços no mercado spot forem iguais, sua remuneração líquida no MAE (produção=demanda contratada) seria nula.

Entretanto, devido à restrição, os preços no mercado spot das regiões são diferentes. A remuneração do gerador neste caso é inferior à sua responsabilidade pela demanda contratada. A Tabela 3.4 ilustra o balanço no MAE.

Tabela 3.4 - Balanço no MAE com restrições – Gerador T_1

GERAÇÃO/DEM. CONTRATADA	PRODUÇÃO (MWh)	SPOT (\$/MWh)	TOTAL (\$)
T_1	10	10	100
D_B	-10	40	-400
BALANÇO	0		-300

Esta diferença é conhecida como “exposição” do gerador. No caso do sistema brasileiro, esta exposição pode ser extremamente elevada. Por exemplo, supõe-se que a região Sudeste esteja em racionamento e o Sul esteja exportando o máximo possível, limitado pela capacidade da interconexão. Admitindo-se uma diferença de \$100/MWh entre os preços “spot” das regiões, e uma capacidade de intercâmbio de 3000 MW, o pagamento mensal por congestionamento seria:

$3000 \text{ (cap.)} \times 100 \text{ (dif. "spot")} \times 730 \text{ (horas no mês)} = \$ 290 \text{ milhões}$

Só como referência, isto corresponde a 20% de toda a remuneração anual estimada para a rede de transmissão do Sul\Sudeste (cerca de \$1.5 bilhões). Conclui-se, portanto que o “surplus” deve ser utilizado para amenizar os riscos financeiros devidos ao congestionamento de transmissão [Documento de Apoio M, 2002].

3.4.2 Alternativas de Alocação do “Surplus”

Foram discutidas, pelo governo, duas alternativas de alocação do “surplus”, descritas a seguir:

- Contratos de congestionamento;
- Minimização do risco financeiro dos agentes.

3.4.2.1 *Contratos de Congestionamento*

Em países como os Estados Unidos, a exposição dos geradores pode ser reduzida através da assinatura de um *contrato de congestionamento* (“transmission congestion contract”) com o circuito. Neste contrato, os geradores se comprometem a pagar uma quantidade *fixa* ao circuito, em troca do direito de ficar com sua remuneração no mercado spot.

Se houvesse plena competição de geração e transmissão, o contrato de congestionamento seria uma solução natural de mercado, análoga a um contrato bilateral entre geradores e demandas. Da mesma maneira que um contrato protege os geradores dos preços baixos no mercado spot e, as demandas, dos preços altos, o contrato de congestionamento protege os geradores de diferenças elevadas entre

preços no mercado spot das regiões e, os circuitos, das baixas remunerações nos cenários onde não há congestionamento.

Dado que a transmissão é regulada na maior parte dos países e, portanto, sujeita a pouco ou nenhum risco, o contrato de congestionamento passa a ser uma ferramenta de redução de riscos dos agentes do sistema.

Quem Compra o Contrato de Congestionamento

Os candidatos naturais para contratar o circuito no sentido $A \rightarrow B$ são os geradores da região A (exportadora) e as demandas da região B (importadora). Observa-se que as demandas da região exportadora e os geradores da região importadora são beneficiados quando ocorre um congestionamento, pois passam respectivamente a pagar menos e receber mais. De maneira análoga, os geradores da região B e as demandas de A seriam os candidatos a receber a remuneração do fluxo na direção oposta $B \rightarrow A$.

Leilão de Contratos

No leilão de contratos, os agentes declaram sua disposição a pagar pelos direitos de transmissão.

A forma sugerida pelo governo para o procedimento de leilão é semelhante aos dos direitos de uso da água, onde cada agente declara o preço (\$/MW) que está disposto a pagar por uma fração (por exemplo, blocos de 100MW) da capacidade da interconexão. Naturalmente, os agentes poderiam fazer ofertas para múltiplos blocos.

As ofertas seriam colocadas em ordem decrescente até atingir a capacidade da interconexão. O preço da oferta “marginal”, isto é, a que completa a capacidade da interconexão, corresponderia ao valor unitário do contrato de congestionamento. Este valor seria cobrado de todos os agentes selecionados. A lógica deste procedimento é simétrica ao do pagamento no mercado “spot”, onde os geradores recebem o preço da unidade marginal, que é o maior preço ofertado ainda despachado. No caso de contratos por congestionamento, os agentes pagam o preço do agente marginal, que é o menor valor ofertado ainda incluído entre os proprietários dos direitos de transmissão.

3.4.2.2 Minimização do Risco Financeiro

Nesta alternativa, o montante correspondente ao “surplus” é usado a cada hora para aliviar o risco financeiro dos agentes.

Cálculo da exposição financeira

A exposição financeira de uma empresa (conjunto de geradores) em cada hora é definida como o montante (\$) de compra no mercado spot necessário para atender seus compromissos contratuais:

$$EF = \text{Max}\{CS - VS, 0\} \quad (3.1)$$

onde:

EF = exposição financeira (\$)

CS = compra no mercado spot devido a contratos (\$)

VS = rendimento no mercado spot pela venda de geração (\$)

A compra no mercado spot é dada pela soma dos valores contratados em cada região (MWh) multiplicados pelo preço no mercado spot (\$/MWh) da respectiva região:

$$CS = \sum_{r=1}^R \pi_{dr} \times E_r \quad (3.2)$$

onde:

CS = compra no mercado spot (\$)

r = indexa regiões

R= número de regiões

π_{dr} = preço “spot” na região r

E_r = soma dos contratos da empresa na região r (MWh)

Por sua vez, a venda no mercado spot é dada pela soma das gerações em cada região (MWh) multiplicadas pelo respectivo preço no mercado spot (\$/MWh):

$$VS = \sum_{r=1}^R \sum_{j \in r} (\text{Max}\{\pi_{dr}, c_j\} \times g_j) \quad (3.3)$$

onde:

r = indexa regiões

R = número de regiões

j = indexa os geradores da empresa

$j \in r$ = indexa os geradores da empresa na região r

c_j = custo operativo do gerador (\$/MWh) (=0 no caso de hidrelétricas)

g_j = produção da usina j (MWh)

O termo $\text{Max}\{\pi_{dr}, c_j\}$ tem como objetivo evitar que a compra de energia pelas usinas térmicas, quando o preço no mercado spot é inferior a seu custo operativo, seja interpretada como uma exposição financeira devido ao congestionamento. A razão é que esta compra já é levada em conta quando a usina térmica assina contratos.

4. METODOLOGIA

4.1 INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor elétrico tem como princípios o aumento de competitividade e eficiência do setor, o atendimento adequado à demanda, a estabilidade de regras, a racionalização da oferta e demanda, a capacidade de investimento do setor, o respeito ao meio ambiente, o fortalecimento do estado regulador e fiscalizador e a participação privada com qualidade e preço justo aos consumidores (LALA, 2002).

Para que estes itens sejam atendidos, é necessário planejar o funcionamento do sistema a curto e longo prazo. O método que será utilizado para o estudo do fluxo de potência ativa é o modelo linearizado, já que este apresenta resultados bastante razoáveis e de baixo custo computacional. Deve ser feita também a análise de segurança do sistema, tanto na fase de planejamento, quanto na fase de operação do mesmo.

4.2 MATRIZES DE REDE

4.2.1 Matriz incidência de barra

A matriz incidência da barra (matriz A) (elemento – nó) é definida como:

$$\hat{A} \triangleq [A_{ij}] \quad (4.1)$$

sendo:

$$A_{ij} = \left. \begin{array}{l} +1, \text{ se o } i - \text{ésimo elemento é incidente em relação ao nó } j \text{ e está orientado a} \\ \text{partir deste nó (nó } j) \\ -1, \text{ se o } i - \text{ésimo elemento é incidente em relação ao nó } j \text{ e está orientado na} \\ \text{direção deste nó (nó } j) \\ 0, \text{ nehum dos casos.} \end{array} \right\}$$

A matriz incidente representa a topologia da rede.

4.2.2 Matriz Ybus

A matriz Y_{bus} é definida por: $Y_{bus} = A^t Y A$

sendo A^t = matriz de incidência de barra transposta;

Y = matriz admitância nodal;

A = matriz incidência de barra.

A Fig. 4.1 mostra as características da matriz Y_{bus} :

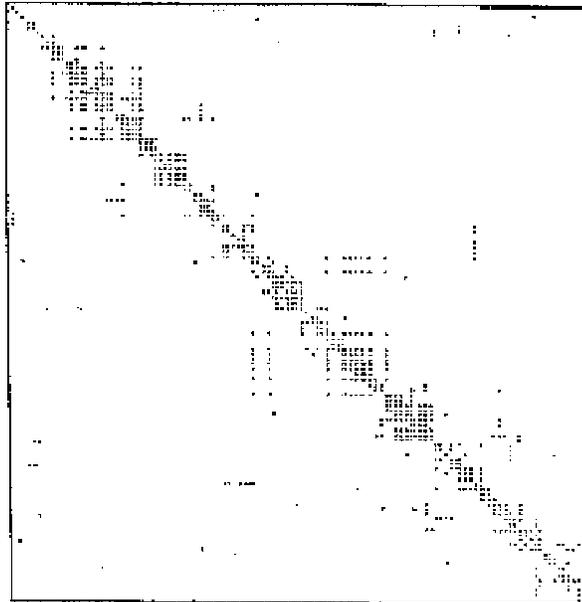


Figura 4.1 - Características da Matriz Y_{bus} (Costa, 2003)

- Os elementos da diagonal da matriz Y_{bus} são a soma dos elementos ligado à barra (Y_{ii});
- A matriz é simétrica, ordem N ;
- É esparsa, ou seja, contém muitos zeros;
- Grau de esparsidade:

$$GE = \frac{n^{\circ} \text{ de elementos nulos}}{n^{\circ} \text{ total de elementos}} \times 100\% = \frac{NB^2 - (NB + 2NR)}{NB^2} \times 100\% \quad (4.2)$$

sendo: NB = número de barras do sistema;

NR = número de ramos do sistema.

