



Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

## Estudo de índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e aplicação na seleção de contingências

Autora: Adriana Scheffer Quintela

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior.

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

### Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior.	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Dílson Amâncio Alves	FEIS/UNESP
Prof. Dr. Fujio Sato	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva	FEEC/UNICAMP

Campinas, 18 de setembro de 2002.

Dedico este trabalho aos meus pais Jovino e Iracema, aos meus irmãos Alexandre e Andréa e ao meu marido André.

# Resumo

Este trabalho de pesquisa aborda a avaliação de segurança de redes com relação à estabilidade de tensão, através do estudo e implementação de índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e avaliação do potencial de utilização dos mesmos no processo de seleção de contingências. Analisou-se a possibilidade de utilização da técnica em um ambiente de operação de redes em tempo real. A principal motivação deste trabalho de pesquisa consiste no fato de que para redes de grande porte o número de contingências a ser avaliado torna a análise impraticável, durante o ciclo de operação, sendo imprescindível selecionar apenas as contingências que realmente necessitam de um estudo mais detalhado.

O objetivo do trabalho é gerar uma lista classificada de contingências conforme o grau de severidade para cada ponto de operação considerado. Esta função tem que ser realizada aproximadamente a intervalos de 15 minutos, no intuito de auxiliar o operador da rede na determinação de ações de controle em tempo real. Para tal necessita-se de uma ferramenta eficaz e que exija um esforço computacional baixo.

A técnica utilizada investiga cada ramo do sistema exceto o da contingência simulada, calculando os índices de estabilidade de tensão que variam de 0 a 1 (máxima condição de carregamento permissível). O cálculo destes índices ( $l_p$  e  $l_q''$ ) é simples e rápido, baseado no fluxo de potência ativa e reativa em cada ramo respectivamente. Utiliza-se apenas uma iteração do fluxo de carga e, caso alguma unidade geradora atinja seu limite de geração de potência reativa em decorrência da contingência em análise, só mais uma iteração é executada. A classificação de contingência (*ranking*) é feita através do índice de performance (PI) o qual é função dos índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão. Assim, o escalar PI reflete a variação na margem de estabilidade que ocorrerá caso a contingência considerada venha a ocorrer.

# Abstract

This research work focuses on the security assessment of power systems for voltage stability. Voltage stability proximity indices are studied and implemented. In addition, the possibility of using them in a real time operation environment is evaluated. The main motivation for this research work is that the selection of the contingencies that are potentially more severe and candidates to a more detailed analysis is very important in real time operation, since analyzing all possible contingencies in a realistic, large power system is unfeasible.

The goal is to determine an ordered list of contingencies according to their severity concerning voltage stability. This list is generated for each operating cycle, which is usually of about 15 minutes. Determining the potentially critical contingencies as far as voltage stability will help the system operator to determine preventive and/or corrective control strategies. The generation of such a list must require the lowest computational effort possible.

For each contingency, all remaining branches are analyzed and voltage stability indices ( $l_p$  and  $l_q''$ ) are computed. These indices range from 0 to 1 (maximum loading condition) and their computation is very simple and fast. They are based on the real and reactive power flows through the branches. Just one power flow iteration is carried out for each contingency, except for the cases where some generation unit reaches its reactive power generating limit. In these cases an additional iteration is performed. The contingency ranking is done through a performance index (PI) which is based on voltage stability proximity indicators. Therefore, the scalar PI reflects the voltage stability margin variation due to the occurrence of a contingency.

# Agradecimentos

Agradeço a Deus pela oportunidade da reencarnação, ao mestre Jesus pelos exemplos e à espiritualidade amiga pelas intuições, proteção e apoio.

Aos meus pais Jovino e Iracema pela vida, exemplos, amor, dedicação e ânimo.

Aos meus irmãos Alexandre e Andréa pelo carinho, amizade e incentivo.

Ao meu marido André pela ajuda e compreensão.

Ao professor Carlos Alberto de Castro Junior pela excelente orientação, paciência e amizade sem as quais não seria possível a execução e conclusão deste trabalho.

Ao Walmir de Freitas Filho pela amizade e ajuda técnica - científica.

Ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica da UNICAMP, nas pessoas de seus professores: Alcir Monticelli, André Morelato, Ariovaldo Garcia, Carlos Castro Jr., Carlos Murari e Fujio Sato pelo ótimo ambiente de trabalho que propiciam aos estudantes de pós-graduação:

A Mirian pelo apoio técnico mantendo a rede computacional do DSEE sempre funcionando e atualizada.

A Edna Servidone por ser sempre tão prestativa.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica/DSEE pelo respeito e amizade com que sempre me trataram. Em especial: Ana Carolina, Asada, Brito, Guerra, Irênio, Luiz, Rider, Sérgio, Walmir.

A todos que conviveram comigo, em particular Carolina, Silvia e Taciana, contribuindo para o meu crescimento pessoal e profissional, e para que este trabalho fosse concluído.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Estabilidade de sistemas de potência e a estabilidade de tensão</b>	<b>3</b>
2.1	Estabilidade de sistemas de potência [1]	3
2.2	Classificação de estabilidade	4
2.2.1	Estabilidade de ângulo	5
2.2.1.1	Estabilidade de pequenos sinais	5
2.2.1.2	Estabilidade transitória	6
2.2.2	Estabilidade de tensão	6
2.2.2.1	Estabilidade de tensão de grandes distúrbios	7
2.2.2.2	Estabilidade de tensão de pequenos distúrbios	8
2.2.2.3	Métodos de análise de estabilidade de tensão	8
2.2.3	Descrição do fenômeno físico do colapso de tensão	10
2.2.4	Modelamento do colapso de tensão	12
2.2.5	Margem de estabilidade de tensão	13
2.2.6	Uma visão básica da teoria de bifurcações	13
<b>3</b>	<b>Análise de segurança</b>	<b>15</b>
3.1	Segurança de sistemas de potência	15
3.1.1	Definição de contingência	15
3.2	Estados de operação de um sistema de potência e estratégias de controle	16
3.3	Análise de segurança	18
3.3.1	Avaliação da estabilidade de tensão <i>on-line</i>	18

3.4	Monitoração de sistemas de potência . . . . .	20
3.5	Análise de contingências . . . . .	21
3.6	Otimização de ações preventivas e corretivas . . . . .	23
3.7	Seleção de contingências . . . . .	24
3.7.1	Índices de performance . . . . .	25
3.8	Seleção de contingências e estabilidade de tensão . . . . .	26
<b>4</b>	<b>Índices de proximidade ao colapso de tensão</b>	<b>29</b>
4.1	Vantagens dos métodos que utilizam índices de estabilidade de ramos . . . . .	30
4.2	Apontamentos teóricos básicos [14] . . . . .	30
4.3	Estudos dos índices de estabilidade de linha desenvolvidos em [4] e em [10] . . . . .	31
4.4	Formulação matemática dos índices utilizados . . . . .	36
4.4.1	Melhorias realizadas nos índices de estabilidade de tensão baseados em ramos	36
4.4.2	1ª melhoria: Consideração de linhas longas . . . . .	37
4.4.3	2ª melhoria: Consideração de posição do <i>tap</i> de transformadores em fase e defasadores . . . . .	39
4.4.4	Problema com o índice $l_q$ . . . . .	42
4.4.5	3ª melhoria: Consideração de <i>shunt</i> de barra . . . . .	44
4.5	Tentativa fracassada de desenvolver um novo índice . . . . .	46
4.6	Alguns aspectos teóricos . . . . .	47
4.7	Comportamento complementar dos índices . . . . .	50
4.8	Indicadores de reforços no sistema . . . . .	53
4.9	Índice de estabilidade de tensão melhorado . . . . .	54
4.10	Caracterização dos índices de estabilidade de tensão . . . . .	55
4.10.1	Sistema de 03 barras . . . . .	56
4.10.2	Sistema de 14 barras e 20 ramos [47] . . . . .	61
4.10.3	Sistema de 118 barras e 186 ramos [48] . . . . .	66
4.10.4	Sistema de 904 barras e 1283 ramos . . . . .	70
<b>5</b>	<b>Seleção de contingências</b>	<b>71</b>
5.1	Método proposto para classificação de contingências considerando estabilidade de tensão . . . . .	71

5.1.1	Método de obtenção do estado de operação . . . . .	72
5.1.2	Índices de performance . . . . .	73
5.2	Taxas de capturas . . . . .	76
5.3	Testes para o sistema de 14 barras e 20 ramos [47] . . . . .	77
5.4	Testes para o sistema de 24 barras e 38 ramos - IEEE [49] . . . . .	79
5.5	Testes para o sistema de 30 barras e 41 ramos - IEEE [47] . . . . .	82
5.6	Testes para o sistema de 118 barras e 186 ramos - IEEE [48] . . . . .	82
5.7	Testes para o sistema de 904 barras . . . . .	84
5.8	Tempo de processamento . . . . .	85
<b>6</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>87</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>89</b>
<b>A</b>	<b>Divulgação da pesquisa</b>	<b>93</b>
<b>B</b>	<b>Dados dos sistemas</b>	<b>95</b>
B.1	Sistema de 14 barras . . . . .	95
B.2	Sistema de 24 barras . . . . .	97
B.3	Sistema de 30 barras . . . . .	99
B.4	Sistema de 118 barras . . . . .	101
B.5	Parte principal do sistema de 118 barras . . . . .	105
B.6	Área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras . . . . .	106

# Lista de Figuras

2.1	Ilustração genérica da (a) Curva PV e da (b) Curva VQ. . . . .	7
2.2	Curva PV. . . . .	11
3.1	Funções de supervisão e controle de rede. . . . .	19
3.2	Diferentes níveis de análise de contingências. . . . .	21
3.3	Fluxograma do processo de análise de contingência. . . . .	23
4.1	Diferença angular. . . . .	31
4.2	Diferença de magnitudes. . . . .	31
4.3	Sistema de duas barras em estudo. . . . .	31
4.4	Modelo T da linha de transmissão entre as barras S e R. . . . .	32
4.5	Modelo $\pi$ da linha de transmissão entre as barras S e R. . . . .	35
4.6	Fluxos de potências em um ramo. . . . .	39
4.7	Problemas do índice $l_q$ . . . . .	43
4.8	Esquema utilizado para incluir o efeito dos <i>shunts</i> de barra. . . . .	44
4.9	Barra R conectada a vários ramos. . . . .	47
4.10	Exemplo de um sistema de duas barras, um ramo. . . . .	50
4.11	Índices de estabilidade de tensão ( $L'_p$ e $L'_q$ foram normalizados). . . . .	51
4.12	Índices de estabilidade de tensão com alta taxa r/x ( $L'_p$ foi normalizado). . . . .	52
4.13	Exemplo de um sistema de 4 barras. . . . .	53
4.14	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga leve. . . . .	57
4.15	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga média. . . . .	57
4.16	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga pesada. . . . .	58
4.17	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga leve. . . . .	59

4.18	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga média. . . . .	59
4.19	Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga pesada. . . . .	60
4.20	Grandezas associadas ao ramo 2(1-5) - 14 barras. . . . .	61
4.21	Grandezas associadas ao ramo 9(4-9) - 14 barras. . . . .	62
4.22	Grandezas associadas ao ramo 15(7-9) - 14 barras. . . . .	62
4.23	Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o sistema de 14 barras do IEEE. . . . .	63
4.24	Índices do sistema de 14 barras do IEEE para o caso base e condições de carregamento máximo. . . . .	65
4.25	Índices do sistema de 14 barras do IEEE para o caso base e condições de contingência com carregamento de 40% sobre o normal. . . . .	66
4.26	Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o sistema de 118 barras do IEEE. . . . .	67
4.27	Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o caso base e condições de contingência para o sistema de 118 barras com carregamento normal (a) e (b) e carregado com 26,1% (c) e (d). . . . .	69
4.28	Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o caso base e condições de contingência para o sistema de 904 barras carregado com 4,5%. . . . .	70
5.1	Algoritmo básico da metodologia utilizada para seleção de contingências. . . . .	73
5.2	Comparação dos índices para o caso base e situação de contingência. . . . .	77
B.1	Diagrama unifilar do sistema de 14 barras . . . . .	95
B.2	Diagrama unifilar do sistema de 24 barras . . . . .	97
B.3	Diagrama unifilar do sistema de 30 barras . . . . .	99
B.4	Diagrama unifilar da parte principal do sistema de 118 barras . . . . .	105

# Lista de Tabelas

3.1	Estados de operação da rede. . . . .	17
4.1	Pontos de carregamento máximo. . . . .	52
4.2	Índices de estabilidade e reforços na transmissão. . . . .	54
4.3	Reforços de potência reativa. . . . .	54
4.4	Índices de estabilidade para o sistema de 4 barras. . . . .	54
4.5	Carregamentos máximos depois dos reforços na transmissão (ramo com $r = 0,05$ pu e $x = 0,5$ pu adicionado em paralelo com cada ramo existente). . . . .	55
4.6	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga leve. . . . .	57
4.7	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga média. . . . .	58
4.8	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga pesada. . . . .	58
4.9	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga leve. . . . .	59
4.10	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga média. . . . .	60
4.11	Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga pesada. . . . .	60
5.1	Margens de carregamento pós-contingência e classificações para o sistema de 14 barras do IEEE. . . . .	78
5.2	Taxas de captura pelo $PI_4$ para o sistema de 14 barras. . . . .	78
5.3	Margens de carregamento pós-contingência e classificações para o sistema de 24 barras do IEEE. . . . .	80
5.4	Taxas de captura pelo $PI_1$ para o sistema de 24 barras do IEEE para dois carregamentos. . . . .	81
5.5	Taxas de captura pelo $PI_4$ para o sistema de 24 barras do IEEE para dois carregamentos. . . . .	81
5.6	Taxas de captura pelo $PI_4$ para o sistema de 30 barras do IEEE. . . . .	82

5.7	Classificação das 20 contingências severas para a área principal do sistema de 118 barras pelo $PIP_4$ e pelo $PIQ_4$ . . . . .	83
5.8	Taxas de captura pelo $PI_4$ para a área principal do sistema de 118 barras do IEEE. . . . .	83
5.9	Taxas de captura pelo $PI_4$ para a área de interesse do sistema de 904 barras para carregamento normal e de 104,5%. . . . .	84
5.10	Tempo gasto para execução do processo. . . . .	85
B.1	Dados dos ramos do sistema de 14 barras . . . . .	96
B.2	Dados dos barramentos do sistema de 14 barras . . . . .	96
B.3	Dados dos ramos do sistema de 24 barras . . . . .	98
B.4	Dados dos barramentos do sistema de 24 barras . . . . .	98
B.5	Dados dos ramos do sistema de 30 barras . . . . .	100
B.6	Dados dos barramentos do sistema de 30 barras . . . . .	100
B.7	Dados dos ramos do sistema de 118 barras . . . . .	101
B.8	Continuação dos dados dos ramos do sistema de 118 barras . . . . .	102
B.9	Continuação dos dados dos ramos do sistema de 118 barras . . . . .	103
B.10	Dados dos barramentos do sistema de 118 barras . . . . .	103
B.11	Continuação dos dados dos barramentos do sistema de 118 barras . . . . .	104
B.12	Dados dos ramo da área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras . . . . .	106
B.13	Dados dos barramentos da área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras . . . . .	107

# Capítulo 1

## Introdução

Com a reestruturação do setor elétrico, aliado a pressões econômicas e ambientais, o problema da instabilidade de tensão tornou-se mais complexo e desafiador de resolver. Os atuais colapsos de tensão e racionamentos de energia são resultados da falta de investimentos na expansão da rede elétrica e ao fato da demanda de energia crescer, a despeito das variações econômicas e decisões políticas. Por conseguinte, os equipamentos e instalações de transmissão existentes operam próximos aos seus limites físicos. A alternativa de interligação de sistemas, a qual aumenta a capacidade de despacho de geração, adversamente, contribui para um aumento nos níveis de insegurança da rede em situações de contingência.