Os métodos baseados na matriz Y são:

- Simples;
- Número de elementos da somatória é pequeno (valor típico é 3);
- Pequeno espaço de armazenamento é necessário;
- Pequeno número de cálculos por iteração;
- Convergência lenta;
- O método converge se Y é diagonal dominante:

$$\sum_{j=1, j \neq i}^n |Y_{ij}| < |Y_{ii}| \quad i = 1, \dots, n \quad (4.3)$$

- Quanto maior a rede, os métodos baseados na matriz Y se tornam menos competitivos em relação a outros métodos.

4.2.3 Matriz Zbus

(CASTRO JUNIOR, C. A.): A maior diferença entre os métodos baseados na matriz Y e os baseados na matriz Z é que a equação da rede é tratada em termos da matriz impedância:

$$E = ZI \quad (4.4)$$

As correntes nodais são avaliadas por:

$$I_k = \left(\frac{S_k}{E_k} \right)^* \quad k = 1, \dots, n \quad (4.5)$$

e são substituídas em:

$$E_k = \sum_{m=1}^n Z_{km} I_m \quad k = 1, \dots, n \quad (4.6)$$

- A matriz Z é não esparsa;
- Normalmente a matriz Z é construída diretamente e não através da inversão de Y;
- É necessário um grande espaço de memória para o armazenamento da matriz;
- Maior número de cálculos é necessário no processo iterativo;
- Em geral, métodos baseados na matriz Z não são atrativos se comparados com os baseados na matriz Y.

4.3 FLUXO DE CARGA

O problema do fluxo de carga consiste na obtenção das condições de operação em regime permanente de uma rede de energia elétrica com topologia, níveis de geração e consumos conhecidos.

Na formulação básica do problema de fluxo de carga em sistemas elétricos são associadas quatro variáveis a cada barra da rede:

- V_k : Magnitude do fasor tensão nodal da barra k ;
- θ_k : Ângulo de fase do fasor tensão nodal da barra k ;
- P_k : Injeção líquida (geração menos carga) de potência ativa na barra k ;
- Q_k : Injeção líquida de potência reativa na barra k (HAFTNER, 2003).

Por outro lado, aos ramos da rede associam-se as seguintes variáveis:

- I_{km} : Fasor da corrente que sai da barra k em direção à barra m ;
- P_{km} : Fluxo de potência ativa que sai da barra k em direção à barra m ;
- Q_{km} : Fluxo de potência reativa que sai da barra k em direção à barra m (HAFTNER, 2003).

No fluxo de carga convencional, definem-se três tipos de barras, em função das variáveis que são conhecidas e incógnitas, conforme mostra a Tabela 4.1 (HAFTNER, 2003):

TIPO DE BARRA	NOTAÇÃO	DADOS	INCÓGNITAS
Barra de Carga	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Tensão Controlada	PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
Referencia	V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Quadro 4.1 - Tipos de barra no fluxo de carga convencional (Haftner, 2003)

De forma geral, as barras de carga aparecem em maior número e representam as subestações de energia elétrica nas quais estão conectadas as cargas do sistema elétrico; em segundo lugar, as barras de tensão controlada representam as instalações

que possuem geradores que podem realizar o controle de sua tensão terminal e também as barras cuja tensão pode ser controlada por intermédio de ajuste do TAP de algum transformador. A barra de referência é única e imprescindível na formulação do problema em função de dois fatores:

- Necessidade matemática de estipular um ângulo de referência (geralmente igualado a zero);
- Para fechar o balanço de potência da rede, pois as perdas de transmissão não são conhecidas “a priori”, ou seja, não é possível definir todas as injeções de potência do sistema antes de conhecer as perdas que são função dos fluxos de potência na rede (HAFTNER, 2003)

4.3.1 Modelo Linearizado

O fluxo de potência linearizado é baseado no acoplamento entre os ângulos das tensões nodais e as potências ativas injetadas nas barras e, apresenta resultados melhores para sistemas com tensões elevadas, nos quais as quedas de tensão não são muito relevantes (RODRIGUES, 2002).

O modelo CC não leva em conta as magnitudes das tensões das barras, as potências reativas e os taps dos transformadores. Também não são considerados os elementos “shunt” das linhas (RODRIGUES, 2002).

Este modelo só é válido nos casos em que as seguintes aproximações são permitidas, pois, caso contrário, os valores obtidos não serão úteis (RODRIGUES, 2002).

$$R \ll X \quad (4.7)$$

$$R \sim 0 \quad (4.8)$$

O fluxo de potência complexa de uma linha de transmissão é dado por:

$$S_{IK}^* = P_{IK} - jQ_{IK} = E_{IK}^* I_{IK} \quad (4.9)$$

Separando a parte imaginária da real, têm-se os fluxos de potência ativa e reativa:

$$P_{IK} = V_I^2 g_{IK} - V_I V_K g_{IK} \cos \theta_{IK} - V_I V_K b_{IK} \sin \theta_{IK} \quad (4.10)$$

$$Q_{IK} = -V_I^2 (b_{IK} + b_{IK}^{sh}) + V_I V_K b_{IK} \cos \theta_{IK} - V_I V_K g_{IK} \sin \theta_{IK} \quad (4.11)$$

Através das aproximações das equações 4.7 e 4.8, tem-se:

$$P_{IK} = \frac{V_I V_K \sin \theta_{IK}}{x_{IK}} \quad (4.12)$$

$$Q_{IK} = \frac{V_I^2 - V_I V_K \cos \theta_{IK}}{x_{IK}} \quad (4.13)$$

O modelo linearizado pode ser representado, simplifcadamente, pela Figura. 4.2:

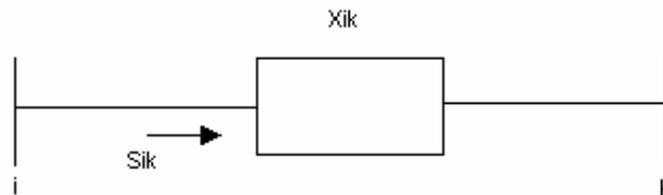


Figura 4.2 - Modelo Linearizado (Rodrigues, 2002)

Considerando também:

- $V_i = 1$ pu em todos os barramentos;
- θ_{IK} muito pequeno, ou seja:

$$\sin(\theta_{ik}) \sim (\theta_i - \theta_k) \quad (4.14)$$

Obtêm-se:

$$P_{IK} = \frac{\sin \theta_{IK}}{x_{IK}} \quad (4.15)$$

$$Q_{IK} = \frac{1 - \cos \theta_{IK}}{x_{IK}} \quad (4.16)$$

E pela aproximação da equação 4.14, vem:

$$P_{IK} = \frac{\theta_I - \theta_K}{x_{IK}} \quad (4.17)$$

$$Q_{IK} = 0 \quad (4.18)$$

4.3.2 Formulação Matricial

Como dito anteriormente, o fluxo de potência em um ramo que conecta as barra I e K é dado pela equação 4.17.

A aplicação da Lei de Kirchhoff para um nó I da rede resulta em:

$$P_I = \sum_{m \in \Omega_I} P_{IK} = \sum_{m \in \Omega_I} (x_{IK}^{-1} \theta_{IK}) \quad (4.19)$$

Da equação anterior:

$$P_I = \sum_{m \in \Omega_I} (x_{IK}^{-1} \theta_{IK}) = (\sum_{m \in \Omega_I} x_{IK}^{-1}) \theta_I + \sum_{m \in \Omega_I} (-x_{IK}^{-1} \theta_{IK}) \quad (4.20)$$

Considerando todas as barras da rede, tem-se o seguinte sistema de equações:

$$P_I = (\sum_{m \in \Omega_I} x_{IK}^{-1}) \theta_I + \sum_{m \in \Omega_I} (-x_{IK}^{-1} \theta_{IK}) \quad i = 1 \dots NB \quad (4.21)$$

Logo, o sistema de equações referente às potências nodais pode ser colocado na forma matricial:

$$P = B' * \theta \quad (4.22)$$

onde:

- é o vetor dos ângulos de fase das tensões nodais (dimensão NB x 1);
- P é o vetor das injeções nodais líquidas de potência ativa (dimensão NB x 1);
- B' é a matriz do tipo admitância nodal (dimensão NB x NB) cujos elementos são:

$$\begin{aligned} B'_{II} &= \sum_{m \in I} x_{IK}^{-1} \\ B'_{IK} &= -x_{IK}^{-1} \\ B'_{KI} &= -x_{IK}^{-1} \end{aligned} \quad (4.23)$$

A matriz B' é singular já que:

$$B'_{II} = \sum_{m \in I} B'_{IK} \quad (4.24)$$

Deve-se adotar uma das barras da rede como referência angular. Esta barra terá seu ângulo de fase conhecido (normalmente zero). O sistema passa a ter, então, NB-1 incógnitas e NB-1 equações e a matriz B' terá dimensão (NB-1) x (NB-1).

A equação de potência ativa referente à barra de referência é eliminada e o valor da injeção é determinado através da aplicação das leis das correntes de Kirchhoff após o estado da rede (vetor θ) ter sido obtido [CASTRO Junior, C.A. , 2003].

4.3.3 Representação das Perdas no Modelo CC

As perdas de potência ativa em um ramo I-K são dadas por:

$$P_{IK}^P = P_{IK} + P_{KI} = g_{IK} (V_I^2 + V_K^2 - 2V_I V_K \cos \theta_{ik}) \quad (4.25)$$

Considerando que:

- $V_I \approx V_K \approx 1 pu$;
- A abertura angular θ_{IK} é pequena. Através da expansão da série de Taylor, tem-se:

$$\begin{aligned} \cos \theta_{IK} &= 1 - \frac{\theta_{IK}^2}{2} \\ \text{sen } \theta_{IK} &= \theta_{IK} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Fazendo as substituições nas expressões das perdas de potência ativa:

$$P_{IK}^P = g_{IK} \cos^2 \theta_{IK} \quad (4.27)$$

A injeção líquida de potência ativa na barra I é:

$$P_I = V_I \sum_{m \in I} V_K (G_{IK} \cos \theta_{IK} + B_{IK} \text{sen } \theta_{IK}) \quad (4.28)$$

Novamente considerando a aproximação relativa às magnitudes das tensões $V_I \approx V_K \approx 1 pu$ e, separando o termo da somatória para o qual $K=I$:

$$P_I = G_{II} + \sum_{m \in I} (G_{IK} \cos \theta_{IK} + B_{IK} \text{sen } \theta_{IK}) \quad (4.29)$$

Considerando também:

$$\begin{aligned} G_{IK} &= -g_{IK} \\ G_{II} &= \sum_{m \in \Omega_i} g_{IK} \\ B_{IK} &\approx x_{IK}^{-1} \end{aligned} \quad (4.30)$$

Obtém-se:

$$P_I = \sum_{m \in I} [(1 - \cos \theta_{IK}) g_{IK}] + \sum_{m \in I} x_{IK}^{-1} \text{sen } \theta_{IK} \quad (4.31)$$

Considerando ainda as aproximações para as funções seno e co-seno, rearranjando os termos e lembrando a equação 4.17:

$$\begin{aligned} P_I - \frac{1}{2} \sum_{m \in I} g_{IK} \theta_{IK}^2 &= \sum_{m \in I} x_{IK}^{-1} \theta_{IK} \\ P_I - \frac{1}{2} \sum_{m \in I} P_{IK}^P &= \sum_{m \in I} x_{IK}^{-1} \theta_{IK} \end{aligned} \quad (4.32)$$

Logo, a expressão obtida para P_I equivale à aplicação da lei das correntes de Kirchhoff à barra I em que aparece uma injeção adicional (carga). Esta injeção adicional corresponde à metade das perdas de potência ativa de todos os ramos conectados à barra I. As perdas de potência ativa do ramo I-K são divididas: metade é alocada à barra I e a outra metade à barra K. *A Figura. 4.3 mostra esta divisão:*

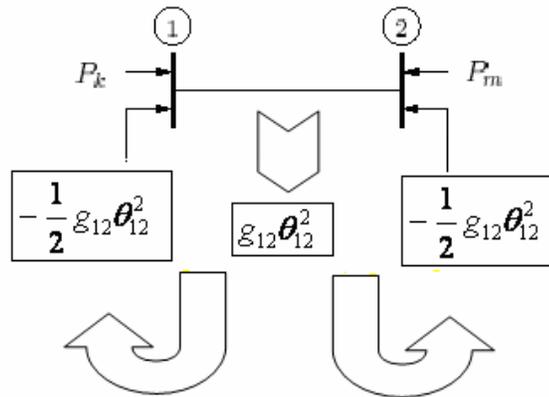


Figura 4.3 - Divisão das perdas de potência ativa

Então, o modelo c.c. com perdas, fica:

$$P + P^P = B' * \theta \quad (4.33)$$

Os elementos do vetor de perdas de potência ativa dependem dos ângulos de fase nodais, que são justamente as incógnitas do problema. O problema de fluxo de carga, usando o modelo linearizado, é resolvido então em duas etapas:

- Inicialmente resolver o sistema de equações uma vez, desprezando as perdas:

$$P = B' * \theta'$$

- Calcular as perdas aproximadas a partir do vetor θ' e distribuí-las como cargas adicionais (criar vetor P^P).
- Finalmente resolver o problema com perdas:

$$P + P^P = B' * \theta$$

4.3.4 Matriz de conexão de um sistema elétrico

A matriz de conexão de um sistema dá idéia de como este sistema responde às variações das potências injetadas nas barras e pode ser muito útil quando do planejamento da expansão do sistema (PEREIRA e PINTO, 1985).

Tomando como exemplo a *Figura. 4.4*, as quedas de tensão sobre os elementos são dadas por:

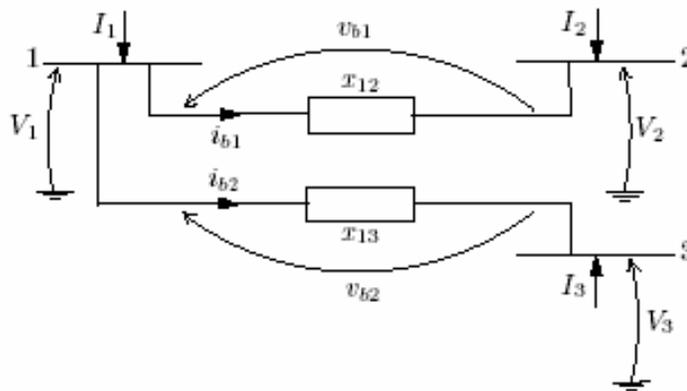


Figura 4.4 - Sistema de três barras

$$v_{b1} = V_1 - V_2 \quad (4.34)$$

$$v_{b2} = V_1 - V_3 \quad (4.35)$$

Então, a tensão em cada ramo pode ser representada por:

$$v_b = A * V_{bus} \quad (4.36)$$

sendo A, matriz incidência da rede, dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

e V_{bus} o vetor das tensões nodais representado por:

$$V_{bus} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$

As correntes nos ramos são:

$$i_{b1} = \frac{V_1 - V_2}{x_{12}} \quad (4.37)$$

$$i_{b2} = \frac{V_1 - V_3}{x_{13}} \quad (4.38)$$

Genericamente escrito como:

$$i_b = \frac{1}{x} V_b \quad (4.39)$$

$$\text{ou } i_b = y_{prim} * v_b \quad (4.40)$$

em que y_{prim} é a matriz admitância primitiva da rede e é uma matriz diagonal cujos elementos são as admitâncias das linhas. A dimensão desta matriz é $b \times b$, sendo b o número de linhas da rede (RODRIGUES, 2002).

Desta forma conclui-se que as correntes injetadas nas barras são:

$$I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus} \quad (4.41)$$

Substituindo 4.36 em 4.40, tem-se:

$$i_b = y_{prim} * A * V_{bus} \quad (4.42)$$

Lembrando que:

$$V_{bus} = Z_{bus} * I_{bus} \quad (4.43)$$

As correntes nos ramos podem ser calculadas através de:

$$i_b = (y_{prim} * A * Z_{bus}) * I_{bus} \quad (4.44)$$

O produto $(y_{prim} * A * Z_{bus})$ é chamado de matriz de conexão da rede, ou seja:

$$C = y_{prim} * A * Z_{bus} \quad (4.45)$$

Analisando-se a equação 4.44, nota-se que:

- o vetor i_b é análogo ao vetor de fluxos de potência nas linhas.
- o vetor I_{bus} é análogo vetor de potências injetadas nas barras.

Deve-se, entretanto, lembrar que a matriz Z_{bus} é singular e, por isso, não possui inversa; sendo assim, é necessário reduzir a sua ordem para que seja possível a inversão (RODRIGUES, 2002).

Observando as analogias acima relacionadas observa-se que os fluxos de potência ativa nos ramos podem ser escritos conforme a expressão a seguir:

$$P_b = C * P_{bus} \quad (4.46)$$

4.4 O FATOR DE CONTRIBUIÇÃO NO CONGESTIONAMENTO (FCC)

A partir de uma barra i e um consumidor ligado na barra j , quer se conhecer como o carregamento da linha L_{IK} será afetado (SILVA, 1998).

Deseja-se conhecer, na realidade, a relação entre a variação do fluxo de potência em uma determinada linha (entre as barras l e k), ante a presença de uma transação adicional (entre a barra i e a barra j) e, a variação da potência gerada em uma barra (i) sob a mesma transação, em relação à situação original (0). A essa relação dá-se o nome de fator de contribuição no congestionamento (FCC), (SILVA, 1998).

$$FCC_{lk}^{ij} = \frac{\partial P_{lk}^{ij}}{\partial P_{gi}^{ij}} = \frac{P_{lk}^{ij} - P_{lk}^0}{P_{gi}^{ij} - P_{gi}^0} \quad (4.47)$$

Esse índice fornece uma aproximação de como o fluxo na linha sob congestão irá se alterar devido a uma transação entre barras do sistema, conforme mostrado na equação a seguir:

$$\Delta P_L = FCC \times \Delta P_g \quad (4.48)$$

Considerando uma determinada linha com congestionamento e calculando este fator, variando-se a barra de onde se origina a transação entre todas as barras possíveis e, da mesma forma, entre todas as barras receptoras que poderiam solicitar a transação adicional, pode-se construir uma matriz que indicará como todas as transações incrementais possíveis afetariam o congestionamento, *como mostrado na Figura. 4.5:*

	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra j	Barra n-1	Barra n
Gerador 1					↓			
Gerador 2					↓			
.....					↓			
Gerador i	→				↓ FCC			
.....								
Gerador m-1								
Gerador m								

Figura 4.5 - Matriz de contribuições no congestionamento para uma determinada linha (Silva, 1998)

Nessa matriz, quando o valor de FCC for positivo, a correlação entre o fluxo na linha e o aumento da potência gerada será positiva, indicando que a transação contribuirá para aumentar o congestionamento, enquanto que se o valor for negativo a transação contribuirá para a redução do congestionamento.

Olhando do ponto de vista do consumidor, a análise da coluna dessa matriz indicará quais os geradores poderiam fornecer uma transação adicional para o consumidor. Eles seriam todos os que na coluna tivessem o FCC negativo. Da mesma maneira, a análise da linha dessa matriz pode indicar para um determinado gerador quais barras poderiam receber uma determinada transação adicional (SILVA, 1998).

4.5 ANÁLISE DA SEGURANÇA

Pode-se dizer que perturbação é qualquer ação que venha provocar a alteração do funcionamento do sistema, tais como:

- Variação da carga;
- Saída ou entrada em operação de equipamentos elétricos;
- Descargas atmosféricas;
- Defeitos por ação da natureza;
- Ação do homem;
- Etc.