Um dos principais limites que restringe o pleno atendimento da demanda é o de estabilidade. A estabilidade pode ser de ângulo, de tensão, de frequência ou uma combinação dessas, embora nem sempre seja possível determinar com precisão qual o tipo de instabilidade verificada [1, 2].

A instabilidade de tensão nem sempre ocorre sozinha, podendo ser acompanhada da instabilidade de ângulo. Uma inclusive pode conduzir à outra. Então, uma distinção é necessária de modo a permitir a compreensão das causas fundamentais no intuito de desenvolver métodos de análise e operação adequados. Este trabalho se detém no campo da estabilidade de tensão.

Nas últimas décadas, a instabilidade de tensão tem sido responsável por grandes colapsos em redes de energia elétrica [1, 3].

Faz-se então, necessário manter a operação dos sistemas de potência estável, respeitando os limites toleráveis de tensão do sistema, mesmo após uma mudança adversa do sistema ou depois da ocorrência de qualquer contingência significativa.

A partir dos anos 60, a operação de redes elétricas pelas companhias concessionárias passou a englobar o conceito de controle (análise) de segurança. Aliado a isto, com o aumento da complexidade da operação das redes (aumento do volume de análises e cálculos com a inclusão de controles) foi necessário automatizar a operação de redes em tempo-real, o que se tornou viável graças ao rápido desenvolvimento tecnológico (suporte de *hardware* e *software*) e à queda dos preços da tecnologia computacional.

É necessário o acompanhamento contínuo do estado de operação da rede a fim de possibilitar a tomada rápida de decisões em caso de ocorrência de incidentes que possam levar a rede à

infectibilidade de operação.

Neste trabalho um método para classificação de contingência em relação à estabilidade de tensão em tempo real é proposto. A classificação é baseada em índices de performance, os quais são definidos em termos dos índices melhorados de proximidade a estabilidade de tensão baseado em ramos, apresentado em [4]. Ressalta-se aqui, que uma das contribuições deste trabalho consiste na utilização de uma modelagem mais completa para definir os índices de estabilidade de tensão, o que possibilitou obter conclusões interessantes da utilidade, comportamento e características dos índices.

A dissertação está dividida em seis capítulos. No capítulo 2 apresenta-se a análise de estabilidade de sistemas e em particular a estabilidade de tensão. Inclui-se conceitos físicos, os principais tipos de instabilidade, as técnicas analíticas, as características de problemas e identifica-se os fatores que influenciam a estabilidade. No capítulo 3 é discutido a análise de segurança de redes, revisando aspectos fundamentais e as definições dos termos relacionados. O capítulo 4 descreve analiticamente os índices de estabilidade de tensão testados, através de considerações de modelamento bem como a caracterização qualitativa deles. Trata-se de uma visão geral sobre a abordagem e metodologia de estudo. O capítulo 5 traz os resultados obtidos das simulações executadas para sistemas de pequeno a grande portes. As considerações finais e as atividades futuras compõem o capítulo 6. Os trabalhos elaborados para divulgação da pesquisa estão listados no apêndice A. Os dados dos sistemas utilizados são fornecidos nos apêndice B.

## Capítulo 2

# Estabilidade de sistemas de potência e a estabilidade de tensão

### 2.1 Estabilidade de sistemas de potência [1]

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade do mesmo permanecer no estado de equilíbrio de operação sob condições de operação normal e recuperar-se para um estado de equilíbrio aceitável depois de uma contingência.

Sistemas de potência têm características inerentemente dinâmicas. O comportamento do sistema, geralmente, é descrito por  $n$  equações diferenciais ordinária não linear de primeira ordem,

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, \dots, x_n; u_1, \dots, u_r; t) \quad \text{com } i = 1, \dots, n \quad (2.1)$$

sendo:

$n$  → ordem do sistema;

$r$  → número de entradas;

$x$  → variáveis de estado;

$u$  → entradas do sistema (sinais externos que influenciam o desempenho do sistema);

$t$  → tempo;

$f$  → funções não lineares;

$\dot{x}$  → derivadas das variáveis do sistema em relação ao tempo.

As variáveis de saída ( $y$ ), as quais podem ser observadas no sistema, podem ser expressas em termo das variáveis de estado e de entrada:

$$y = g(x, u) \quad (2.2)$$

sendo:

$g \rightarrow$  vetor de funções não lineares.

As variáveis de estado, tais como tensões (magnitudes e ângulos de fase) e velocidades, são dinâmicas, e em função das entradas, fornecem o comportamento do sistema. Tais variáveis representam a quantidade mínima de informação necessária sobre o sistema em qualquer instante no tempo  $t_0$ , de forma que o comportamento futuro pode ser determinado sem referência a entrada antes de  $t_0$ .

O estado do sistema é representado no espaço de estado. O conjunto de pontos traçados pelo estado do sistema no espaço de estado durante o transitório é denominado de trajetória do estado. Os pontos de equilíbrio também são características do comportamento da dinâmica do sistema, são pontos em que todas as derivadas são simultaneamente nulas. Elas definem os pontos sobre a trajetória com velocidade zero. Quando se tem alguns comportamentos com dinâmicas lentas algumas variações com o tempo das equações diferenciais descritas em (2.1) podem ser igualadas a zero. Assim, o sistema passa a ser constituído por um conjunto de equações algébricas/diferenciais. A modelagem do sistema de potência, neste caso, é representada pelo conjunto de equações:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= f_i(x_1, \dots, x_n; z_1, \dots, z_m) \\ 0 &= h_i(x_1, \dots, x_n; z_1, \dots, z_m) \end{aligned} \quad (2.3)$$

sendo:

$h \rightarrow$  funções não lineares;  
 $z \rightarrow$  as variáveis algébricas.

As equações diferenciais representam a dinâmica dos geradores, controles, variáveis de carga dinâmicas e outros dispositivos dinâmicos do sistema. Já as equações algébricas retratam a rede de transmissão, as cargas estáticas, as relações de transferência de potência entre barramentos e outros dispositivos estáticos do sistema.

## 2.2 Classificação de estabilidade

Os sistemas elétricos estão susceptíveis a distúrbios de diversos graus de severidade e distintas probabilidades de ocorrência. Assim, o sistema é planejado para operar de maneira estável para um conjunto seletivo de contingências. A classificação da estabilidade é feita para tratar de forma adequada as complexidades do problema, entretanto a estabilidade global do sistema deve sempre ser mantida como objetivo. De acordo com a natureza da instabilidade e o tipo de distúrbio, a literatura divide as formas de estabilidade em:

- Estabilidade de ângulo
  - Estabilidade de pequenas perturbações

- \* Instabilidade oscilatória
- \* Instabilidade não oscilatória (monotônica)
- Estabilidade transitória
- Estabilidade de tensão
  - Estabilidade de grandes perturbações
  - Estabilidade de pequenas perturbações

Em relação ao tempo de análise, pode-se classificar os estudos de estabilidade conforme segue:

*curto-prazo*: 0 a 10 segundos;

*médio-prazo*: 10 segundos a poucos minutos ( $\approx 5$ );

*longo-prazo*: poucos minutos a dezenas de minutos ( $\approx 20$ );

### 2.2.1 Estabilidade de ângulo

A estabilidade de ângulo corresponde à capacidade do sistema em manter os geradores em sincronismo após a ocorrência de perturbações na rede. É influenciada pelas dinâmicas dos ângulos do rotor do gerador e relações de potência-ângulo. Estuda-se as oscilações eletromecânicas inerentes do sistema, em particular como a potência de saída das máquinas síncronas variam com as oscilações de rotores, ou seja, a relação não linear entre o intercâmbio de potência e as posições angulares dos rotores das máquinas síncronas.

Por conveniência na análise é usual caracterizá-la em: estabilidade de pequenos sinais e estabilidade transitória.

#### 2.2.1.1 Estabilidade de pequenos sinais

Um distúrbio é considerado pequeno, quando as equações que descrevem a resposta resultante do sistema podem ser linearizadas. Tais distúrbios ocorrem freqüentemente por causa de variações pequenas na carga e na geração. Um exemplo de pequena perturbação é a variação gradual de carga a qual ocorre continuamente durante a operação diária da rede.

Um ponto de operação de um sistema de potência é estável para pequenos distúrbios se, após o distúrbio, o estado do sistema de potência retorna a ser idêntico ou próximo do ponto de operação pré-distúrbio, mantendo o sincronismo.

O aumento ilimitado monotônico do ângulo do rotor do gerador ou o aumento da amplitude das oscilações do rotor devido respectivamente à insuficiência de torque sincronizante e de torque de amortecimento podem conduzir à instabilidade de pequenos sinais. O primeiro resulta na instabilidade não oscilatória, ocasiona variação contínua, crescente ou decrescente das respostas das variáveis. O último resulta na instabilidade oscilatória que se caracteriza por oscilações de amplitude crescente. A natureza da resposta do sistema para pequenos distúrbios depende do ponto de operação inicial, do sistema de transmissão e do tipo de controle da excitação dos geradores.

### 2.2.1.2 Estabilidade transitória

A estabilidade transitória é a habilidade do sistema manter o sincronismo quando sujeito a grandes perturbações, por exemplo, faltas na transmissão, perda de geração ou perda de grande carga. Caso haja perda de sincronismo, esta é evidente depois de 2 a 3 segundos da ocorrência de tais distúrbios. O período de estudo de interesse é de 3 a 5 segundos, podendo estender cerca de 10 segundos depois do distúrbio. A resposta do sistema para tais distúrbios envolve grandes excursões dos ângulos do rotor do gerador, dos fluxos de potência, das tensões dos barramentos e outras variáveis do sistema, conseqüentemente não sendo possível linearizar as equações que representam o sistema.

A estabilidade transitória é influenciada pelas características inerentes não lineares do sistema, depende do estado de operação inicial e severidade do distúrbio. O sincronismo é mantido se a separação angular resultante entre as máquinas permanece dentro de certos limites.

Assim modelos detalhados do gerador e outros equipamentos são necessários para a análise precisa da instabilidade transitória. As equações diferenciais não lineares são solucionadas através de técnicas de integração numérica passo-a-passo (simulação no domínio do tempo).

O sincronismo pode ser perdido quando o ângulo do rotor aumenta continuamente, na primeira oscilação ou nas oscilações subseqüentes.

É comum o sistema sofrer um período transitório e estabilizar-se em um novo ponto de operação. Contudo pode acontecer que o sistema perca a estabilidade depois de uma mudança, provocando o desaparecimento do ponto de operação, devido a uma bifurcação. As quedas de tensão dinâmicas neste transitório podem ser identificadas como colapso de tensão. Ações de controle corretivas para restaurar o equilíbrio de operação são factíveis em alguns casos.

### 2.2.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão corresponde à capacidade do sistema de manter as tensões aceitáveis nos barramentos tanto para condições normais de operação quanto depois da ocorrência de uma contingência. A instabilidade de tensão pode ocorrer por causa do aumento da demanda de carga ou devido a ocorrência de distúrbios, ou seja, mudanças nas condições do sistema as quais provocam um progressivo e incontrolável declínio das tensões. O principal fator que provoca a instabilidade é a incapacidade do sistema em atender a demanda de potência reativa.

A queda de tensão nas linhas de transmissão é função da transferência de potência ativa e reativa, logo a estabilidade de tensão depende da relação entre  $P, Q$  e  $V$ . As curvas  $PV$  e  $VQ$ , ilustradas de forma genérica na figura 2.1, representam o fato do fator de potência da carga ter um efeito significativo sobre as características potência-tensão do sistema. No "nose" da curva  $PV$ , mostrado na figura 2.1(a), com o aumento da demanda de carga, há uma queda rápida da tensão. Além deste limite o fluxo de carga não converge, indicando a instabilidade. É impraticável a operação neste ou próximo deste limite de estabilidade. Uma redução repentina no fator de potência (aumento em  $Q$ ) pode fazer com que o sistema mude de uma condição de operação estável para uma não satisfatória, e possivelmente não estável (parte inferior da curva  $PV$ ). Todos os dispositivos de potência reativa são modelados para operar satisfatoriamente quando um aumento

em  $Q$  é acompanhado pelo aumento em  $V$ . Através da curva  $VQ$ , mostrada na figura 2.1(b), percebe-se que o sistema está estável na região onde a derivada  $dQ/dV$  é positiva. O limite de estabilidade de tensão (ponto de operação crítico) é atingido quando a derivada é zero. Assim as partes das curvas  $VQ$  à direita do mínimo representa a operação estável, e à esquerda a instável. O ponto inferior da curva  $VQ$ , em adição a identificação ao limite de estabilidade, define o mínimo de potência reativa exigida para uma operação estável. O grau de estabilidade de tensão não pode ser julgado simplesmente com base somente no perfil de tensão da rede. Deve-se levar em consideração a margem de carregamento do ponto de operação em relação ao ponto de colapso. Da mesma forma a operação estável para níveis muito altos de compensação *shunt* pode não ser possível, tendo em vista que há limitações quanto à operação, considerando o outro ponto onde a derivada se anula (curva  $VQ$  acima do eixo  $V$ ).