As contingências são perturbações causadas por defeitos, tais como:

- Saída de operação de equipamentos elétricos;
- Curto-circuito causado por descargas atmosféricas, ação mecânica, etc;
- Etc.

Para a realização da análise de contingências, deve-se considerar que é necessário dispor de um conjunto de informações e modelos. Nem todo evento ou dado pode ser modelado. Por exemplo, não há um modelo disponível para a estimação da carga futura do sistema. Neste caso devem-se empregar técnicas previsionais, ou seja, a partir de um conjunto de informações históricas pode-se, com certo nível de precisão, prever o seu comportamento futuro (MINUSSI, 2003).

Deve-se lembrar que a análise de contingência deve ser realizada considerando um tempo futuro: minutos, horas ou dias à frente. Não faz sentido pensar em analisar, para fins de operação, uma contingência que ocorreu ou está ocorrendo, a menos que se deseja buscar explicações sobre falhas ocorridas (MINUSSI, 2003).

Deste modo, encontram-se relacionados no quadro a seguir, os principais eventos que devem ser abordados, no ambiente de sistemas de energia elétrica, considerando-se a disponibilidade ou não de modelos (MINUSSI, 2003).

DADOS SEM MODELOS	MODELOS DISPONÍVEIS
Previsão de Carga	Análise de Segurança
Modelos Equivalentes	Ajuste de Controlador
Comportamento do Consumidor	Planejamento
Análise de Mercado	Regras de Operação
Previsão de Mercado	Esquemas de Proteção
Identificação de Sistemas	Etc.
Etc.	

Quadro 4.2 - Dados sobre os modelos previsionais (Minussi, 2003)

DyLiacco (1986) propôs um diagrama de estado seguro, que se tornou a base de muitos estudos subseqüentes. Este diagrama é mostrado na Figura. 4.7. Estes estados de operação são:

- Estado Normal: todas as cargas são atendidas dentro dos níveis especificados de tensão e frequência, sem violar os limites de algum dispositivo do sistema;
- Estado de Emergência: Alguns dos limites de operação são violados;
- Estado Restaurativo: algumas das cargas não são atendidas (black-out total ou parcial), mas uma porção do sistema está no estado normal (RODRIGUES, 2002).

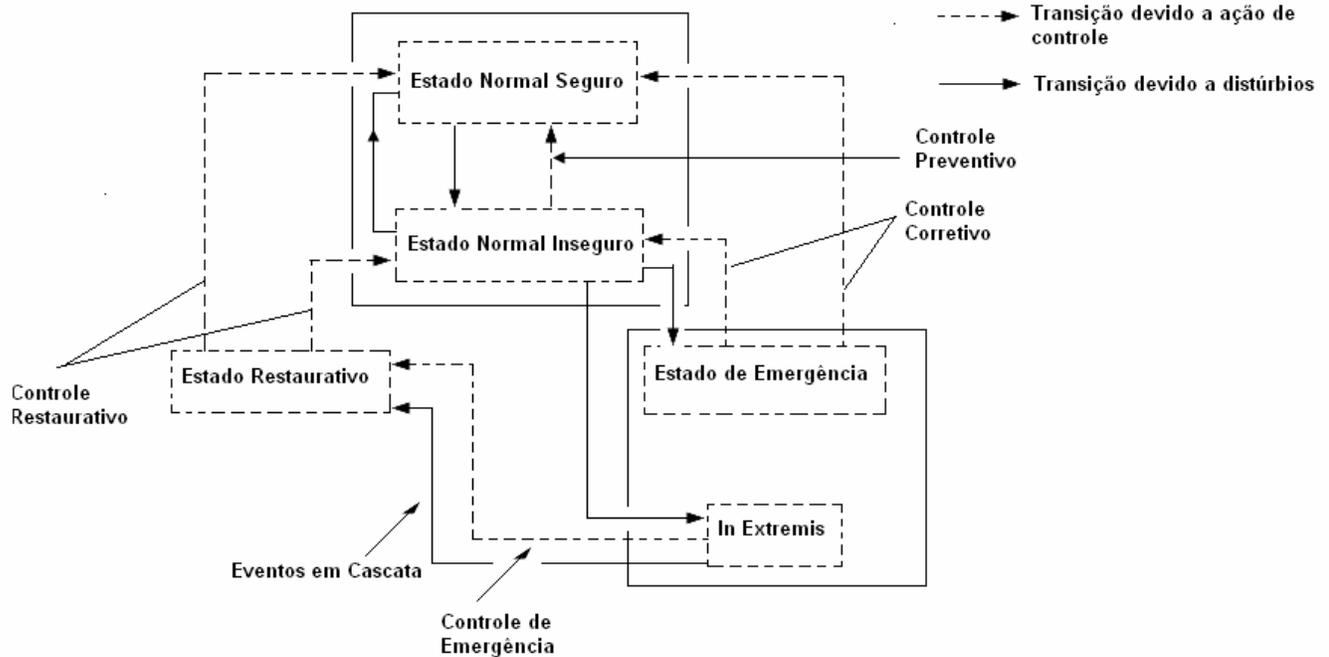


Figura 4.7 - Estados de operação de um sistema elétrico de potência

No estado normal seguro, todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal e não há equipamento sobrecarregado. O sistema opera de forma segura e está apto a opor-se a uma contingência sem violar qualquer uma das restrições (KUNDUR, 1994).

(RODRIGUES, 2002) O sistema entra em estado normal inseguro, ou estado de alerta, se o nível de segurança cair para um valor abaixo de um determinado limite, ou se houver a possibilidade de aumento de algum distúrbio devido a alguma adversidade climática tal como a aproximação de uma tempestade severa. Neste caso, todas as variáveis do sistema ainda estão dentro da faixa aceitável e todas as restrições são atendidas.

Contudo, o sistema está menos robusto caso uma contingência venha causar sobrecarga em algum equipamento, o que leva o sistema para o estado de emergência. Caso o distúrbio seja muito severo, o sistema entra em emergência extrema (in extremis) que, por sua vez, pode ser resultado direto do estado normal inseguro.

Ação preventiva, tal como controle de geração (redespacho) ou uso de outras unidades, pode restaurar o sistema, levando-o para o estado normal seguro. Se os passos restaurativos não forem bem-sucedidos, o sistema pode se tornar normal inseguro. O sistema entra no estado de emergência caso um distúrbio suficientemente severo ocorra quando o sistema está no estado normal inseguro. Neste estado (estado de emergência) a tensão de muitas barras caem e/ou os carregamentos de alguns equipamentos excedem os limites de emergência a curto-prazo. O sistema permanece intacto e pode ser restaurado para o estado de alerta através das ações de controle de emergência, tais como: controle de excitação, eliminação de faltas, diminuição de carga.

Se as medidas acima não são aplicadas ou efetivas, o sistema entra em estado de emergência extrema; o resultado é a saída em cascata de geradores e possivelmente um blackout na maior parte do sistema. Os esforços são concentrados, então, em ações de controle, tais como rejeição de carga e separação de subsistemas controlados, a fim de evitar que a possibilidade de um blackout muito abrangente.

O estado restaurativo representa uma condição em que a ação de controle é feita para religar todos os subsistemas isolados e restaurar a carga do sistema. O sistema transita do estado restaurativo para o estado normal seguro ou normal inseguro, dependendo das condições do mesmo.

4.6 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE

O estudo de congestionamento em sistemas de transmissão de energia elétrica, é um estudo que pode vir a demandar um grande número de cálculos, dependendo do número de barras e linhas do sistema a ser analisado. Logo, necessita-se de uma metodologia que venha a minimizar esta quantidade de cálculos.

A metodologia que foi estudada é a de Índices de Sensibilidade mostrada na dissertação de mestrado de Junges (2000).

O problema de construção de diferentes tipos de coeficientes de sensibilidade é muito importante, pois estes índices são a base para a avaliação (incluindo avaliação multi-tributo) da eficiência das ações de controle, e desta maneira, a base para a construção das regras incluídas na base de conhecimento (JUNGES, 2000).

A avaliação de uma ação de controle, resultante da operação de um dispositivo de compensação ou regulação j sobre a mudança de tensão na barra i , está associada com a utilização do coeficiente de sensibilidade S_{ij}^V . Em um sistema com I barras controladas e J dispositivos de compensação ou regulação, será necessário obter a matriz $[S_{ij}^V]$, $i=1,\dots,I$, $j=1,\dots,J$ (JUNGES, 2000).

Uma solução abrangente do problema requer coeficientes de sensibilidade de potência $[S_{kj}^S]$, $k=1,\dots,K$, $j=1,\dots,J$ (os quais refletem a variação do fluxo de potência no ramo k devido à ação de controle do dispositivo J) e os coeficientes de sensibilidade da potência reativa $[S_{kj}^r]$, $k=1,\dots,K$, $j=1,\dots,J$ (os quais refletem a variação do fluxo de potência reativa no ramo K devido à ação de controle do dispositivo j e permitem estimar o incremento das perdas). Esses tipos de coeficientes de sensibilidade também podem ser usados para a construção das matrizes de sensibilidade de tensão (JUNGES, 2000).

A técnica de índices de sensibilidade é baseada no planejamento de experimentos que tem como objetivo “organizar experimentos de maneira a maximizar o montante de informações obtidas com um número mínimo de experimentos, enquanto se processa uma análise estatística dos resultados obtidos (JUNGES, 2000).”

4.7 RESUMO

Neste capítulo foi apresentada a metodologia que será utilizada no estudo de caso.

Mostrou-se o Fluxo de Carga Linearizado, método utilizado para o estudo do fluxo de potência ativa, onde apenas as susceptâncias série das linhas são consideradas, ficando as condutâncias para as considerações das perdas. É através da análise do fluxo de carga que será descoberto se determinado sistema está sofrendo congestionamento, ou não.

Apresentou-se o Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC). Este fator indica se determinada alteração na geração de energia contribui para o aumento do congestionamento ou para sua redução.