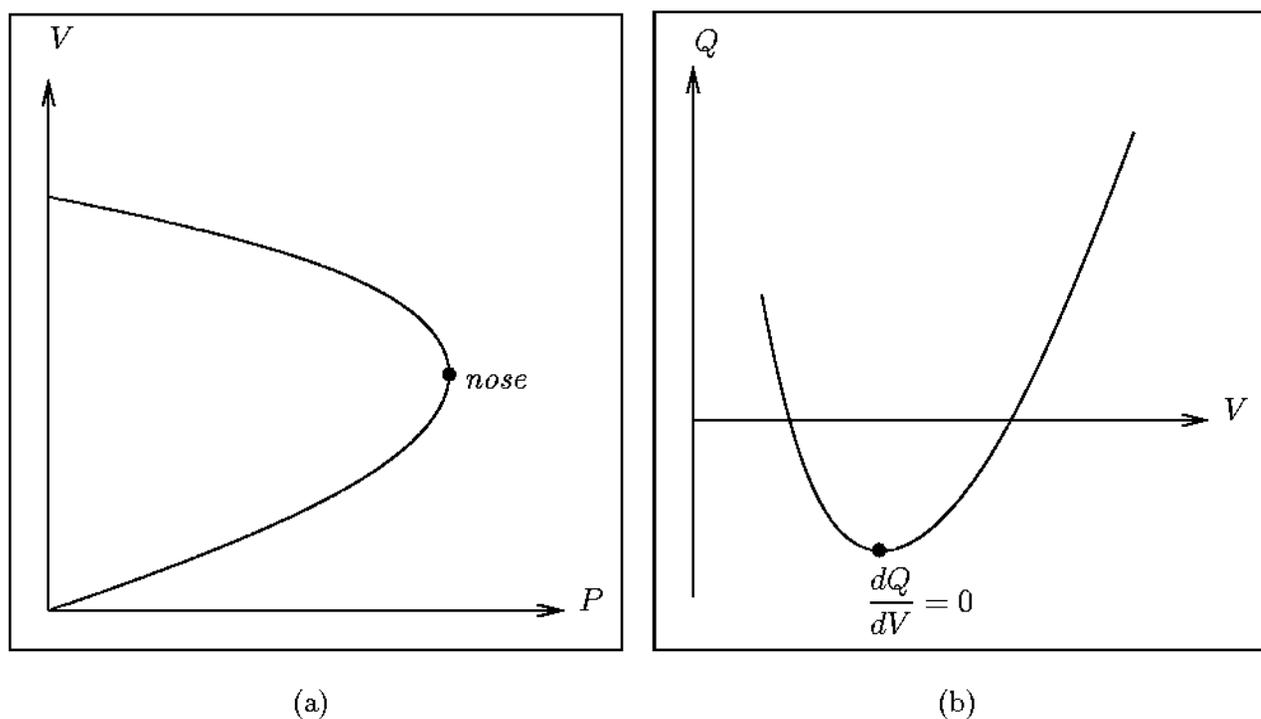


Figura 2.1: Ilustração genérica da (a) Curva PV e da (b) Curva VQ.

A estabilidade de tensão pode ser dividida em dois tipos, conforme será descrito a seguir:

### 2.2.2.1 Estabilidade de tensão de grandes distúrbios

A estabilidade de tensão de grandes distúrbios é a habilidade do sistema controlar tensões (alcançando níveis de regime permanente aceitáveis) depois da ocorrência de grandes distúrbios. Exemplos de grandes distúrbios são: faltas no sistema, perda de carga ou de geração e contingências. Depende das características de carga e das interações de proteções e controles contínuos e discretos (limitadores de corrente de campo, *under load tap changers* (ULTC)). Requer o exame do desempenho dinâmico não linear do sistema por um período de tempo suficiente para capturar as interações entre tais dispositivos. O tempo de estudo vai de poucos segundos (transitório) a dezenas de minutos (longo-prazo). Simulações dinâmicas de longo prazo são exigidas devido as características

altamente não-lineares. Este trabalho se enquadra no contexto de estabilidade de tensão de grandes distúrbios: após a ocorrência da contingência, caso haja o ponto de equilíbrio, analisa-se as condições do sistema, verificando se são piores ou não do que após a ocorrência de outra contingência.

### 2.2.2.2 Estabilidade de tensão de pequenos distúrbios

A estabilidade de tensão de pequenos distúrbios é a habilidade do sistema controlar tensões depois da ocorrência de pequenos distúrbios. Exemplo de pequena perturbação é mudança incremental (gradual) na carga do sistema. Depende das características das cargas e dos controles contínuos e discretos em um determinado instante de tempo. O processo básico de contribuição para instabilidade de tensão de pequenos distúrbios é essencialmente de natureza de regime permanente. Conseqüentemente, as análises estáticas (regime permanente) podem ser efetivamente usadas para determinar as margens de estabilidade, identificar fatores que influenciam a estabilidade, e examinar uma ampla faixa de condições do sistema e grande número de cenários pós-contingência [1].

### 2.2.2.3 Métodos de análise de estabilidade de tensão

Antes a estabilidade de tensão ou de carga era associada somente a sistemas fracos e linhas longas. Hoje, devido a altos carregamentos, é uma preocupação para redes modernas em geral. Pode ser analisada por métodos estáticos e dinâmicos. As dinâmicas que influenciam a estabilidade de tensão são usualmente lentas. Assim muitos aspectos dos problemas podem ser analisados eficientemente por métodos estáticos, os quais examinam a viabilidade do ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação específica do sistema de potência. Também permitem o exame de uma ampla extensão das condições do sistema e podem fornecer compreensão da natureza do problema e identificar os fatores que contribuíram para a instabilidade. As derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo anulam-se, assim as variáveis de estado assumem valores apropriados para o novo ponto de equilíbrio. As equações globais reduzem-se a equações puramente algébricas permitindo o uso de técnicas de análises estáticas.

Métodos estáticos baseados em fluxo de potência geralmente fornecem resultados mais conservadores do que métodos dinâmicos, visto que muitos fatores que têm considerável efeito sobre a estabilidade de tensão são ignoradas no cálculo do fluxo de carga. Mas os métodos estáticos são amplamente usados pois fazem uma análise aproximada, porém rápida do ponto de vista computacional.

Entre os métodos de análise de estabilidade de tensão estão aqueles que avaliam as margens de estabilidade de tensão [6–8] e os que calculam índices de proximidade à estabilidade de tensão [4, 9, 10].

Índices para a previsão da margem de estabilidade a partir de um dado ponto de equilíbrio, ou para a indicação do grau de estabilidade de um determinado ponto de operação, com comportamento linear ou quase linear que seja eficaz para sistemas de grande porte ainda não foram identificados. A principal razão é o fato de que na região próxima ao limite de estabilidade, os sistemas apresentam um comportamento extremamente não linear [5]. Entretanto, existem alguns índices que fornecem indícios da proximidade ao colapso de tensão. Os cálculos computacionais de alguns destes índices não requerem uso de equivalentes nem de manipulações de matrizes, sendo muito simples e rápidos.

Isto os torna muito atraentes e úteis para análise de segurança quanto à estabilidade de tensão em tempo real. O capítulo 4 apresenta simulações e resultados para dois índices de estabilidade de tensão proposto em [10] baseados nos fluxos ativo e reativo através do ramo. Mostra-se que os índices podem ser uma ferramenta útil para operadores e planejadores de sistema para avaliar as condições de operação de sistemas e para determinar ações de reforços.

Exemplos de métodos que empregam a análise estática são:

**Análise da sensibilidade Q-V** nos quais elementos da matriz Jacobiana fornecem a sensibilidade entre fluxo de potência e mudanças nas tensões do barramento. O sistema apresenta tensões estáveis se a sensibilidade Q-V é positiva para todas as barras, ou seja, quando a injeção de potência reativa é aumentada, a magnitude de tensão aumenta. Se pelo menos uma barra apresenta sensibilidade negativa o sistema está com tensões instáveis.

**Análise do fluxo de carga continuado** Como o cálculo de fluxo de carga convencional é propenso a problemas de convergência nas condições de operação próximas ao limite de estabilidade, os algoritmos de fluxo de potência da continuação utilizam equações do fluxo de carga reformuladas de modo a permanecerem bem condicionados em todas possíveis condições de carregamento. Desta forma, é possível obter a solução para pontos de equilíbrio instável bem como estável (porções inferior e superior da curva PV, respectivamente). O algoritmo utiliza um processo iterativo utilizando um passo preditor para estimar a solução, a partir da solução inicial e um passo corretor então determina a solução exata.

**Análise modal** a qual é útil na identificação de áreas críticas em relação à estabilidade de tensão e dos elementos que participam em cada modo. Com base na análise modal pode-se obter:

**Fator de participação do barramento** determina as áreas associadas com cada modo. O fator de participação do barramento em um determinado modo indica a eficiência de ações restaurativas aplicadas no barramento na estabilização do modo.

**Fator de participação de ramo** indica para cada modo, quais ramos consomem mais potência reativa em resposta a uma mudança incremental na carga reativa. Ramos com valores altos indicam alto carregamento, ou ligações fracas. São úteis para identificação de medidas corretivas para aliviar problemas de estabilidade de tensão e para seleção de contingências.

**Fator de participação de gerador** indica para cada modo, quais geradores suprem mais potência reativa em resposta a mudança incremental no carregamento reativo do sistema. Fornecem informações importantes considerando uma distribuição adequada de reservas de reativos entre todas as máquinas a fim de manter uma adequada margem de estabilidade de tensão.

Para grandes sistemas o número de curvas VQ a serem calculadas no intuito de achar a área com problema é elevado. O problema do método de análise do fluxo de carga da continuação consiste em ser um processo que, geralmente, exige muito tempo computacional. Já o método de análise modal, identifica mais facilmente, as áreas que são potencialmente críticas.

Os métodos dinâmicos são úteis para o estudo detalhado das situações específicas do colapso de tensão, a coordenação da proteção e os controles e os testes de medidas de reparação (*remedial measures*). Também permitem examinar se e como o ponto de equilíbrio de estado permanente é alcançado.

Métodos de simulação não linear no domínio do tempo sempre manterão o seu prestígio para estudos de estabilidade de tensão, visto que fornecem a resposta mais fiel do comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de qualquer tipo de perturbação. São os únicos capazes de retratar cronologicamente, com precisão, os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo informações úteis para a coordenação de dispositivos de controle e de proteção bem como representam uma ferramenta indispensável para estudos de casos críticos e específicos onde métodos estáticos omitem detalhes importantes. Entretanto, requerem uma grande quantidade de tempo computacional, o que o torna inadequado para análise de uma grande quantidade de cenários. Além disso, não fornecem facilmente e com precisão adequada a distância do ponto de operação ao limite de estabilidade, chamada de margem de estabilidade. Esta tarefa é realizada de forma eficaz através dos métodos estáticos de cálculo de curvas PV e VQ [5].

### 2.2.3 Descrição do fenômeno físico do colapso de tensão

A instabilidade de tensão se caracteriza em uma queda progressiva da tensão, ou seja, desequilíbrio e variação do perfil de tensões do sistema. A falta de suporte local de potência reativa, bem como o excesso de potência reativa fluindo são responsáveis pela instabilidade de tensão. O fenômeno de instabilidade de tensão, conhecido como colapso de tensão, é geralmente associado com a incapacidade de se prover potência reativa às áreas fracas. O colapso de tensão é uma instabilidade do sistema, embora as causas sejam provenientes de uma área local. Engloba vários componentes da rede e ocorre tipicamente quando há carregamento pesado no sistema e/ou defeito, falta ou limitação de produção, transmissão e consumo de potência reativa. Várias mudanças no sistema podem contribuir para que a demanda de reativos não seja atendida, conseqüentemente agravando o quadro para o colapso de tensão, como por exemplo:

- quando os limites de reativos dos geradores, dos compensadores síncronos e *static var compensator* (SVC) são atingidos, devido à redução da potência reativa produzida pelos capacitores na ocorrência de tensões baixas.
- quando há redução da capacidade de transmissão, o que ocasiona altas perdas de potência reativa devido a linhas de transmissão sobrecarregadas, possíveis saídas de linhas ou geradores, aumento da carga, restabelecimento de cargas dinâmicas ou a ação de transformadores ULTC.

Analisando a figura 2.2, a qual ilustra a curva PV, percebe-se que à medida que se aumenta o valor da potência de carga, tem-se uma queda na magnitude da tensão em regime permanente. O sistema entra em colapso quando atinge o ponto crítico, ou seja, a potência adicional necessária para o suprimento de carga crescente não pôde mais ser transmitida. Ocorre então, do ponto de vista dinâmico, uma significativa queda de tensão. Assim, toda potência gerada fornecida é convertida em perdas ativas. Se a carga é modelada como injeção de potência constante, quando a demanda de potência da carga aumenta, as perdas ativas nas linhas causam uma sensível queda de tensão nas barras, a qual provoca um aumento das correntes nas linhas, que implica em maiores perdas. Este processo resulta no afundamento das tensões, e se nenhuma ação corretiva for tomada, ocorre o colapso de tensão. Ressalta-se que quanto mais próximo o dispositivo de controle estiver da área mais fraca, maior o efeito das ações corretivas [12].

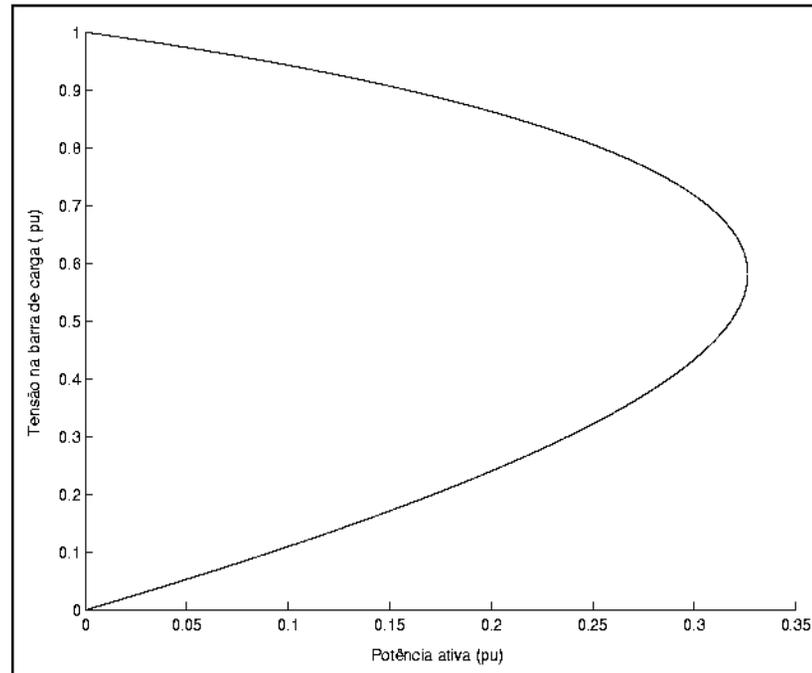


Figura 2.2: Curva PV.