Depois de descoberta qual alteração na geração de energia contribuirá para a redução de um eventual congestionamento, pode ser usado o despacho ou redespacho de geração para alterar a geração da forma mais otimizada possível. Para a realização deste redespacho são necessários estudos sobre fluxos de potência, de confiabilidade, de estabilidade, etc; entrando então na análise da segurança do sistema.

Falou-se também sobre o Índice de Sensibilidade. Técnica que pode ser usada em estudos de congestionamento de maiores dimensões, onde as iterações são maiores, sendo maiores também o número de cálculo, como alternativa de redução dos mesmos.

No próximo capítulo serão apresentados dois estudos de caso.

5. ESTUDO DE CASO

5.1 INTRODUÇÃO

A operação dos mercados de energia elétrica na atualidade passa por uma profunda reestruturação especialmente nas transações entre os diferentes agentes através do sistema de transmissão. Sob este ponto de vista, o serviço de transmissão, neste novo esquema de funcionamento do mercado de energia elétrica, deve ser provido com eficiência econômica e atender as restrições de segurança do sistema (LALA, 2002).

Neste capítulo, serão apresentados dois casos para o estudo de congestionamento: o primeiro, um caso simples, para demonstrar a metodologia proposta no capítulo 4; e, o segundo, um caso real do sistema equatoriano para que seja observado o comportamento do mesmo diante da presença de possíveis congestionamentos.

5.2 CASO I: SISTEMA ELÉTRICO DE 5 BARRAS

Um exemplo ilustrativo para o sistema da Figura 5.1 é apresentado a seguir. Este sistema foi extraído do livro “Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica” de Olle E. Elgerd; pág. 295, cap. 7, Figura 7.22, exemplo 7.8. Os dados do sistema são encontrado no capítulo 7 da referência anteriormente citada e os limites de fluxo de potência nas linhas adotados foram 110MW e 140MW para o sistema intacto e casos de saídas de linha, respectivamente. Uma rotina de Fluxo de Carga linear DC é usada e dois casos são investigados:

Caso 1: Sobrecarga na linha 2, entre as barras 1 e 3

Caso 2: Retirada da linha 2

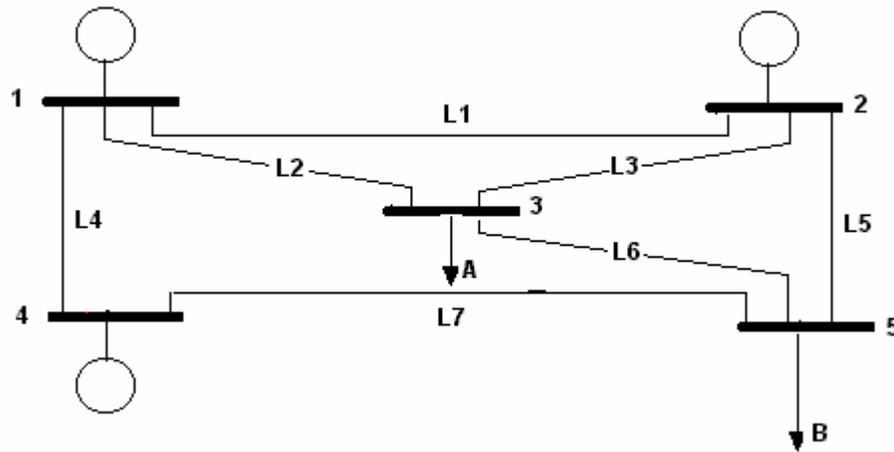


Figura 5.1 - Sistema elétrico de 5 barras

Caso 1: Sobrecarga na linha 2

A linha 2, conectada entre as barras 1 e 3, possui fluxo de potência de 118,36MW, que corresponde a uma sobrecarga de 7,8%. Através de um despacho incremental a matriz FCC apresentada na Tabela 5.1 foi calculada.

Tabela 5.1 - FCC para sobrecarga na linha 2

	G1	G2	G4
G1	0,0000	0,4020	0,1880
G2	-0,3880	0,0000	-0,1940
G4	-0,1900	0,2060	0,0000

Como visto no capítulo anterior, quando o FCC é negativo a transação contribuirá para a redução do congestionamento. A Tabela 5.1 mostra que as alternativas de redespacho para eliminar a sobrecarga na linha 2 são G4 para G1 e G2 para G1 e G4 respectivamente, destacados em negrito. A Figura 5.2 mostra as possibilidades de redespacho de geração de G1 para G2 e de G4 para G2 para um decréscimo de sobrecarga de 8,36MW. As ações de redespacho relevantes permitidas são:

$$\Delta P_{G4}^{41} = [-0,1900]^{-1} (-8,36)$$

$$(-8,36) = (-0,3880) * \Delta P_{G2}^{21} + (-0,1940) * \Delta P_{G2}^{24}$$

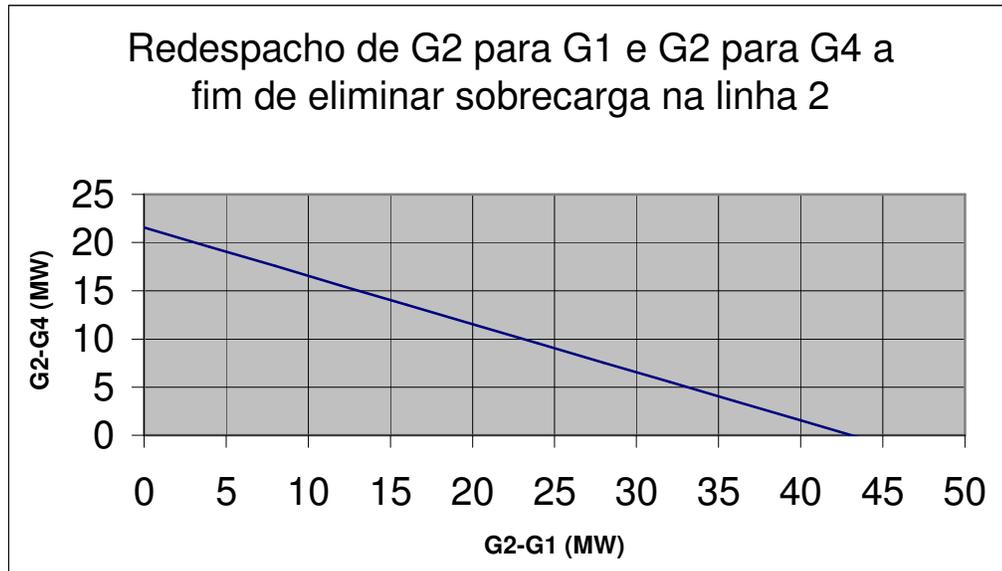


Figura 5.2 - Redespacho de G2 para redução de sobrecarga na linha 2

Caso 2: Retirada da linha 2

A saída da linha 2, conectada entre as barras 1 e 3, causa uma sobrecarga na linha 3, conectada entre as barras 2 e 3. A Tabela 5.2 descreve a matriz de coeficientes FCC para este caso.

Tabela 5.2 - FCC para retirada da linha 2

	G1	G2	G4
G1	0,0000	-0,1240	0,1100
G2	0,1040	0,0000	0,0560
G4	-0,1120	-0,2480	0,0000

As ações candidatas para o despacho são G4 para G1, G4 para G2 e G1 para G2, indicadas em negrito na tabela 5.2. A Figura 5.3 mostra as possibilidades de redespacho de geração de G2 para G1 e de G4 para G2 para um decréscimo de sobrecarga de 10,52MW. As equações relevantes são:

$$\Delta P_{G1}^{12} = [-0,1240]^{-1} (-10,52)$$

$$(-10,52) = (-0,1120) * \Delta P_{G4}^{41} + (-0,2480) * \Delta P_{G4}^{42}$$

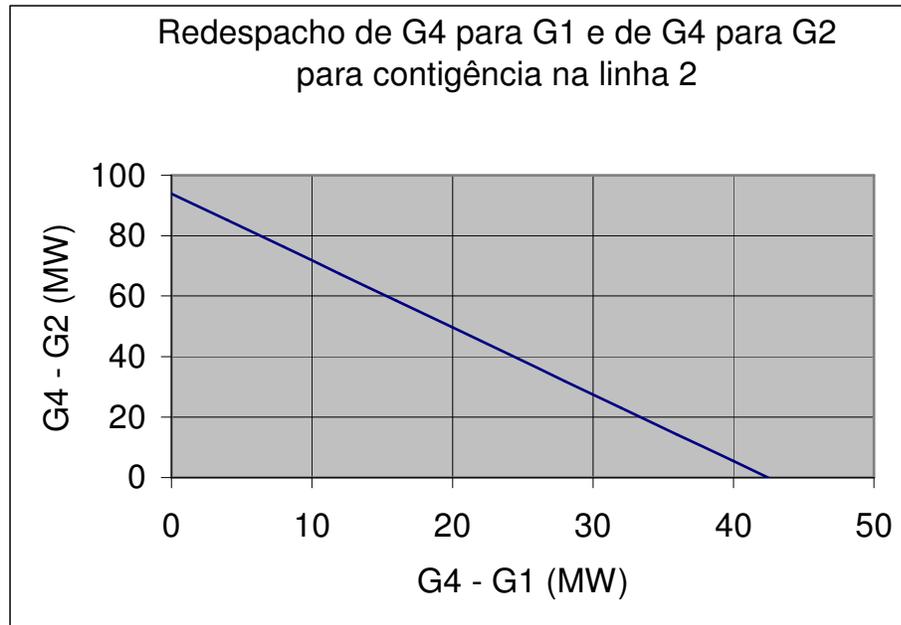


Figura 5.3 - Redespacho de G4 para redução de sobrecarga na linha 3

5.3 CASO II: SISTEMA EQUATORIANO

A reestruturação do setor elétrico já é uma realidade em grande parte dos países da América Latina. Cada país adota um modelo diferente, mais adequado às suas características, principalmente no âmbito das regras econômicas de interação entre os diferentes componentes da indústria elétrica: geração, transmissão e distribuição. Em todos os países em reestruturação, em maior ou menor grau, conta-se com a participação privada e o governo tem a função de definir políticas para permitir um adequado desenvolvimento do mercado (LALA, 2002).