O colapso de tensão pode ou não ser o resultado final da instabilidade de tensão. A. Mohamed *et al* em [13] exemplifica que o colapso pode também ocorrer devido somente ao aumento na demanda de potência ativa e não necessariamente devido somente a alta demanda de potência reativa. O. Nema *et al* em [12] mostra que não há necessariamente uma relação entre a proximidade ao colapso e a magnitude da tensão para uma barra, não sendo correto tomar as magnitudes das tensões nas barras como indicadores de susceptibilidades ao colapso, ou seja, embora uma barra seja mais fraca com relação ao colapso de tensão, a tensão nesta barra pode ser maior do que em uma barra mais forte. As tensões nos barramentos de um ramo podem estar dentro dos limites aceitáveis, mas com a margem pós-contingência do ramo pequena, neste caso, o ponto de colapso está muito próximo e fazer uma análise pelos valores de tensão resultaria em uma análise incorreta.

O colapso de tensão pode ocorrer nas seguintes escalas de tempo, identificando a presença de alguns componentes fundamentais do sistema, ou seja:

- Escala de tempo transitória
  - Segundos - transitórios eletromecânicos - geradores, reguladores, máquinas de indução, envolvimento de eletrônica de potência através de SVC e HVDC.
- Escala de tempo de médio prazo
  - Dezenas de segundos - dispositivos de chaveamento discreto, tais como *load tap-changer* (LTC) e limitadores de excitação.
- Escala de tempo de longo prazo
  - Minutos - restabelecimento de carga.

O colapso de tensão pode ocorrer na escala de tempo transitória somente ou na escala de tempo de longo prazo, nesta podendo incluir efeitos da escala de tempo transitória. Por exemplo, um

colapso de tensão lento acontecendo a vários minutos, em decorrência de mudanças no sistema pode terminar em um colapso de tensão rápido. Transitórios eletromecânicos sobre linhas de transmissão e transitórios de frequência síncrona tais como componentes DC de correntes de curto-circuito ocorrem muito rápido para serem importantes no colapso de tensão. Assim, analisa-se tensões e correntes no regime permanente senoidal através de fasores. Já o aumento de carga na escala de tempo à longo prazo pode ser significativo no colapso de tensão.

Algumas medidas corretivas fundamentais na operação do sistema previnem o colapso de tensão, tais como: aplicação de dispositivos de compensação de potência reativa; controle das tensões da rede e saída reativa de geradores; sobrecarga temporária da potência reativa de geradores; re-despacho da geração; coordenação entre equipamentos de proteção e controle baseadas nos estudos de simulação dinâmica; controle de mudança de *tap* de transformadores; corte de carga na sub-tensão; manutenção adequada da margem de estabilidade de tensão; manutenção de reserva girante de potência reativa na operação de geradores. A escolha apropriada das ações corretivas podem ser tomadas pelos operadores tendo como base índices relacionados com a estabilidade de tensão.

Os níveis das magnitudes de tensão são viáveis caso encontrem-se em uma faixa específica em torno do seu valor nominal. Para sistemas de transmissão o nível é normalmente regulado dentro de 5% do valor nominal [15]. Alguns dispositivos utilizados para controle de nível de tensão incluem controle de reativos estáticos, geradores, transformadores ULTC, bancos de capacitores e reatores estáticos ou não. Problemas de tensão baixa ocorrem quando tensões em alguns pontos do sistema estão abaixo do limite inferior, mas há um ponto de operação estável. Existe apenas uma sobreposição parcial nas ações de controle as quais resolvem este problema e o do colapso de tensão. Encontra-se certa dificuldade às vezes de distinguir e resolver o problema. O aumento da margem de carregamento do colapso através de capacitores *shunts* tornam-se mais efetivos em tensões mais altas. Para aumentar o nível de tensão através da ação de mudança de *tap* em transformadores, pode-se diminuir a margem do colapso pelo efeito de aumentar a demanda de reativos.

#### 2.2.4 Modelamento do colapso de tensão

As funções de energia, por exemplo, podem ser utilizadas como índice para monitorar a proximidade ao colapso de tensão. Trata-se de uma técnica baseada na teoria de estabilidade de *Lyapunov* e originalmente desenvolvida para análise direta de estabilidade de sistemas de potência [15].

Os métodos da continuação tem o potencial de calcular margens de carregamento para o colapso. Entretanto, estes métodos não levam em conta a dependência de tempo dos eventos. O colapso de tensão pode ser causado por uma cascata de mudanças no sistema. Contingências em cascata são complexas e algumas vezes difíceis de reproduzir e analisar, como uma determinada série de contingências dependente de uma seqüência particular de eventos interdependentes. Então utiliza-se simulações no domínio do tempo para precisamente realizar a seqüência de eventos para cada contingência em cascata.

O colapso de tensão é um fenômeno inerentemente não linear, sendo natural utilizar técnicas dinâmicas de análise não linear, tais como teoria da bifurcação e técnicas de inteligência artificial. Contudo, tais teorias são mais difíceis de compreender e usar.

O modelo de fluxo de carga não representa precisamente os dispositivos e controles que conduzem ao problema de colapso de tensão, tais como cargas, geradores e reguladores de tensão. Mas são amplamente utilizados em estudos do colapso de tensão, por permitir uma análise rápida e aproximada das mudanças nas condições de operação iniciais as quais podem levar o sistema ao colapso.

### 2.2.5 Margem de estabilidade de tensão

A margem de estabilidade de tensão é uma medida de quanto próximo o sistema está da instabilidade de tensão, definida como a diferença entre os valores dos parâmetros fundamentais do sistema na condição de operação corrente (atual) e no ponto crítico da estabilidade de tensão. Entende-se como parâmetros fundamentais do sistema, aqueles baseados na curva PV, tais como carga local, fluxo de potência, e/ou baseados na curva VQ, tal como injeções de potência reativa. Vários programas de simulação baseados em ferramentas estáticas (fluxo de potência) tal como *Voltage Stability program (VSTAB)* [16], ou dinâmicas (domínio do tempo) como *Extended Transient/Midterm Stability Program (ETMSP)* [17] ou quasi-dinâmica (rápido domínio do tempo) [18] podem ser usados para calcular a margem de estabilidade de tensão do sistema. Devido ao fato das simulações no domínio do tempo gastarem muito tempo de CPU, é impraticável calcular a margem para todos os casos de contingências. Um método prático é usar uma ferramenta baseada no cálculo de fluxo de potência a fim de determinar a margem para o caso base e para os todos os casos de contingências possíveis e utilizar a simulação no domínio do tempo para comparar os resultados do fluxo de carga de poucas contingência críticas selecionadas, para determinar a cronologia da instabilidade de tensão [15].

O critério da estabilidade de tensão define qual margem é considerada suficiente para a segurança de tensão do sistema, especifica que as tensões dos barramentos devem permanecer dentro de uma certa porcentagem do valor nominal (pré-contingência) e determina que as reservas de potência reativa de fontes VAR devem permanecer em um determinado valor percentual acima da potência de saída reativa. O critério de estabilidade de tensão deve ser selecionado de forma a fornecer segurança adequada sem desnecessariamente restringir a operação do sistema.

### 2.2.6 Uma visão básica da teoria de bifurcações

Uma bifurcação é uma mudança qualitativa no sistema, tal como quando um ponto de equilíbrio desaparece (bifurcação de sela-nó) ou o estado em regime permanente muda de um ponto de equilíbrio para uma oscilação (bifurcação de Hopf).

A teoria de bifurcações assume que parâmetros do sistema variam lentamente e descrevem mudanças qualitativas tais como perda de estabilidade. Em uma bifurcação *saddle-node*, o equilíbrio de operação estável desaparece como mudança de parâmetro, e conseqüentemente os estados do sistema entram em colapso dinamicamente, o que explica a queda dinâmica das magnitudes de tensão no colapso de tensão. Na bifurcação *Hopf*, um equilíbrio estável torna-se oscilatoriamente instável e as conseqüências são oscilações estáveis ou oscilações crescentes. Bifurcações não levam em conta os grandes distúrbios encontrados em muitos colapsos de tensão. Como inicialmente os colapsos de tensão têm um período inicial de lenta queda da tensão. A idéia é dividir as dinâmicas

em lenta e rápida. A escala de tempo lenta-rápida sugere que se ações corretivas sejam tomadas inicialmente, a estabilidade do sistema pode ser restaurada durante o período de dinâmica lenta [15].

O estudo da estabilidade de tensão utilizando métodos para identificação de bifurcações locais através do modelo dinâmico linearizado, ou mesmo para a identificação de todos os possíveis tipos de bifurcação através do modelo dinâmico completo não linear deixaram de ter importância, exceto a bifurcação sela-nó, desde que o problema foi caracterizado como de resposta dinâmica normalmente lenta, devido principalmente à característica lenta de recuperação de potência das cargas agregadas. O problema de estabilidade de tensão vem sendo relacionado principalmente à ocorrência de uma bifurcação deste tipo na matriz de estados do modelo dinâmico linearizado. Esta bifurcação, satisfeitas algumas hipóteses, pode ser diretamente relacionada à singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga. Como consequência deste resultado, a maior parte dos estudos de estabilidade de tensão pode ser realizada através de métodos estáticos, baseados em cálculo de fluxo de potência [5].

## Capítulo 3

# Análise de segurança

### 3.1 Segurança de sistemas de potência

A energia elétrica apresenta a vantagem de ser transportada e controlada com relativa facilidade, com alto grau de eficiência e confiabilidade e a desvantagem de não poder ser armazenada convenientemente em quantidades suficientes. Assim, o sistema de potência elétrico converte a energia disponível naturalmente para a forma elétrica, transportando-a para os pontos de consumo. Isto tem que ser feito com custo e impactos ecológicos mínimos. Deve-se também manter reserva girante adequada de potência ativa e reativa, no intuito do sistema atender continuamente as mudanças de demanda de carga conservando a frequência e a tensão dentro de limites aceitáveis.

Até agora tem-se utilizado métodos determinísticos para avaliação da estabilidade. Contudo, métodos e critérios de avaliação probabilísticas tornam-se necessários devido ao crescimento de modelos interconectados, ao aumento da complexidade dos controles (incluindo esquemas de ações corretivas) e também por causa da desregulamentação, a qual provoca o aumento e a incerteza de transações de energia.

A segurança do sistema pode ser dividida em três principais funções que são executadas em centros de controle de operação (COS) [19]:

- monitoramento do sistema;
- análise de contingência;
- otimização de ações preventivas e corretivas.

Cada função será analisada detalhadamente nas seções 3.4, 3.5 e 3.6.

#### 3.1.1 Definição de contingência

Pode-se definir contingências como sendo eventos em que um ou mais equipamentos saem de operação de forma não esperada, resultando em uma mudança do estado de um ou mais elementos

do sistema de potência. Pode ser iniciada por um pequeno distúrbio, uma falta, ou uma ação de chaveamento. Como exemplo de uma contingência, pode-se citar a saída de operação de uma linha de transmissão devido a ocorrência de um raio em uma de suas torres.

As contingências podem ser classificadas como: *contingência simples*, quando somente um equipamento sai de operação (como uma linha de transmissão, ou uma unidade geradora), ou como *contingência múltipla* quando dois ou mais equipamentos saem de operação. Em sistemas de grande porte o número total de contingências que podem ocorrer é muito grande. O número de contingências simples, que já é elevado, deve ser somado ao número de contingências múltiplas resultante da combinação dos equipamentos dois a dois, três a três, e assim por diante. Para uma rede de grande porte, como é o caso do sistema interligado brasileiro, o número de contingências a ser analisado faz com que em princípio uma análise exaustiva dos efeitos de todas essas contingências seja impraticável. Assim, é uma prática geral realizar a análise (a) de todas as contingências simples e (b) das contingências múltiplas cujas ocorrências sejam mais prováveis, de acordo com critérios definidos pela própria empresa operadora da rede. Mesmo após a redução dos casos a serem analisados, o número total de casos continua elevado, especialmente para redes de grande porte. O problema se torna ainda mais grave no caso da operação em tempo real em que as restrições de tempo de computação são muito severas, ou seja, deve-se realizar muitos cálculos em um intervalo de tempo pequeno. Por isso o problema de análise de contingências, que é uma função a ser executada durante o ciclo de operação em tempo real, é amplamente conhecido como um dos processos de análise que demandam maior tempo de processamento [20].

Os sistemas de potência constantemente sofrem mudanças. A segurança dos sistemas é importante para mantê-los operando quando componentes falham, sendo assim, muitos equipamentos são protegidos por dispositivos automáticos ou manuais, no intuito de serem desligados se limites forem violados. Se um sistema continua operando com limites violados, devido a um evento, este pode ser seguido de uma série de ações futuras – *contingência em cascata*, que pode ocasionar a saída de vários outros equipamentos. Se este processo continua, o sistema inteiro ou grande parte dele pode sofrer colapso (blecaute). A maioria dos sistemas de potência são operados tal que uma contingência simples não provoca sobrecarregamento em outros componentes, para que não ocorra falhas em cascata.

## 3.2 Estados de operação de um sistema de potência e estratégias de controle

Para um planejamento adequado de controles, classifica-se a operação do sistema em seis estados. Os estados de operação da rede estão apresentados na tabela 3.1 da forma como são descritos em [21].

Tabela 3.1: Estados de operação da rede.

NÍVEL	ESTADO DE OPERAÇÃO	DESCRIÇÃO
1	Seguro	A carga é atendida. Todas as variáveis do sistema estão dentro da faixa normal. Não há violações de limites de operação. Nenhum equipamento é sobrecarregado. Possíveis contingências não causam violações das restrições.
2	Corretivamente seguro	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação. Violações causadas por possíveis contingências podem ser eliminadas por ações de controle sem perda de carga.
3	Alerta	A carga é atendida. Não há violações de limites de operação e todas restrições são satisfeitas. O nível de segurança está abaixo de um certo limite de adequação. Algumas violações causadas por possíveis contingências não podem ser eliminadas por ações de controle sem que haja perda de carga.
4	Emergência corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação que podem ser eliminadas por ações de controle sem perda de carga.
5	Emergência não corrigível	A carga é atendida. Há violações de limites de operação que não podem ser eliminadas sem que haja perda de carga.
6	Restaurativo	Não há violações de limites de operação. Ocorreu perda de carga.

Podem ocorrer transições de um estado para o outro. Naturalmente, deseja-se operar a rede sempre no nível seguro. No entanto, hoje em dia isso é praticamente impossível, devido aos altos índices de carregamento dos equipamentos da rede. É comum então a operação nos níveis corretivamente seguro e alerta, este último ocorrendo em horários de pico de demanda (carga pesada). Há situações em que a rede opera com violações de alguns limites de operação, tais como: sobrecargas em linhas de transmissão e em transformadores e sobre ou subtensões em barramentos. Tais violações podem ocorrer tanto em condições normais de operação quanto em situações de contingências. Naturalmente surge a idéia de se eliminar tais violações. A eliminação das violações é conseguida através da execução de ações de controle na rede. Por exemplo, pode-se: eliminar uma sobrecarga em uma linha de transmissão através de um redespacho da geração e eliminar uma violação de tensão através da mudança de *tap* de um transformador.

No estado alerta, a possibilidade de ocorrência de distúrbios aumenta por causa de condições adversas tais como aproximação de tempestade. Quando o sistema é enfraquecido a um nível onde uma contingência pode causar sobrecarga, o sistema entra no estado de emergência corrigível. Se o distúrbio é muito severo, o estado de emergência não corrigível pode resultar diretamente do estado alerta. No estado de emergência corrigível, ações de controle tais como: remoção de faltas, controle de excitação, *fast-valving*, corte de geração, modulação *high voltage direct current* (HVDC) podem restaurar o sistema para o estado alerta. Se as medidas acima não são aplicadas ou são ineficientes o sistema entra no estado de emergência não corrigível. Ações de controle tais como corte de carga e

separação de sistemas controlados são indicadas para evitar que aconteça contingências em cascatas ou até blecautes. No estado restaurativo ações de controle corretivas são tomadas para reconectar as instalações e restaurar as cargas. A transição do sistema deste estado para o estado normal ou para o estado alerta depende das condições do sistema [1].

### 3.3 Análise de segurança

A figura 3.1 mostra uma visão geral das funções de supervisão e controle executadas em um sistema de potência. A área sombreada corresponde ao processo de análise comumente denominado *análise de segurança*. A execução das funções de supervisão e controle na operação de redes em tempo real está sujeita a uma restrição severa de tempo, ou seja, as funções devem ser executadas o mais rapidamente possível. Por exemplo, a análise de segurança deve ser executada ciclicamente a intervalos de 15 a 30 minutos. Já o monitoramento do estado de operação da rede (configurador, estimador de estado) é executado a cada 15 segundos em média. Assim, torna-se necessário o desenvolvimento de funções de supervisão e controle cujas execuções sejam rápidas, sem no entanto perder a precisão necessária.

Com relação ao estado atual de desenvolvimento de funções, quatro delas em particular constituem desafios que requerem novas metodologias para suas utilizações em tempo real:

1. obtenção de estratégias de controle corretivo/preventivo (associada a processos de otimização);
2. obtenção de estratégias de análise eficientes para detecção de situações em que a rede poderá operar segundo os estados 2 e 3 (tabela 3.1) principalmente, ou seja, estados em que ocorrem violações;
3. avaliação de segurança de redes com relação à estabilidade de tensão;
4. avaliação de segurança dinâmica de redes (associada à estabilidade transitória).

A dificuldade básica reside na complexidade dos modelos e métodos de solução disponíveis, que os tornam incompatíveis com as severas restrições de tempo da operação em tempo real.

Este trabalho de pesquisa aborda o item 3.

#### 3.3.1 Avaliação da estabilidade de tensão *on-line*

A avaliação da estabilidade de tensão *on-line* consiste em determinar a segurança da tensão em uma determinada condição, verificando se houve violação do critério da estabilidade de tensão. Se é determinado que o sistema apresentará tensões instáveis devido a ocorrência de uma contingência, ações de controle preventivas e/ou corretivas deverão ser tomadas para melhorar a segurança de tensão do sistema.

- **Ações de controle corretivas** mantêm a estabilidade de tensão do sistema, eliminando a violação após esta ter sido detectada, tanto em condições normais de operação como no caso

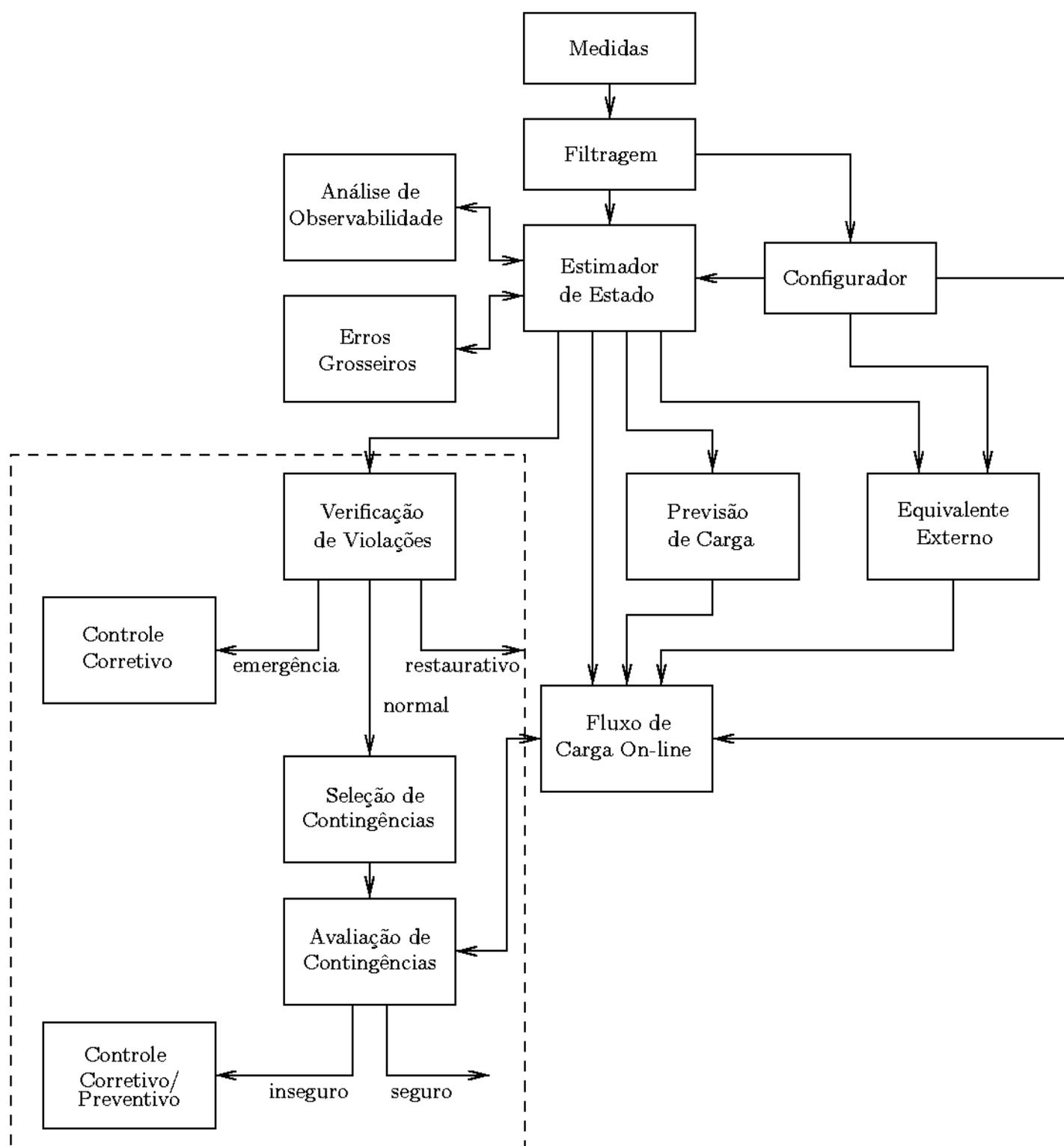


Figura 3.1: Funções de supervisão e controle de rede.

de contingências severas e inesperadas acontecerem. O objetivo é estabilizar o sistema de potência não estável conduzindo a trajetória do sistema para um novo ponto de equilíbrio estável. Relaciona-se com a factibilidade do sistema.

- **Ações de controle preventivas** movem o estado do sistema para um ponto de operação com tensões seguras, mudando o ponto de operação corrente da rede e evitando o surgimento de violações caso contingências venham a ocorrer. O objetivo é impedir a instabilidade de tensão antes dela efetivamente ocorrer.

A utilização de métodos híbridos empregando ações preventivas e corretivas juntas constitui em solucionar um problema de otimização que leva em consideração os custos da ação preventiva e da ação remedial [2].

As ações de controle corretivas e/ou preventivas têm seu lugar entre uma série de funções de supervisão e controle de rede que são executadas nos Centros da Operação do Sistema (COS). A tendência mundial é que tais funções sejam executadas com eficiência em tempo real.

### 3.4 Monitoração de sistemas de potência

Através do monitoramento são realizadas medidas em tempo real das grandezas físicas no sistema de potência e posterior filtragem a qual confere a racionalidade e consistência dos dados. Então ocorre o processamento para obter uma estimativa das variáveis de estado. Um fluxo de carga *on-line* é utilizado para avaliar se o estado de operação é seguro ou não [22].

O monitoramento de segurança deve ser capaz de aplicar múltiplas regras pré-especificadas para avaliar as condições de segurança do sistema de potência, fornecendo aos operadores informações atualizadas, sendo uma delas com relação à segurança de tensão. As regras devem operar sobre os dados do sistema pré e pós-contingência e/ou com índices calculados na seleção e/ou análise de contingência. Também deve ser capaz de estabelecer as margens, sensibilidades e outros sinais que são necessários no cálculo de vários limites de operação, tais como aqueles para o cálculo da capacidade de transmissão disponível (*available transfer capability* (ATC)).

Mesmo quando o estado do sistema está com tensões seguras, é desejável conhecer quanto o estado do sistema pode mover ao longo do seu ponto de operação e ainda permanecer com tensões seguras. Isto é particularmente verdade em ambiente de acesso aberto de transmissão onde o cálculo da ATC deve levar em conta adequadas margens de estabilidade de tensão estática e dinâmica. Quando necessário, ações de controle (preventivo) devem ser tomadas para expandir a região de segurança ao redor do ponto de operação [15].

Alguns processos compõem o monitoramento do sistema. A transmissão de dados e medidas até o centro de controle faz parte do sistema de telemetria. A estimação de estado é freqüentemente usada para combinar os dados telemedidos com modelos do sistema para produzir a melhor estimativa (no sentido estatístico) das condições atuais (estado). Já a supervisão dos sistemas de controle permite os operadores controlar os circuitos remotamente. Juntos estes processos são referidos como *Supervisory control and data acquisition system* (SCADA), o qual ajuda os operadores a monitorar a geração e transmissão e também a tomar decisões para corrigir sobrecargas ou tensões fora do limite [19].

### 3.5 Análise de contingências

É importante identificar as contingências que conduzem o sistema a condições de operação anormais ou próximas do ponto crítico.

Caso a rede se encontre em um ponto de operação que corresponda aos estados 1, 2 ou 3 da tabela 3.1 (carga atendida e não há violações dos limites operacionais), deve-se verificar qual seria o efeito da ocorrência de contingências na rede, sob o ponto de vista de violações dos limites operacionais. Este tipo de análise é denominado de *análise de contingências*, ou seja, simula-se a ocorrência de contingências e avalia-se seu impacto sobre a operação da rede. Permite que o sistema seja operado defensivamente. Os limites operacionais normalmente levados em conta na análise de contingências são as sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores (violação de MW) e sobre ou subtensões em barramentos (violação dos limites de tensão).

O método mais adequado utilizado para analisar a contingência pode ser: estático (estado permanente) ou dinâmico. A análise estática pode incluir métodos de fluxo de potência, análises de sensibilidade, bem como a análise tradicional das curvas PV e VQ. Simulações dinâmicas devem fornecer análises dinâmicas lentas e rápidas, preferivelmente com ajuste de passo de tempo automático. Se a dinâmica é lenta o passo de análise pode ser aumentado, caso seja rápida, o passo menor permite realizar uma análise mais detalhada.

As redes elétricas de potência atuais são projetadas de forma que elas possam suportar todas as contingências simples, ou seja, a saída de um único equipamento não deve causar nenhum tipo de violação de limites operacionais. Neste caso a rede também é chamada de segura ( $n - 1$ ). Durante certos períodos de tempo, a rede pode vir a operar sob condições não usuais, como por exemplo quando equipamentos estão fora de serviço para manutenção ou mesmo devido à ocorrência de uma contingência anteriormente. Neste caso, a rede pode tornar-se vulnerável a certas contingências simples, além das contingências múltiplas. Por essa razão, deve-se em princípio analisar todas as contingências.

A análise de contingências pode ser realizada classicamente através da resolução de um problema de fluxo de carga para cada contingência da lista de contingências mais prováveis. Em seguida é feita a verificação de possíveis violações, tarefa bastante simples de ser realizada. No ambiente de operação em tempo real, entretanto, múltiplas resoluções de problemas de fluxo de carga tornam-se impraticáveis devido às restrições de tempo de computação. Como consequência desta limitação, inúmeros trabalhos de pesquisa têm sido realizados na área de análise de contingências nos últimos anos.

Um procedimento já bem aceito de análise de contingências é dividir o processo em diferentes níveis e em cada um desses níveis um modelo apropriado de rede assim como uma técnica de cálculo e análise de resultados são utilizados. A figura 3.2 mostra esta divisão em níveis de forma genérica.

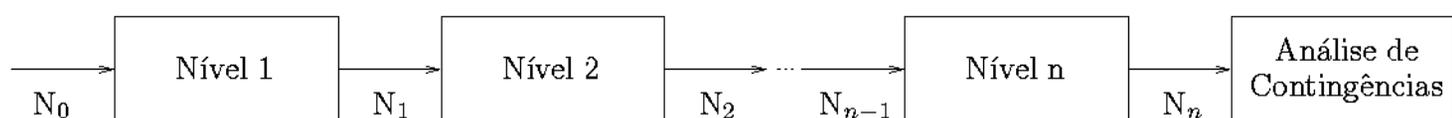


Figura 3.2: Diferentes níveis de análise de contingências.

De acordo com a figura 3.2 a lista completa de contingências (ou de contingências mais prováveis)  $N_0$  é inicialmente analisada através de um método muito simples e rápido do ponto de vista de tempo computacional (Nível 1). As contingências são classificadas de acordo com algum critério que leve em conta os seus impactos sobre a operação da rede, em particular no que se refere a violações dos limites operacionais. Aquelas consideradas mais severas farão parte de uma nova lista  $N_1$ . As demais (que não aparecem em  $N_1$ ) são consideradas contingências cujas ocorrências são inofensivas do ponto de vista operacional e não são mais consideradas. As contingências da lista  $N_1$  são então submetidas a uma nova análise (Nível 2), cujo modelo adotado já é um pouco mais elaborado que o do Nível 1, e como resultado é produzida uma nova lista ( $N_2$ ) menor que  $N_1$ , contendo as contingências mais severas segundo o novo modelo mais elaborado. O processo se repete, sempre com modelos mais elaborados a cada passo, até que, após o (Nível  $n$ ), uma lista  $N_n$  é produzida e contém as contingências consideradas mais severas, e que merecem uma análise bastante detalhada a fim de se verificar as reais violações e elaborar estratégias preventivas/corretivas. As contingências da lista  $N_n$  são submetidas então à análise de contingências clássica, ou seja, resolve-se um problema de fluxo de carga completo para cada uma delas.

A análise de contingência consiste em prever os efeitos das contingências. Para cada contingência testada, o procedimento de análise de contingências checa os fluxos nos ramos e tensões nodais comparando com seus limites.