Nesta dissertação, foi escolhido para realização do estudo, o Sistema Elétrico Equivalente do Equador ao invés de uma malha do sistema brasileiro, em virtude de existir um estudo do mesmo tema no referido sistema, realizado por José Antônio Oscullo Lala (2002) em sua dissertação de mestrado dando, assim, um arquivo de dados e também referência de resultados.

5.3.1 Descrição do Sistema Elétrico

O sistema hidrotérmico equivalente do Equador possui 19 barras e a interligação entre estas barras é feita por 31 linhas de transmissão; o sistema de geração é composto por 60.5% de geração hidráulica e complementado por 39.5% de geração térmica instalada, tendo um mercado aproximadamente de 10000 GWh anuais. *Na Figura 5.4 apresenta-se o esquema de distribuição da geração hidráulica e térmica disponível para a operação.* De acordo com o gráfico o sistema não conta com reserva e é muito dependente das condições hidrológicas, devido ao fato de possuir reservatórios pequenos, como mostra a Tabela 5.3(LALA, 2002).

USINA	REGULAÇÃO RESERVATÓRIO
HidroPaute	Semanal
HidroAgoyan	Fio Dágua
HidroPucara	Mensal
HidroNación	Anual

Quadro 5.3 - Regulação dos reservatórios das usinas [Lala, 2002]

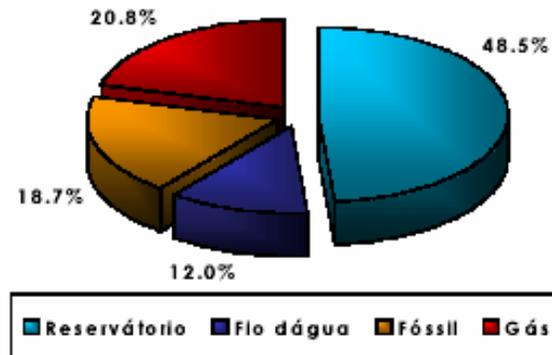


Figura 5.4 - Potência disponível no mercado elétrico equatoriano [Lala, 2002]

O sistema nacional de transmissão (SNT) do Equador é composto por um circuito em anel de 230kV conectando as subestações de Paute, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa, Totoras e Riobamba, basicamente ligando os grandes produtores de energia com os grandes consumidores. Existe também, um segundo anel de 230kV ligando Paule, Pascuales e Trinitaria. Há também corredores radiais de 138kV e 69kV para alimentar os centros de consumo, formando assim o Sistema Nacional Interconectado (SNI).

A Figura 5.5 apresenta o sistema equivalente do Equador no qual aparece principalmente o anel de 230 kV e os principais corredores onde há problemas de congestionamento de 138 kV.

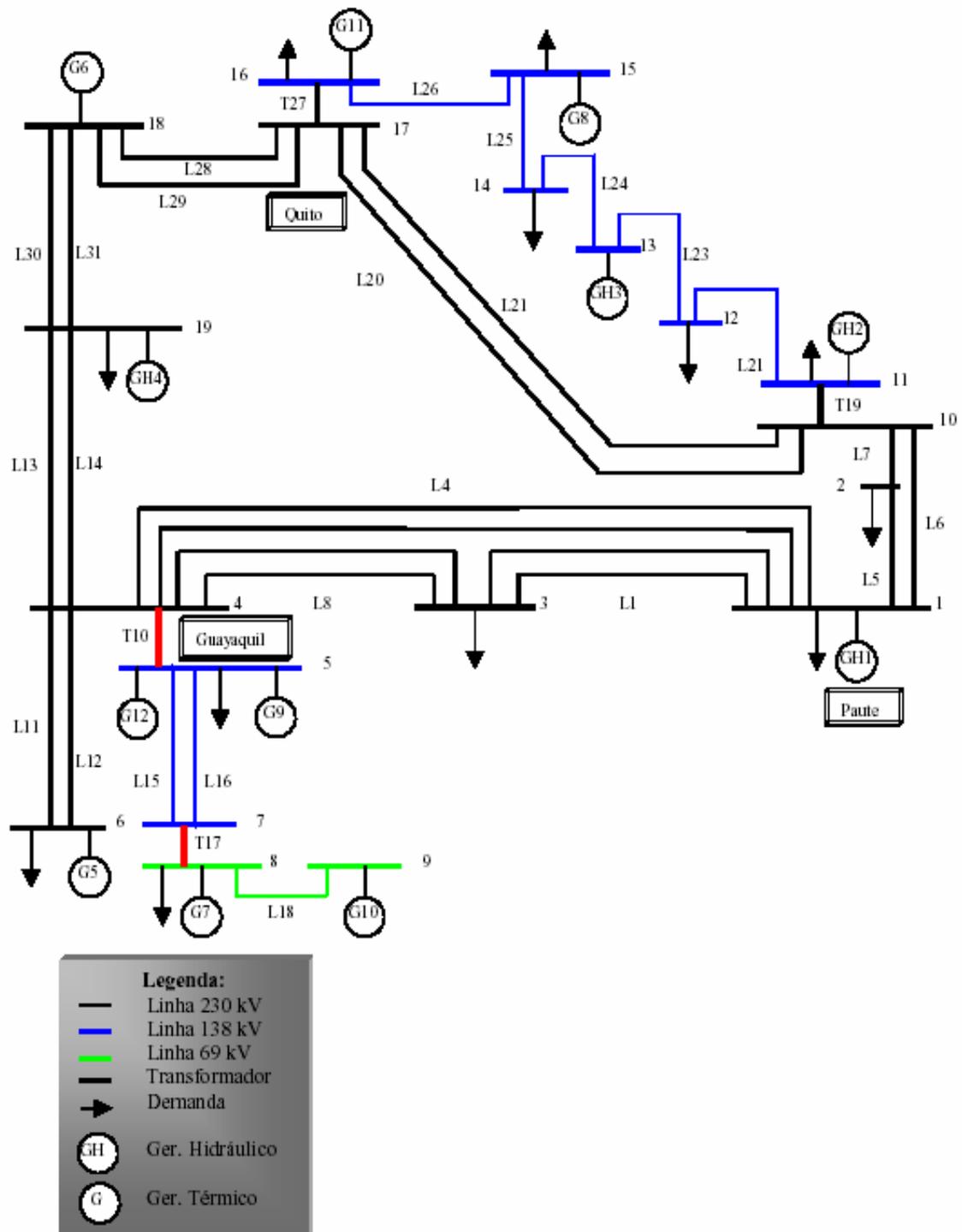


Figura 5.5 - Sistema Elétrico Equivalente MEM (Lala, 2002)

A Tabela 5.4 mostra os parâmetros da rede de transmissão. As curvas de custo para a geração térmica são aproximadas e obtidas por pesquisa de alguns pontos fornecidos pelo Centro Nacional de Controle de Energia – CENACE. Tentou-se representar as principais usinas de combustível fóssil, assim como para as usinas hidrelétricas com o critério da capacidade de potência. Sua característica é mostrada na Tabela 5.5(LALA, 2002).

Tabela 5.4 - Parâmetros do Sistema de Transmissão (Lala, 2002)

Linha Circuito	Barra Origem	Barra Destino	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Limite (MW)
1	1	3	0.0152	0.1245	420
2	1	3	0.0152	0.1245	420
3	1	4	0.0211	0.1713	300
4	1	4	0.0211	0.1713	300
5	1	2	0.0177	0.1459	420
6	1	10	0.0225	0.1857	420
7	2	10	0.0048	0.0398	420
8	3	4	0.0059	0.0471	300
9	3	4	0.0059	0.0471	300
10	4	5	—	0.0194	350
11	4	6	0.0032	0.0253	200
12	4	6	0.0032	0.0253	200
13	4	19	0.0162	0.1298	420
14	4	19	0.0162	0.1298	420
15	5	7	0.0123	0.0447	150
16	5	7	0.0123	0.0447	150
17	7	8	—	0.0564	150
18	8	9	—	0.0010	150
19	10	11	—	0.0866	350
20	10	17	0.0124	0.1021	420

21	10	17	0.0124	0.1021	420
22	11	12	0.0059	0.0185	150
23	12	13	0.0196	0.0724	150
24	13	14	0.0248	0.0914	150
25	14	15	0.0524	0.1932	100
26	15	16	0.0131	0.0483	100
27	16	17	—	0.0196	350
28	17	18	0.0088	0.0727	350
29	17	18	0.0088	0.0727	420
30	18	19	0.0160	0.0929	420
31	19	19	0.0160	0.0929	420

Tabela 5.5 - Características do Sistema Gerador (Lala, 2002)

Usina	Identificação	Pot.Max.MW	Pot.Min.MW	Combustível
1	HidroPaute	1075	100	água
2	HidroPucara	75	10	água
3	HidroNación	210	60	água
4	HidroAgoyan	160	30	água
5	TV-Trinitaria	130	50	fossil
6	TV- Esmeraldas	120	60	fossil
7	TV-G Zevallos	140	18	fóssil
8	CI- Guangopolo	30	5	diesel
9	G-Electroquil 3	40	20	Gás
10	G-Electroquil 1,2,3,4	130	20	Gás
11	G-S. Rosa	50	10	Gás
12	G-Pascuales	90	40	gás

TV=Turbina Vapor; G=Turbina a Gás; CI=Combustão interna

A Tabela 5.6 mostra a quantidade de carga e geração para cada barra do sistema na condição inicial.