Para diminuir o tempo de processamento nas análises de contingências pode-se utilizar o fluxo de carga DC, quando somente o fluxo ativo é de interesse. Outra maneira seria a utilização de processamento paralelo ou distribuído.

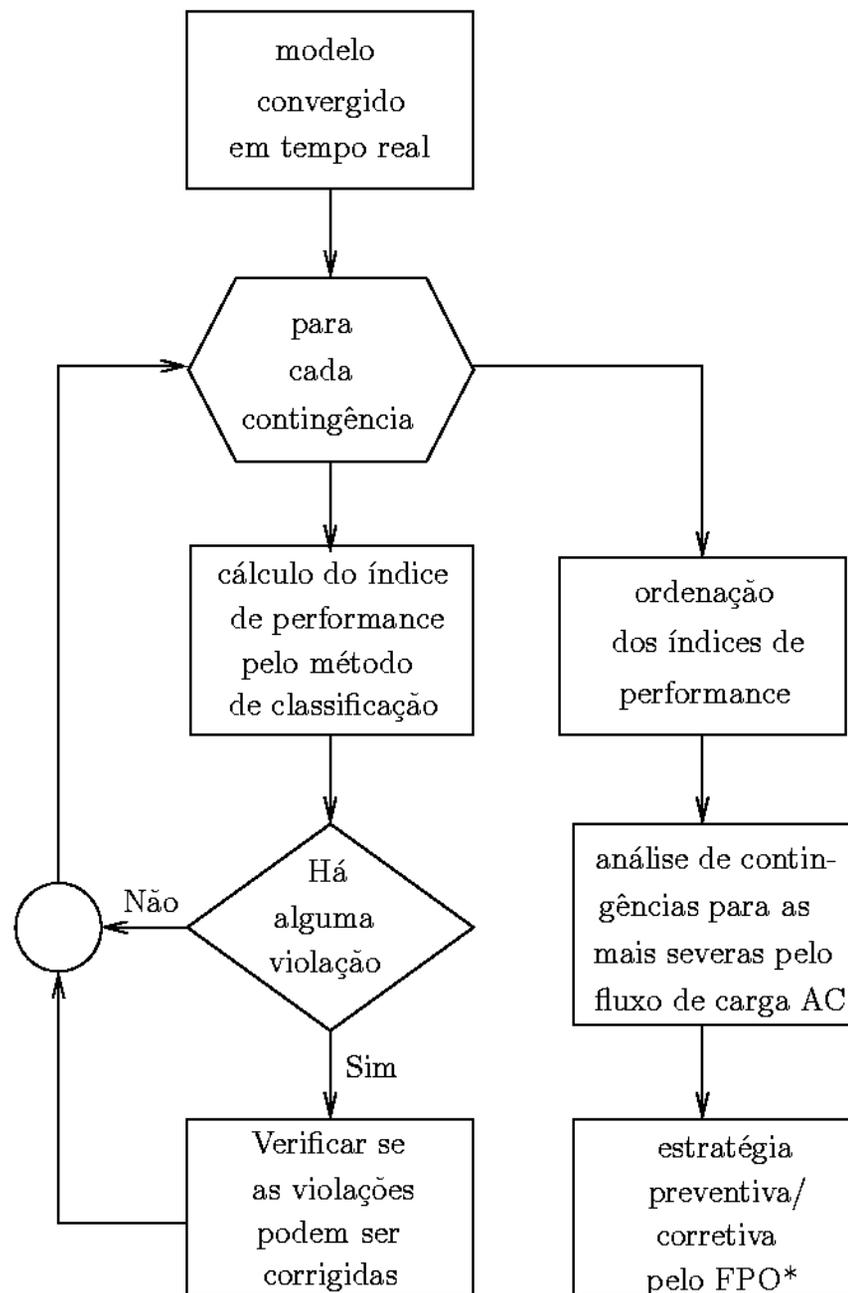
Caso seja detectado o aparecimento de violações após a ocorrência de uma certa contingência ou as condições de operação pós-contingência serem consideradas inadequadas, três tipos de atitude podem ser tomadas pelo operador [21]:

- desenvolver uma estratégia corretiva, que será usada caso a contingência realmente ocorra;
- desenvolver uma estratégia preventiva, e implementá-la imediatamente, de forma que a contingência passe a não provocar mais violações;
- não fazer nada, já que a ocorrência de contingências é um fato pouco comum e é mais provável que o estado de operação da rede mude antes que ocorra qualquer contingência.

De acordo com a figura 3.3, uma vez conhecido o estado de operação corrente da rede (comumente chamado de caso base), pode-se iniciar o processo de análise de segurança, que começa com a verificação de violações de seus limites operacionais. Em caso positivo, ações de controle devem ser realizadas de forma a eliminar as violações que foram detectadas. Há situações em que uma das únicas ações para retornar a operação para o estado normal é o corte de carga.

Em [23, 24] é abordado o fato de que, apesar dos piores casos de contingências apresentarem um alto índice de performance, estes podem ser facilmente corrigíveis. Já as contingências que não foram marcadas para análise adicional no processo de seleção, por serem ordenadas com um baixo índice de performance podem ser não corrigíveis por controles usuais, assim estratégias preventivas devem ser desenvolvidas.

Uma proposta de um processo de análise de contingências é mostrado na figura 3.3



\*Fluxo de Potência Ótimo

Figura 3.3: Fluxograma do processo de análise de contingência.

### 3.6 Otimização de ações preventivas e corretivas

Programas que são capazes de ajustar os controles na operação do caso base ou pré-contingência para prevenir violações nas condições pós-contingências são chamados *security-constrained optimal power flows* (SCOPF). Estes programas geralmente fazem mudanças no despacho ótimo de geração, potência ativa e tensão do gerador, *tap* de transformador, intercâmbio, entre outros ajustes. Concomitantemente com as funções de monitoramento e análise de contingências formam uma ferramenta eficaz para a segurança de sistemas de potência [19].

Um método que lida com situações infactíveis é proposto em [25]. Caso ocorram estas situações, ações de controle apropriadas devem ser eficientemente obtidas e rapidamente implementadas. Para se conseguir isto é necessário (a) quantificar o grau de infactibilidade (GI) do sistema, e (b) determinar uma estratégia de controle corretivo para colocar o sistema de volta à região de operação factível. GI é determinado através da menor distância entre o ponto de operação infactível e a fronteira de factibilidade no espaço de parâmetros (de carga). Fontes de reativos, mudança em *tap* de transformadores e corte de carga são os controles, em geral, disponíveis. A busca dos controles mais apropriados é baseada na idéia da localização adaptativa.

### 3.7 Seleção de contingências

O processo de análise simplificada que envolve os Níveis de 1 a  $n$  é normalmente chamado de *seleção de contingências* (também conhecido como *screening*). Trata-se de um procedimento executado antes da análise de contingência e consiste em calcular aproximadamente as condições de operação pós-contingência para uma lista de contingências pré-definida e classificá-las de acordo com alguns critérios, de modo que somente as mais severas delas sejam submetidas à análise de contingências. Esta classificação é baseada nos índices de performance, aos quais são computados para cada contingência e refletem a severidade das violações. Na prática é comum adotar-se somente um nível para a seleção de contingências (ver figura 3.2) antes da análise de contingências. O estado pós-contingência da rede na seleção de contingências é normalmente obtido através do cálculo de fluxo de carga pelo método desacoplado rápido [26]. No caso da seleção visar somente a obtenção de violações de fluxo de potência em ramos, somente uma iteração ativa é realizada. No caso de se desejar também obter as violações de tensão, uma iteração ativa e uma iteração reativa são realizadas [27]. Em todos os casos as técnicas de vetores esparsos [28] têm-se mostrado extremamente úteis e tornam o processo de cálculo ainda mais eficiente. As condições de operação aproximadas (pós-contingência) podem ser obtidas pela execução de uma iteração do fluxo de carga [29].

A seleção de contingências normalmente é realizada somente para as contingências simples (saída de algum equipamento). Com relação às contingências múltiplas, em geral estas não são submetidas ao processo de seleção de contingências, sendo analisadas diretamente através de um método detalhado (análise de contingências). Além disso, as contingências múltiplas a serem analisadas são escolhidas com rigor, de forma que somente aquelas cujas ocorrências são muito prováveis sejam incluídas. Por exemplo, a saída de duas linhas de transmissão em paralelo que utilizam as mesmas torres de transmissão constitui uma contingência múltipla a entrar na lista das mais prováveis. No caso de estudo de estabilidade de tensão, as contingências devem ser classificadas quanto a contingências inseguras (causa tensões instáveis) e seguras (tensões estáveis).

O problema metodológico encontrado é a seleção das contingências mais críticas, a colocação de muitos casos na lista menor a ser analisada detalhadamente, apesar de ser um método conservador, faz com que o tempo alocado para a análise de segurança seja ultrapassado. Ao contrário, quando casos críticos não aparecem na lista menor, a análise de contingência não executa o estudo de tais contingências e os operadores não são alarmados quanto a possíveis problemas sérios.

### 3.7.1 Índices de performance

Normalmente a classificação das contingências (*ranking*), feita pela seleção de contingências, é realizada com base no cálculo dos chamados *índices de performance* (na prática conhecidos por sua denominação inglesa *performance indices* (PI)) para cada uma delas. PI é um escalar que reflete o montante de violações ou a variação na margem de estabilidade que ocorrerá caso a contingência considerada venha a ocorrer. É uma medida de quanto uma contingência em particular pode afetar o sistema de potência. As contingências com os maiores valores de PI são consideradas as mais severas. Sabe-se também que, especialmente para redes de grande porte, a maioria das contingências acabam tendo um PI pequeno, ou seja, a ocorrência da maioria delas não resulta em violações ou instabilidade de tensão. Daí a importância de se evitar uma análise detalhada e demorada de casos sem nenhum impacto no que diz respeito a violações ou estabilidade de tensão. O procedimento de seleção constitui no cálculo dos PI para cada contingência e a ordenação em ordem decrescente. As linhas correspondentes ao topo da lista são então candidatas a compor a lista menor a ser analisada detalhadamente pelo processo de análise de contingências.

Vários trabalhos podem ser encontrados na literatura abordando alguns tipos de dificuldades encontradas na classificação de contingências, como por exemplo o mascaramento (*masking effect*). O mascaramento consiste na dificuldade de diferenciar uma contingência que resulta em várias pequenas violações de outra que resulta em uma única grande violação. Existem propostas de formulações para o cálculo de PI que tentam minimizar este problema.

Como o processo de seleção de contingências resulta em uma economia de tempo computacional considerável, o tema recebeu atenção especial dos pesquisadores ultimamente. As referências [30–34] representam alguns dos esforços realizados para aumentar a eficiência segundo duas abordagens básicas:

- **métodos indiretos**, para os quais o cálculo do PI é realizado após a determinação do estado de operação da rede após a contingência (magnitudes das tensões e ângulos de fase das barras);
- **métodos diretos**, para os quais o PI é calculado sem que se conheça o estado de operação da rede após a contingência. Naturalmente, o estado de operação é levado em conta implicitamente na própria formulação de PI.

Trabalhos de pesquisa mais recentes mostraram que a eficiência do processo de análise de contingências pode ser melhorada ainda mais através do aumento de número de níveis de seleção de contingências, de acordo com a idéia geral apresentada na figura 3.2. Em particular, foi proposto que mais um nível de seleção seja acrescentado ao processo [35–39], chamado pré-seleção de contingências. Assim, o processo completo seria composto por pré-seleção, seleção e análise.

Em outros trabalhos apresentados foi discutida também a possibilidade de se fornecer informações adicionais sobre a contingência além do PI, de forma a tornar mais confiável o processo de decisão sobre quais são as contingências mais severas. A possibilidade de se eliminar ou não as violações pós-contingência foi discutida em [23, 24], sendo esta informação acrescentada ao PI. Um método heurístico foi proposto para determinar se as violações resultantes de uma contingência podem ser eliminadas por ações de controle apropriadas ou não.

Uma contribuição também importante é a utilização de sistemas especialistas para estabelecer uma lista das prováveis contingências críticas [40]. A utilização de sistemas especialistas resulta em uma importante ferramenta de apoio ao operador. Em particular, seu sistema de esclarecimento sobre a decisão tomada (*explanation facility*) é muito útil neste caso. O operador recebe informações adicionais sobre os casos críticos. Essas informações são úteis para um melhor entendimento do comportamento das redes e podem fornecer subsídios na definição de eventuais ações de controle preventivo/corretivo.

### 3.8 Seleção de contingências e estabilidade de tensão

Como já mencionado anteriormente, os limites operacionais normalmente levados em conta na análise de contingências são as sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores (MW) e sobre ou subtensões em barramentos. Em função da mudança das condições de operação das redes, o problema que se tornou particularmente importante foi o da estabilidade de tensão. A instabilidade de tensão caracteriza-se por uma lenta variação do ponto de operação do sistema de modo que as magnitudes das tensões nas barras de carga decrescem até um ponto em que não é mais possível reverter a situação através de ações de controle (colapso de tensão). O colapso de tensão ocorre principalmente em sistemas altamente carregados e que ainda estão sujeitos a novos aumentos de demanda (como em horários de pico de carga, por exemplo). Costuma-se também associá-lo ao suporte inadequado de potência reativa nos pontos em que esta se faz necessária [41].

Dentro da filosofia da análise de segurança, em que é considerada fundamental a simulação e obtenção dos casos de contingência mais críticos, torna-se natural imaginar que devem ser obtidas também aquelas contingências críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão. Em particular, estas devem ser obtidas já no processo de seleção de contingências. Este tópico em particular ainda não foi abordado de forma satisfatória na literatura e poucos trabalhos foram dedicados a ele. Neste trabalho pretende-se abordar esta linha de pesquisa.

O maior desafio é o desenvolvimento de um PI que reflita adequadamente a situação pós-contingência em termos de proximidade ao limite de estabilidade de tensão. Em [12,41] um índice baseado nas perdas de potência ativa foi estudado e implementado. Com base neste índice foi proposto um PI para a obtenção das contingências críticas com relação à estabilidade de tensão. Chegou-se à conclusão que o índice, embora fosse capaz de detectar corretamente as barras/áreas críticas da rede, dependia da execução de pelo menos mais uma iteração reativa do fluxo de carga a fim de se obter resultados mais aceitáveis, quando violações dos limites de potência reativa de unidades geradoras eram constatadas. Isto se deve à forte dependência do índice dos valores corretos das tensões em todas as barras da rede e da inclusão adequada das violações de limites de geração de potência reativa das unidades geradoras, o que é comum em situações de contingência. Naturalmente, isto implica em maior esforço computacional.