Tabela 5.6 - Valores para carga e geração

BARRA	GERAÇÃO (MW)	CARGA (MW)	TOTAL(MW)
1	705	-75	630
2	0	-45	-45
3	0	-195	-195
4	0	0	0
5	130	-280	-150
6	130	-110	20
7	0	0	0
8	145	-220	-75
9	130	0	130
10	0	0	0
11	75	-50	25
12	0	-10	-10
13	95	0	95
14	0	-70	0
15	30	-180	-150
16	50	-300	-250
17	0	0	0
18	120	-145	-15
19	160	-160	0

5.3.2 Resolução do Problema

Inicialmente executou-se o programa para o caso base. Os resultados encontrados estavam dentro do limite esperado, ou seja, sem congestionamento, conforme mostrado na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Fluxo de carga para caso base

LINHA	K	L	FLUXO (MW)	LIMITE (MW)
1	1	3	115.64	420
1	3	1	-113.60	420
2	1	3	115.64	420
2	3	1	-113.60	420
3	1	4	88.49	300
3	4	1	-86.84	300
4	1	4	88.49	300
4	4	1	-86.84	300
5	1	2	129.28	420
5	2	1	-126.32	420
6	1	10	119.03	420
6	10	1	-115.84	420
7	2	10	81.33	420
7	10	2	-81.01	420
8	3	4	16.11	300
8	4	3	-16.09	300
9	3	4	16.11	300
9	4	3	-16.09	300
10	4	5	95.20	350
10	5	4	-95.20	350
11	4	6	-10.00	200

11	6	4	10.00	200
12	4	6	-10.00	200
12	6	4	10.00	200
13	4	19	65.33	420
13	19	4	-64.63	420
14	4	19	65.33	420
14	19	4	-64.63	420
15	5	7	-27.40	150
15	7	5	27.50	150
16	5	7	-27.40	150
16	7	5	27.50	150
17	7	8	-55.00	150
17	8	7	55.00	150
18	8	9	-130.00	150
18	9	8	130.00	150
19	10	11	-26.38	350
19	11	10	26.38	350
20	10	17	111.63	420
20	17	10	-110.07	420
21	10	17	111.63	420
21	17	10	-110.07	420
22	11	12	-1.38	150
22	12	11	1.38	150
23	12	13	-11.39	150
23	13	12	11.41	150
24	13	14	83.59	150
24	14	13	-81.76	150
25	14	15	81.76	100
25	15	14	-78.14	100
26	15	16	-71.86	100

26	16	15	72.59	100
27	16	17	-322.59	350
27	17	16	322.59	350
28	17	18	-51.22	350
28	18	17	51.46	350
29	17	18	-51.22	350
29	18	17	51.46	350
30	18	19	-63.96	420
30	19	18	64.64	420
31	18	19	-63.96	420
31	19	18	64.64	420

De acordo com as considerações acima indicadas, o sistema será analisado para uma situação de congestionamento.

Retirada da linha 20

Nesta situação, é considerada a retirada para manutenção da linha 20. Esse fato provoca o congestionamento nas linhas 21,24 e 25. A Tabela 5.8 mostra o fluxo de carga para este caso.

Tabela 5.8 - Fluxo de carga para retirada da linha 20

LINHA	K	L	FLUXO (MW)	LIMITE (MW)
1	1	3	200.37	420
1	3	1	-194.27	420
2	1	3	200.37	420
2	3	1	-194.27	420
3	1	4	172.05	300
3	4	1	-165.80	300
4	1	4	172.05	300

4	4	1	-165.80	300
5	1	2	150.93	420
5	2	1	-146.90	420
6	1	10	140.37	420
6	10	1	-135.94	420
7	2	10	101.90	420
7	10	2	-101.40	420
8	3	4	96.77	300
8	4	3	-96.21	300
9	3	4	96.77	300
9	4	3	-96.21	300
10	4	5	95.20	350
10	5	4	-95.20	350
11	4	6	-10.00	200
11	6	4	10.00	200
12	4	6	-10.00	200
12	6	4	10.00	200
13	4	19	224.42	420
13	19	4	-216.25	420
14	4	19	224.42	420
14	19	4	-216.25	420
15	5	7	-27.40	150
15	7	5	27.50	150
16	5	7	-27.40	150
16	7	5	27.50	150
17	7	8	-55.00	150
17	8	7	55.00	150
18	8	9	-130.00	150
18	9	8	130.00	150
19	10	11	120.15	350

19	11	10	-120.15	350
20	10	17	-	420
20	17	10	-	420
21	10	17	631.50	420
21	17	10	-579.62	420
22	11	12	145.15	150
22	12	11	-143.79	150
23	12	13	133.79	150
23	13	12	-130.12	150
24	13	14	225.12	150
24	14	13	-212.24	150
25	14	15	142.24	100
25	15	14	-131.48	100
26	15	16	-18.52	100
26	16	15	18.57	100
27	16	17	-268.57	350
27	17	16	268.57	350
28	17	18	-192.84	350
28	18	17	196.24	350
29	17	18	-192.84	350
29	18	17	196.24	350
30	18	19	-208.74	420
30	19	18	216.26	420
31	18	19	-208.74	420
31	19	18	216.26	420

Através da equação 4.47, adotando-se um $\Delta P=5MW$, obteve-se o FCC mostrado na Figura 5.6.

Gerador	Barra																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	x	-0,424	0,18	0,252	0,252	0,25	0,25	0,25	0,25	-0,538	-0,288	-0,234	-0,016	0,29	1,014	1,158	1,214	0,978	0,656
2	29,66	29,21	29,89	29,97	29,97	29,97	29,97	29,97	29,97	29,08	x	29,38	29,58	29,97	30,88	31,05	31,1	30,82	30,44
3	3,25	2,826	3,444	3,514	3,514	3,514	3,512	3,512	3,512	2,71	2,924	2,978	x	3,46	4,29	4,444	4,992	4,252	3,928
4	-48,75	49,25	-48,57	-48,5	-48,5	-48,5	-48,5	-48,5	-48,5	-49,38	-49,09	-49,03	-48,79	-48,97	-47,78	-47,61	-47,54	-47,79	x
5	-17,32	-17,8	-17,13	-16,46	-16,46	x	-16,46	-16,46	-16,46	-17,93	-17,64	-17,58	-17,34	17,02	-16,25	-16,09	-16,03	-16,28	-16,6
6	-69,89	-70,4	-69,72	-69,65	-69,65	-69,65	-69,65	-69,65	-69,65	-70,54	-70,24	-70,18	-69,94	-69,66	-68,97	-68,79	-68,72	x	-69,3
7	-17,42	-17,91	-17,23	-17,16	-17,16	-17,16	-17,16	x	-17,16	-18,03	-17,75	-17,69	-17,45	-17,13	-17,16	-16,2	-16,13	-16,39	-16,7
8	-69,21	-69,12	-69,04	-69,97	-69,97	-69,97	-68,96	-68,96	-68,96	-69,85	-69,56	-69,5	-69,24	-68,96	x	-68,1	-68,03	-68,27	-68,6
9	-17,32	-17,8	-17,13	-17,06	x	-17,06	-17,06	-17,06	-17,06	-17,93	-17,64	-17,58	-17,34	-17,03	-16,26	-16,09	-16,03	-16,29	-16,6
10	-17,42	-17,91	-17,24	-17,16	-17,16	-17,16	-17,16	-17,16	x	-18,04	-17,75	-17,69	-17,45	-17,13	-16,36	-16,2	-16,14	-16,39	-16,7
11	-81,19	-81,71	-81,03	-80,96	-80,96	-80,96	-80,95	-80,95	-80,95	-81,85	-81,55	-81,49	-81,24	-80,97	-80,29	x	-80,04	-80,27	-80,6
12	-17,32	-17,8	-17,13	-17,06	x	-17,06	-17,06	-17,06	-17,06	-17,93	-17,64	-17,58	-17,34	-17,03	-16,26	-16,09	-16,03	-16,29	-16,6

Figura. 5.6 - Fator de Contribuição no Congestionamento das Linhas 21,24 e 25

Como visto no capítulo anterior, quando o FCC é negativo a transação contribuirá para a redução do congestionamento. Observando a Figura 5.6 poder-se-ia concluir que, com exceção dos geradores 2 e 3, um acréscimo de geração nos demais geradores contribuirão para eliminar a sobrecarga na linha 21, 24 e 25, como mostrado em negrito na acima.

Mas é importante ressaltar que, o fato do valor de FCC ser negativo, ainda não é suficiente para a escolha de determinada transação. Deve ser observado também o valor numérico do FCC. Valores muito pequenos acarretam em um grande acréscimo de geração, tornando inviável economicamente a solução do problema, como mostrado no cálculo de redespacho para o gerador 1 a seguir:

A sobrecarga a ser reduzida é dada por:

$$\Delta P_{10 \ 17} = -631,50 + 420 = -211,50$$

Redespachando o gerador 1, obtêm-se:

$$\Delta P_{10 \ 17}^1 = \frac{-211,50}{-0,424} = 498,8275$$

$$\Delta P_{10 \ 17}^1 = \frac{-211,50}{-0,538} = 393,1227$$

$$\Delta P_{10 \ 17}^1 = \frac{-211,50}{-0,288} = 734,375$$

$$\Delta P_{10 \ 17}^1 = \frac{-211,50}{-0,234} = 903,8461$$

$$\Delta P_{10 \ 17}^1 = \frac{-211,50}{-0,016} = 13218$$

Analisando o redespacho realizado através do gerador 1 pode-se dizer que o melhor redespacho foi o feito entre as barras 1 e 10, já que este é o redespacho em que há o menor acréscimo de geração, tornando assim a resolução do problema mais econômica. Pode - se dizer também que o redespacho realizado entre as barras 1 e 13

é inviável, já que o acréscimo de carga é demasiadamente grande, tornando a solução do problema não econômica.