A idéia deste trabalho foi utilizar um novo índice de proximidade ao limite de estabilidade de tensão proposto em [4], para o desenvolvimento de um PI adequado ao problema, sem causar um aumento significativo do esforço computacional. Este índice, comparado àquele utilizado em [12,41] requer uma quantidade de cálculos menor para sua obtenção. Ele é baseado nos limites de transmissão de potência nos ramos.

Uma forma de comparar os resultados obtidos pelos PI's é através do cálculo da margem para o caso base e para casos de contingências. O cálculo da margem para o caso base usando análise estática é feito baseado no cálculo da curva PV, a carga do sistema é aumentada passo a passo e em cada passo (nível de carga) o fluxo de potência é solucionado. O ponto crítico da estabilidade de tensão é atingido no nível de carga além do qual a solução do fluxo de carga não existe. O aumento da carga do sistema através do ponto de operação inicial até o ponto crítico da estabilidade de tensão (*nose* da curva PV) é a margem de estabilidade de tensão para o caso base. O cálculo da margem de estabilidade de tensão para todos os casos de contingência é feita também por análise estática.

As contingências foram simuladas uma a uma, e, para cada nível de carga resolvia-se um fluxo de potência com quantas iterações fossem necessárias para a convergência. O último nível de carga onde a solução do fluxo de potência pós-contingência existe é o ponto crítico pós-contingência e o aumento do carregamento do sistema em relação ao ponto de operação inicial é a margem de estabilidade de tensão para a contingência simulada.



## Capítulo 4

# Índices de proximidade ao colapso de tensão

Como o monitoramento contínuo do estado de operação do sistema faz-se necessário, várias pesquisas têm sido desenvolvidas no intuito de descobrir a maneira mais eficiente para esse monitoramento, de forma que precauções necessárias possam ser tomadas antes do colapso de tensão.

Existem vários métodos para análise da estabilidade de tensão, baseados em abordagens estáticas. Os atuais métodos analíticos para a identificação de áreas fracas em uma rede de transmissão mais propensas ao colapso de tensão são baseados ou na indicação de barras críticas ou de linhas críticas. Índices de estabilidade de tensão podem ser calculados eficientemente, o que torna suas utilizações em análise de segurança muito atraentes. Estes métodos geralmente utilizam técnicas de otimização, fluxo de carga ou análise de sensibilidade. O método de otimização identifica o ponto de bifurcação diretamente pela maximização da carga reativa que pode ser fornecida, por exemplo. Os métodos que utilizam fluxo de carga são baseados no aumento de carga (curva PV) ou na programação de uma série de tensões sobre um condensador síncrono fictício (curva VQ). Nos métodos de sensibilidade, as tensões monitoradas são determinadas pelo aumento de carga e determina-se, então, as grandezas relevantes através da análise de sensibilidade [4]. Segue abaixo alguns dos métodos de acordo com esta classificação:

- Identificação de barras críticas:
  1. Kessel *et al* – Índices de estabilidade de tensão [42];
  2. Lee *et al* – Margens de estabilidade de tensão [43];
  3. Schlueter *et al* – Indicadores de estabilidade de tensão [44];
  4. Nema *et al* – Índice baseados em perdas de potência ativa [12].
  
- Identificação de linhas críticas:
  1. Jasmon *et al* – Fatores de estabilidade de tensão [45];
  2. Mohamed *et al* – Índice de estabilidade do ramo [4].

## 4.1 Vantagens dos métodos que utilizam índices de estabilidade de ramos

Embora os testes comparativos realizados em [13] mostrem que os métodos que identificam barras críticas concordam com os métodos que identificam ramos críticos, o último apresenta várias vantagens, pois informa:

- A exata localização do colapso de tensão, pois como um barramento é normalmente conectado a um número de barramentos vizinhos, a identificação de ramos é mais específica.
- A causa do colapso de tensão, ou seja, se devido ao carregamento de potência ativa ou se devido ao carregamento de potência reativa.

Os métodos baseados em índices de estabilidade de tensão, baseados nos fluxos de potências através dos ramos, são considerados mais rápidos comparado aos métodos de margem de estabilidade e aos métodos de indicador de estabilidade, para os quais é necessário calcular a matriz Jacobiana, ou aos que dependem da matriz impedância.

Como o índice que foi implementado neste trabalho é baseado na identificação de ramos críticos, as próximas seções serão dedicadas ao estudo dos índices desta classificação.

## 4.2 Apontamentos teóricos básicos [14]

A alta relação de reatância para resistência das linhas de transmissão e transformadores é característica dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Assim, a potência ativa transmitida de uma barra para outra através de uma linha de transmissão depende principalmente da diferença angular entre as tensões das duas barras nas extremidades da linha e somente em grau muito menor da diferença das duas magnitudes de tensão. A potência reativa é fortemente influenciada pela diferença de magnitudes de tensão entre as duas barras.

Para ilustrar a afirmativa, de que o fluxo de potência ativa depende da diferença angular, a figura 4.1 mostra duas tensões de magnitudes idênticas, com uma diferença angular  $\delta$ , nas extremidades de um ramo. A diferença de tensão resultante é  $\Delta E$ . Devido à alta taxa ( $x/r$ ) do ramo, a corrente  $I$  está atrasada em relação à diferença de tensão  $\Delta E$ , de um ângulo  $\theta$ , que é aproximadamente 90 graus. Por razões de estabilidade, o ângulo  $\delta$  é usualmente pequeno. Sendo assim, o ângulo entre  $I$  e  $E_S$  é pequeno. Logo a componente real da corrente é grande em comparação com a componente reativa.

Já o fluxo reativo depende da diferença das magnitudes das tensões. A figura 4.2 ilustra duas tensões em fase, mas de intensidades distintas, resultando uma diferença de tensão  $\Delta E$  através do ramo. A corrente está atrasada de aproximadamente 90 graus de  $\Delta E$  e das tensões das barras. A transferência de potência é principalmente reativa. Em sistemas de potência, operando em regime permanente, as amplitudes de tensão estão dentro de limites bastante estreitos. Logo, a capacidade de transmitir reativos é limitada, em comparação com a capacidade de transmitir ativos.

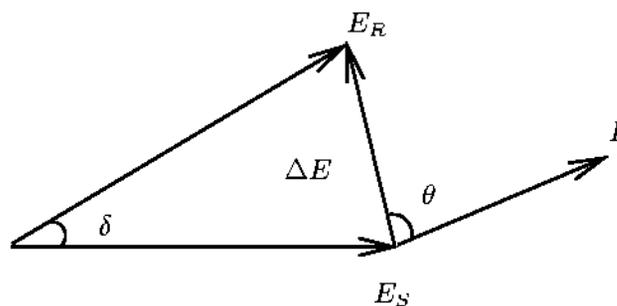


Figura 4.1: Diferença angular.

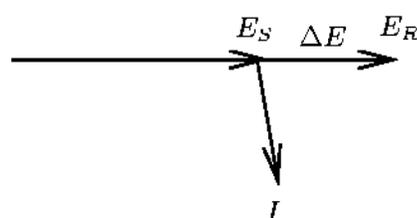


Figura 4.2: Diferença de magnitudes.

### 4.3 Estudos dos índices de estabilidade de linha desenvolvidos em [4] e em [10]

Moghavvemi e Jasmon [4] consideraram um sistema de duas barras apresentado na figura 4.3, em que A,B,C e D são coeficientes da matriz que representa o ramo como uma estrutura de dois pares de terminais.

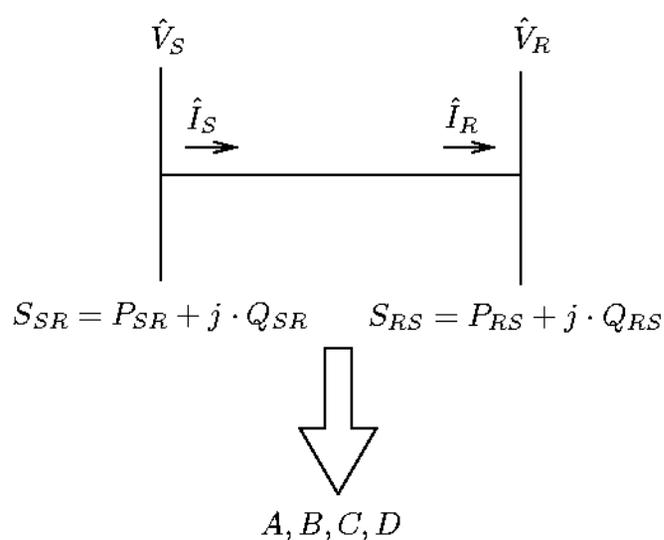


Figura 4.3: Sistema de duas barras em estudo.

As potências aparentes nos barramentos S (*sending*) e R(*receiving*) podem ser expressas por:

$$\begin{aligned} S_{SR} &= P_{SR} + j \cdot Q_{SR} = \hat{V}_S \cdot \hat{I}_S^* \\ S_{RS} &= P_{RS} + j \cdot Q_{RS} = \hat{V}_R \cdot \hat{I}_R^* \end{aligned} \quad (4.1)$$

A figura 4.4 ilustra a linha de transmissão entre as barras S e R pelo modelo T.

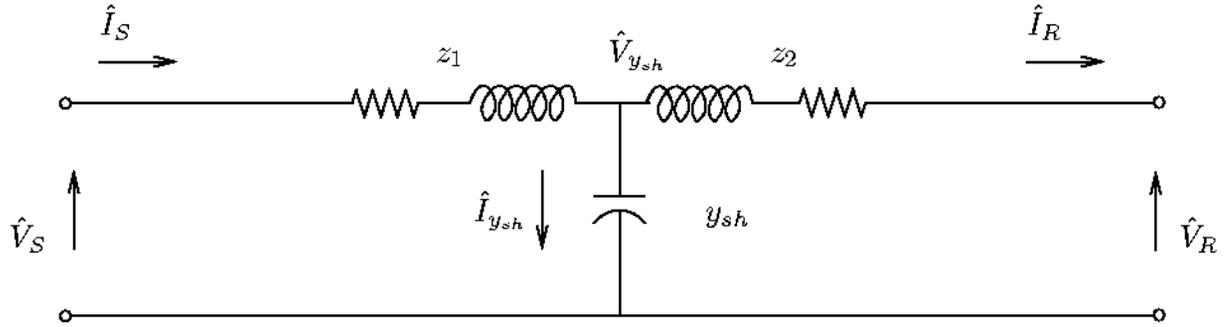


Figura 4.4: Modelo T da linha de transmissão entre as barras S e R.

É possível através das leis de Kirchhoff escrever que:

$$\begin{aligned} \hat{I}_S &= \hat{I}_R + \hat{I}_{y_{sh}} \\ &= \hat{I}_R + y_{sh} \cdot \hat{V}_{y_{sh}} \\ &= \hat{I}_R + y_{sh} \cdot (\hat{V}_R + z_2 \cdot \hat{I}_R) \\ &= y_{sh} \cdot \hat{V}_R + (1 + z_2 \cdot y_{sh}) \cdot \hat{I}_R \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \hat{V}_S &= \hat{V}_R + z_2 \cdot \hat{I}_R + z_1 \cdot \hat{I}_S \\ &= \hat{V}_R + z_2 \cdot \hat{I}_R + z_1 \cdot [y_{sh} \cdot \hat{V}_R + (1 + z_2 \cdot y_{sh}) \cdot \hat{I}_R] \\ &= (1 + z_1 \cdot y_{sh}) \cdot \hat{V}_R + (z_1 + z_2 + z_1 \cdot z_2 \cdot y_{sh}) \cdot \hat{I}_R \end{aligned}$$

Escrevendo as equações acima matricialmente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_S \\ \hat{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + z_1 \cdot y_{sh} & z_1 + z_2 + z_1 \cdot z_2 \cdot y_{sh} \\ y_{sh} & 1 + z_2 \cdot y_{sh} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix}$$

Denominando os coeficientes:

$$A = 1 + z_1 \cdot y_{sh} \quad (4.2)$$

$$B = z_1 + z_2 + z_1 \cdot z_2 \cdot y_{sh} \quad (4.3)$$

$$C = y_{sh} \quad (4.4)$$

$$D = 1 + z_2 \cdot y_{sh} \quad (4.5)$$

a equação matricial pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_S \\ \hat{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix}$$

Calculando o determinante da matriz dos coeficientes obtém-se:

$$A \cdot D - B \cdot C = (1 + z_1 \cdot y_{sh}) \cdot (1 + z_2 \cdot y_{sh}) - (z_1 + z_2 + z_1 \cdot z_2 \cdot y_{sh}) \cdot (y_{sh}) = 1$$

Assim,

$$\begin{aligned}\hat{V}_S &= A \cdot \hat{V}_R + B \cdot \hat{I}_R \\ \hat{I}_R &= \frac{1}{B} \cdot \hat{V}_S - \frac{A}{B} \cdot \hat{V}_R\end{aligned}\quad (4.6)$$

Definindo

$$\begin{aligned}A &= A \angle \alpha \\ B &= B \angle \beta \\ \hat{V}_S &= V_S \angle \delta\end{aligned}\quad (4.7)$$

$$\hat{V}_R = V_R \angle 0^\circ \quad (4.8)$$

e substituindo a equação 4.6 na equação 4.1 tem-se:

$$\begin{aligned}S_{RS} &= P_{RS} + j \cdot Q_{RS} = \hat{V}_R \cdot \hat{I}_R^* \\ &= \hat{V}_R \cdot \left[ \frac{1}{B} \cdot \hat{V}_S - \frac{A}{B} \cdot \hat{V}_R \right]^* \\ &= \hat{V}_R \cdot \left[ \frac{V_S}{B} \angle (\delta - \beta) - \frac{A \cdot V_R}{B} \angle (\alpha - \beta) \right]^* \\ &= \frac{V_S \cdot V_R}{B} \angle (\beta - \delta) - \frac{A \cdot V_R^2}{B} \angle (\beta - \alpha)\end{aligned}\quad (4.9)$$

Separando a parte real da parte imaginária, obtém-se:

$$\begin{aligned}P_{RS} &= \frac{V_S \cdot V_R}{B} \cdot \cos(\beta - \delta) - \frac{A \cdot V_R^2}{B} \cdot \cos(\beta - \alpha) \\ Q_{RS} &= \frac{V_S \cdot V_R}{B} \cdot \sen(\beta - \delta) - \frac{A \cdot V_R^2}{B} \cdot \sen(\beta - \alpha)\end{aligned}$$

Considerando que a linha entre R e S seja uma linha curta, o valor da admitância *shunt* é nulo ( $y_{sh} = 0$ ). Logo, fazendo  $z_1 + z_2 = z \angle \theta = r + j \cdot x$ , os coeficientes definidos nas equações 4.2 a 4.5 tornam-se:

$$\begin{aligned}A &= 1 \angle 0^\circ \\ B &= z \angle \theta \\ C &= 0 \\ D &= 1\end{aligned}$$