Através da Figura 5.6, pode-se observar também que o FCC para os geradores de 4 a 12 teve valores grandes acarretando em um acréscimo de geração muito pequeno como mostrado no cálculo a seguir.

$$\Delta P_{10 \ 17} = -631,50 + 420 = -211,50$$

Redespachando o gerador 4, barra 1, obtêm-se:

$$\Delta P_{10 \ 17}^4 = \frac{-211,50}{-48,75} = 4,338$$

Redespachando o gerador 5, barra 1, obtêm-se:

$$\Delta P_{10 \ 17}^5 = \frac{-211,50}{-17,32} = 12,211$$

Redespachando o gerador 6, barra 1, obtêm-se:

$$\Delta P_{10 \ 17}^6 = \frac{-211,50}{-69,89} = 3,026$$

Redespachando o gerador 11, barra 1, obtêm-se:

$$\Delta P_{10 \ 17}^{11} = \frac{-211,50}{-81,19} = 2,605$$

5.4 CONCLUSÃO

No presente capítulo foi ilustrada a metodologia proposta, num sistema simples de cinco barras. Ilustrou-se no sistema-exemplo a possibilidade de se utilizar o fator de contribuição do congestionamento (FCC), para diagnosticar e aliviar congestionamentos.

Também foi analisado o comportamento dos fluxos de potência ativa no Sistema Elétrico Equivalente do Equador para situação de contingência. Neste caso a metodologia se mostrou adequada para indicar as ações de controle para aliviar sobrecargas em situações de contingência.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

O planejamento dos sistemas orienta o projetista a partir da análise detalhada das principais alternativas para o futuro. Planejar a expansão de um sistema elétrico é determinar novas configurações da rede para atender ao aumento da demanda e obter o estado de operação da rede para a nova configuração.

Apresentou-se a estrutura do mercado de energia elétrica brasileiro após a reestruturação do setor elétrico no país. Mostrou-se que esta reestruturação teve início na década de 90, quando o país enfrentava uma crise no setor. Foram apresentadas, também, as mudanças e conseqüências das mesmas, dentre elas o posicionamento da indústria de energia elétrica brasileira entre o modelo de competição no atacado (III) e competição no varejo (IV), em que o nível de competição é limitado a uma classe de consumidores livres.

Foi apresentado e definido o congestionamento de transmissão. Discutiram-se os aspectos conceituais e metodológicos da alocação do congestionamento de transmissão (surplus) no sistema brasileiro mostrando, também, como esta alocação acontece em outros países. Mostrou-se que quando uma linha apresenta congestionamento, nenhuma transação que aumente o carregamento da linha congestionada pode ser permitida e que em um sistema interligado, algumas transações podem ser permitidas se contribuem para a redução do congestionamento, enquanto outras que agravem o problema não seriam permitidas.

Após o estudo feito neste capítulo, conclui-se que a prática atual centra-se no que fazer após a ocorrência do congestionamento, principalmente do ponto de vista econômico. Não há, aparentemente, uma preocupação com a prevenção e gerenciamento do congestionamento. Tratar preventivamente o problema do congestionamento foi o que motivou o presente trabalho.

Foi exposta a metodologia investigada durante esta dissertação. Verificou-se que o Fator de Contribuição no Congestionamento (FCC) fornece uma aproximação de

como o fluxo na linha sob congestão irá se alterar devido a uma transação entre barras do sistema. Quando o valor de FCC for positivo a correlação entre o fluxo na linha e o aumento da potência gerada será positivo, indicando que a transação contribuirá para aumentar o congestionamento, enquanto que se o valor for negativo a transação contribuirá para a redução do mesmo.

Mostrou-se dois casos para o estudo de congestionamento: o primeiro, um caso simples, para demonstrar a metodologia proposta no capítulo 4; e o segundo, um caso real do sistema equatoriano, para que fosse observado o comportamento do mesmo diante da presença de possíveis congestionamentos.

No estudo do sistema equatoriano, observou-se que apenas os geradores 2 e 3 não contribuirão para a eliminação a sobrecarga na linha 21, 24 e 25.

Deve-se observar que, para um sistema de dimensões maiores, a análise dos resultados torna-se mais complexa, necessitando então de um programa computacional que facilite esta análise. É também imperioso o uso de uma ferramenta eficiente para o cálculo da matriz do fator de contribuição no congestionamento. O método indicado no item 4.6 do capítulo 4 é um forte candidato a resolver este problema.

Ao final deste trabalho, pode-se concluir que o gerenciamento de congestionamento é uma opção viável para uma prática de se diagnosticar e remediar preventivamente situações de congestionamento. Fazendo um estudo de possíveis congestionamentos que ocorreriam em determinado sistema, verificou-se que o gerenciamento permite o diagnóstico e eliminação, ou minimização da possibilidade dos mesmos acontecerem, reduzindo assim a necessidade de remuneração de prêmios e pagamentos de multas para os participantes do processo de comercialização de energia elétrica.

6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como propostas para futuros trabalhos, sugere-se:

- (i) Implementação de uma rotina para cálculo de índices de sensibilidade (JUNGES, 2000), no programa computacional desenvolvido, possibilitando à resolução de problemas em sistemas de grande porte (da ordem de milhares de barras e centenas de geradores);
- (ii) Integração das técnicas utilizadas de modo a permitir uma análise detalhada de situações de congestionamento no Sistema Interligado Nacional;
- (iii) Avaliar a eficiência computacional da metodologia bem como do programa desenvolvido em sistemas de grande porte, como o sistema IEEE 118 barras e o Sistema Interligado Nacional (aproximadamente 4000 barras).
- (iv) Avaliar se é possível o uso de dispositivos FACTS (Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada) nos casos de congestionamento já que estes dispositivos podem proporcionar o aumento da capacidade de transmissão de potência das redes, além de controlar diretamente o fluxo de potência em rotas específicas de transmissão.

REFERÊNCIAS

ABDO, José Mário de Miranda. A Estrutura do Mercado de Energia Elétrica. In 2º ENCONTRO DE NEGÓCIOS DE ENERGIA, 2001. São Paulo.

ABDO, José Mário de Miranda. A ANEEL e a Reestruturação do Setor Elétrico. In SEMINÁRIO: O JUDICIÁRIO E A REGULAÇÃO DOS MERCADOS, 2003. Brasília, DF.

AVERBUCH, I. P. Market Structures and Institutions. Granting of concessions and authorizations. In CIGRÉ Workshop, 2003. Brasília, DF.

BARABASCHUK, V.I.; KRENTSER, B.P.; MIROSHITCHENKO, V.I. (1984). Planejamento de experimentos em Engenharia. Tekhnika, Kiev. (Em Russo)

CASAZZA, J. "Blackouts: Is the risk increasing?" Electrical World, 1998.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) < <http://www.cenace.org.ec> > Acesso em 2004

Consejo Nacional de la Electricidad (CONELEC). < <http://www.conelec.gov.ec> > Acesso em 2004

CORREIA, Tiago B; Correia, Paulo B. Planejamento de Sistemas Energéticos. In 1º Workshop Chesf-Unicamp, 2003. Recife

COSTA, Antônio Simões. EEL7100 – Operação de Sistemas de Energia Elétrica. < www.labspot.ufsc.br > Acesso em 2003

COUTINHO, Luiz Henrique de S.A. et ali. A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Uma Análise Prospectiva. XVI SNPTEE, 2001. Campinas.

DÁVALOS, R.V.; SANTANA, E.A. S. Efeito dos Ponto Válvula no Cálculo dos Custos Marginais do Combustível. XIV SNPTEE, 1997. Belém, Pará.

ELGERD, O.I. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo: McGraw Hill do Brasil, 1976.

HAFTNER, S.O. Estudo do Fluxo de Carga. <www.ee.pucrs.br/~haftner/sistemas_de_energia_/sel.html> Acesso em 2003.

HERMINTER, M.E. **Programming in Matlab®**. USA :Brooks/Cole, 2001.

HUNT, Sally.; SHUTTLEWORTH, Graham. **Competition and Choice in Electricity**. New York: John Wiley & Sons, 1996.

Junges, Márcio Francisco Hill. **Lógica Fuzzy em Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas de Potência**. 2000.124f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte

CASTRO JUNIOR, Carlos. A.; Cálculo de Fluxo de Carga. <www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/cursos/it601/it601.html> Acesso em 2003

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: Mc-Graw Hill, 1994

LALA, José Antônio Osculo. **Um Modelo de Pré-Despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão**. 2002.125f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

LANZOTI, Carla R.; CORREIA, Paulo B; SILVA, Adriano J. Comercialização de energia: experiências internacionais e brasileira. In IX Congresso Brasileiro de Energia, 2002. Rio de Janeiro, RJ.

LAVOINE, O. Transmission Access and Congestion Management. In International Council on Large Electric Systems, 2003. Brasília, DF.

MAE – <www.maebrasil.com.br> Acesso em 2003

McNAMARA, F. and DALE, L.A. Impact of open trading on transmission systems. *Electra*, 1998. p.105 - 115.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, 2003. 57p

MINUSSI, Carlos Roberto. *Análise de Sistemas Elétricos*. 2003. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira, São Paulo.

MONTICELLI, Alcir. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Editora Edgard Blucher:1983.

PEREIRA, M.P.; PINTO, L.M.V.G. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, PAS – 104(2): 381-389, Feb. 1985.

RAMOS, Dorel Soares. **Sistemas Elétricos de Potência: Regime Permanente**. Volume 2. Editora Guanabara Dois, 1982.

RODRIGUES, Vanessa Cristiane. **Controle de Rotas de Fluxo de Potência**. 2002. 124f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte.

SILVA, Rogério Moreira. **Organização de Mercados Competitivos de Energia Elétrica** – Aspectos Estruturais e de Comercialização. 1998. 143f. (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte

Terra, L.D.B.; Silva, R.M. The Market Power in the Electricity Industry. In INTERNACIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL LOGISTICS. Okinowa, Japan Proceedings of the International Conference on Industrial Logistics, Rennes, France University de Rennes, V.1, M.1, pages 300-309. 2001

U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy. **An Energy Overview of Ecuador.**
<www.fe.doe.gov/international/ecuaover.html> Acesso em 2004.

Vojdani,A.F et al. Transmission access issues. **IEEE Transactions on Power Systems**,
11(1):41 – 51, Feb.1996.

___ Comitê De Revitalização Do Modelo Do Setor Elétrico. Relatório de Progresso nº 2.
Documento de Apoio M - Congestionamento de Transmissão (2002, janeiro)