As expressões das potências ativa e reativa, para este caso, podem ser reescritas como:

$$P_{RS} = \frac{V_S \cdot V_R}{z} \cdot \cos(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{z} \cdot \cos \theta \quad (4.10)$$

$$Q_{RS} = \frac{V_S \cdot V_R}{z} \cdot \sen(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{z} \cdot \sen \theta \quad (4.11)$$

Reescrevendo a equação 4.11 tem-se:

$$\begin{aligned} z \cdot Q_{RS} &= V_S \cdot V_R \cdot \sin(\theta - \delta) - V_R^2 \cdot \sin \theta \\ \sin \theta \cdot V_R^2 - [V_S \cdot \sin(\theta - \delta)] \cdot V_R + z \cdot Q_{RS} &= 0 \end{aligned} \quad (4.12)$$

Comparando a equação 4.12 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , obtém-se a solução:

$$V_R = \frac{V_S \cdot \sin(\theta - \delta) \pm \sqrt{V_S^2 \cdot \sin^2(\theta - \delta) - 4 \cdot z \cdot Q_{RS} \cdot \sin \theta}}{2 \cdot \sin \theta}$$

Para  $V_S = 1$  e substituindo  $x = z \cdot \sin \theta$ . A magnitude de tensão na barra R apresentará valores reais quando:

$$\sin^2(\theta - \delta) - 4 \cdot x \cdot Q_{RS} \geq 0$$

Define-se então:

$$L_M = \sin^2(\theta - \delta) - 4 \cdot x \cdot Q_{RS} \geq 0 \quad (4.13)$$

Reescrevendo a equação 4.10 obtém-se:

$$\begin{aligned} z \cdot P_{RS} &= V_S \cdot V_R \cdot \cos(\theta - \delta) - V_R^2 \cdot \cos \theta \\ \cos \theta \cdot V_R^2 - [V_S \cdot \cos(\theta - \delta)] \cdot V_R + z \cdot P_{RS} &= 0 \end{aligned} \quad (4.14)$$

Comparando a equação 4.14 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , tem-se a solução:

$$V_R = \frac{V_S \cdot \cos(\theta - \delta) \pm \sqrt{V_S^2 \cdot \cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot z \cdot P_{RS} \cdot \cos \theta}}{2 \cdot \cos \theta}$$

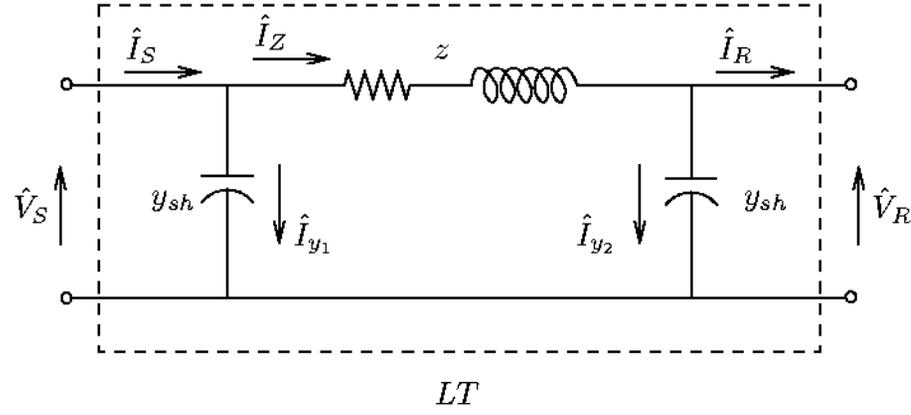
Para  $V_S = 1$  e substituindo  $r = z \cdot \cos \theta$ . A magnitude de tensão na barra R apresentará valores reais quando:

$$\cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot r \cdot P_{RS} \geq 0$$

Define-se então:

$$L_P = \cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot r \cdot P_{RS} \geq 0 \quad (4.15)$$

Moghavvemi e Faruque em [10] fizeram estudo semelhante, mas considerando a linha de transmissão representada pelo modelo  $\pi$  (mais comum), como ilustrado na figura 4.5.

Figura 4.5: Modelo  $\pi$  da linha de transmissão entre as barras S e R.

Pode-se escrever que:

$$\begin{aligned}
 \hat{V}_S &= \hat{V}_R + z \cdot \hat{I}_z \\
 &= \hat{V}_R + z \cdot (\hat{I}_R + \hat{I}_{y2}) \\
 &= \hat{V}_R + z \cdot (\hat{I}_R + y_{sh} \cdot \hat{V}_R) \\
 &= (1 + z \cdot y_{sh}) \cdot \hat{V}_R + z \cdot \hat{I}_R
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \hat{I}_S &= \hat{I}_z + \hat{I}_{y1} \\
 &= \hat{I}_R + \hat{I}_{y1} + \hat{I}_{y2} \\
 &= \hat{I}_R + y_{sh} \cdot \hat{V}_S + y_{sh} \cdot \hat{V}_R \\
 &= \hat{I}_R + y_{sh} \cdot \hat{V}_R + y_{sh} \cdot [(1 + z \cdot y_{sh}) \cdot \hat{V}_R + z \cdot \hat{I}_R] \\
 &= y_{sh} (2 + z \cdot y_{sh}) \cdot \hat{V}_R + (1 + z \cdot y_{sh}) \cdot \hat{I}_R
 \end{aligned}$$

Escrevendo as equações anteriores matricialmente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_S \\ \hat{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + z \cdot y_{sh} & z \\ y_{sh} \cdot (2 + z \cdot y_{sh}) & 1 + z \cdot y_{sh} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix}$$

Denominando os coeficientes:

$$A = 1 + z \cdot y_{sh} \quad (4.16)$$

$$B = z \quad (4.17)$$

$$C = y_{sh} \cdot (2 + z \cdot y_{sh})$$

$$D = 1 + z \cdot y_{sh}$$

a equação matricial pode ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_S \\ \hat{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_R \\ \hat{I}_R \end{bmatrix}$$

Calculando o determinante da matriz dos coeficientes, obtém-se:

$$A \cdot D - B \cdot C = (1 + z \cdot y_{sh}) \cdot (1 + z \cdot y_{sh}) - (z) \cdot (y_{sh} \cdot (2 + z \cdot y_{sh})) = 1$$

As expressões para  $P_R$  e  $Q_R$  são as mesmas. Considerando que a linha de transmissão seja curta,  $y_{sh} = 0$  e  $z = z \angle \theta$ , logo os coeficientes serão  $A = D = 1$ ,  $B = z \angle \theta$  e  $C = 0$ , sendo idênticos aos obtidos quando o ramo foi representado pelo modelo T.

Assim o índice baseado no fluxo de potência reativa obtido pelo modelo  $\pi$  é idêntico ao do modelo T (ver equação 4.13).

Moghavvemi em [10] considera a condição necessária para que  $V_R$  tenha solução real,  $b^2 - 4 \cdot a \cdot c \geq 0$ , manipulando esta expressão, ou seja,  $b^2 \geq 4 \cdot a \cdot c$ , tem-se:  $\frac{4 \cdot a \cdot c}{b^2} \leq 1$ .

Assim, através da manipulação adotada no artigo em questão e considerando o valor calculado pelo fluxo de carga da magnitude da tensão  $V_S$ , as expressões dos índices ativo e reativo são:

$$l_{mn} = \frac{4 \cdot x \cdot Q_{RS}}{[V_S \cdot \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (4.18)$$

Apesar de não ser apresentado em [10] as análises anteriores podem ser feitas para o índice correspondente ao fluxo de potência ativa, obtendo-se a mesma formulação obtida para o modelo T (ver equação 4.15 e análogo a equação 4.18):

$$l_{pn} = \frac{4 \cdot r \cdot P_{RS}}{[V_S \cdot \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (4.19)$$

## 4.4 Formulação matemática dos índices utilizados

Nesta seção será apresentado uma generalização dos índices estudados em [4] e [10].

### 4.4.1 Melhorias realizadas nos índices de estabilidade de tensão baseados em ramos

As melhorias serão apresentadas em três etapas de forma a verificar conceitualmente e detalhadamente as modificações.

**1ª melhoria:** Consideração de linhas longas –  $L'_M$ .

**2ª melhoria:** Consideração da posição do *tap* de transformadores em fase e defasadores –  $l_p$  e  $l_q$ .

**3ª melhoria:** Consideração de elementos *shunt* de barra como bancos de capacitores ou indutores –  $l''_q$ .

#### 4.4.2 1ª melhoria: Consideração de linhas longas

Apresenta-se um novo índice  $L'_M$ , o qual é mais realista do que os índices já desenvolvidos na literatura. As publicações existentes fazem uma análise conservadora, ao considerar apenas linhas curtas. Isto indica que ao desprezar as admitâncias shunts da linha, as quais são parâmetros intrínsecos das linhas de transmissão, o índice  $L_M$  calculado pode não representar a verdadeira situação do sistema, quando se trata de linhas longas (distância maiores do que 100 km aproximadamente). Caso isto ocorra o índice apontará uma situação otimista do ponto de operação da rede.

Se não for feita a simplificação de linha curta e reescrevendo a equação 4.9 tem-se:

$$\begin{aligned} S_{RS} &= \hat{V}_R \cdot \left[ \frac{1}{B} \cdot \hat{V}_S - \frac{A}{B} \cdot \hat{V}_R \right]^* \\ &= \frac{\hat{V}_R \cdot \hat{V}_S^*}{B^*} - \frac{\hat{V}_R \cdot A \cdot \hat{V}_R^*}{B^*} \\ &= \frac{\hat{V}_R \cdot \hat{V}_S^*}{B^*} - \frac{V_R^2 \cdot A^*}{B^*} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Considerando as equações 4.16 e 4.17 obtém-se:

$$A = 1 + z \cdot y_{sh} \angle(\theta + 90^\circ) \quad (4.21)$$

$$B = z \angle \theta \quad (4.22)$$

As substituições das equações 4.7, 4.8, 4.21 e 4.22 na equação 4.20 resulta em:

$$\begin{aligned} S_{RS} &= \frac{V_R \angle 0^\circ \cdot V_S \angle -\delta}{z \angle -\theta} - \frac{V_R^2}{z \angle -\theta} \cdot (1 + z \cdot y_{sh} \angle(-\theta - 90^\circ)) \\ &= \frac{V_R \cdot V_S}{z} \angle(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{z} \angle \theta - V_R^2 \cdot y_{sh} \angle(-90^\circ) \end{aligned} \quad (4.23)$$

Separando a parte real da parte imaginária

$$P_{RS} = \frac{V_S \cdot V_R}{z} \cdot \cos(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{z} \cdot \cos \theta \quad (4.24)$$

$$Q_{RS} = \frac{V_S \cdot V_R}{z} \cdot \sen(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{z} \cdot \sen \theta + V_R^2 \cdot y_{sh} \quad (4.25)$$

Reescrevendo a equação 4.25

$$\begin{aligned} z \cdot Q_{RS} &= V_S \cdot V_R \cdot \sen(\theta - \delta) - V_R^2 \cdot \sen \theta + V_R^2 \cdot z \cdot y_{sh} \\ V_R^2 \cdot (\sen \theta - z \cdot y_{sh}) - (V_S \cdot \sen(\theta - \delta)) \cdot V_R + z \cdot Q_{RS} &= 0 \end{aligned} \quad (4.26)$$

Comparando a equação 4.26 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , obtém-se a solução:

$$V_R = \frac{V_S \cdot \sen(\theta - \delta) \pm \sqrt{V_S^2 \cdot \sen^2(\theta - \delta) - 4 \cdot z \cdot Q_{RS} \cdot (\sen \theta - z \cdot y_{sh})}}{2 \cdot (\sen \theta - z \cdot y_{sh})}$$

Para  $V_S = 1$  e substituindo  $x = z \cdot \text{sen } \theta$ . A magnitude da tensão na barra R apresentará valores reais quando:

$$\text{sen}^2(\theta - \delta) - 4 \cdot x \cdot Q_{RS} + 4 \cdot Q_{RS} \cdot z^2 \cdot y_{sh} \geq 0$$

Define-se então:

$$L'_M = \text{sen}^2(\theta - \delta) - 4 \cdot x \cdot Q_{RS} + 4 \cdot Q_{RS} \cdot z^2 \cdot y_{sh} \quad (4.27)$$

e

$$l'_{mn} = \frac{4 \cdot x \cdot Q_{RS} + 4 \cdot Q_{RS} \cdot z^2 \cdot y_{sh}}{[V_S \cdot \text{sen}(\theta - \delta)]^2} \quad (4.28)$$

Comparando a equação 4.27 com a equação 4.13 afirma-se que:

$$L'_M = L_M + 4 \cdot Q_{RS} \cdot z^2 \cdot y_{sh} \quad (4.29)$$

ou seja, a consideração de  $y_{sh}$  (linha longa) faz com que  $L'_M < L_M$ . Ressalta-se aqui, que adotou-se o sentido dos fluxos de potência como sendo da barra S para R, para os cálculos dos índices. Então, neste caso  $Q_{RS} \leq 0$  pois o fluxo está chegando na barra receptora, fazendo com que  $L'_M < L_M$  e conseqüentemente  $l'_{mn} > l_{mn}$ . Logo quando se trata de linha longa, o índice proposto em [10] faz uma análise otimista, já que se trata, na realidade, de uma situação pior do que  $l_{mn}$  está indicando.

Reescrevendo a equação 4.25:

$$\begin{aligned} z \cdot P_{RS} &= V_R \cdot V_S \cdot \cos(\theta - \delta) - V_R^2 \cdot \cos \theta \\ \cos \theta \cdot V_R^2 - (V_S \cos(\theta - \delta)) \cdot V_R + z \cdot P_{RS} &= 0 \end{aligned} \quad (4.30)$$

Comparando a equação 4.30 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , obtém-se a solução para  $V_R$ :

$$V_R = \frac{V_S \cdot \cos(\theta - \delta) \pm \sqrt{V_S^2 \cdot \cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot z \cdot P_{RS} \cdot \cos \theta}}{2 \cdot \cos \theta}$$

Para  $V_S = 1$  e substituindo  $r = z \cdot \cos \theta$ . A magnitude da tensão na barra R apresentará valores reais quando:

$$\cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot r \cdot P_{RS} \geq 0$$

Define-se então:

$$L_P = \cos^2(\theta - \delta) - 4 \cdot r \cdot P_{RS} \quad (4.31)$$

Comparando a equação 4.31 com a equação 4.15, verifica-se que são idênticas, assim, como era de se esperar, este índice não se modifica no caso de linhas curtas ou longas.

#### 4.4.3 2ª melhoria: Consideração de posição do *tap* de transformadores em fase e defasadores

Esta seção está relacionada com a generalização do tipo do ramo, ou seja, levando em consideração transformadores em fase ou defasadores.

Seja um ramo de uma rede elétrica genérica como a mostrada na figura 4.6.

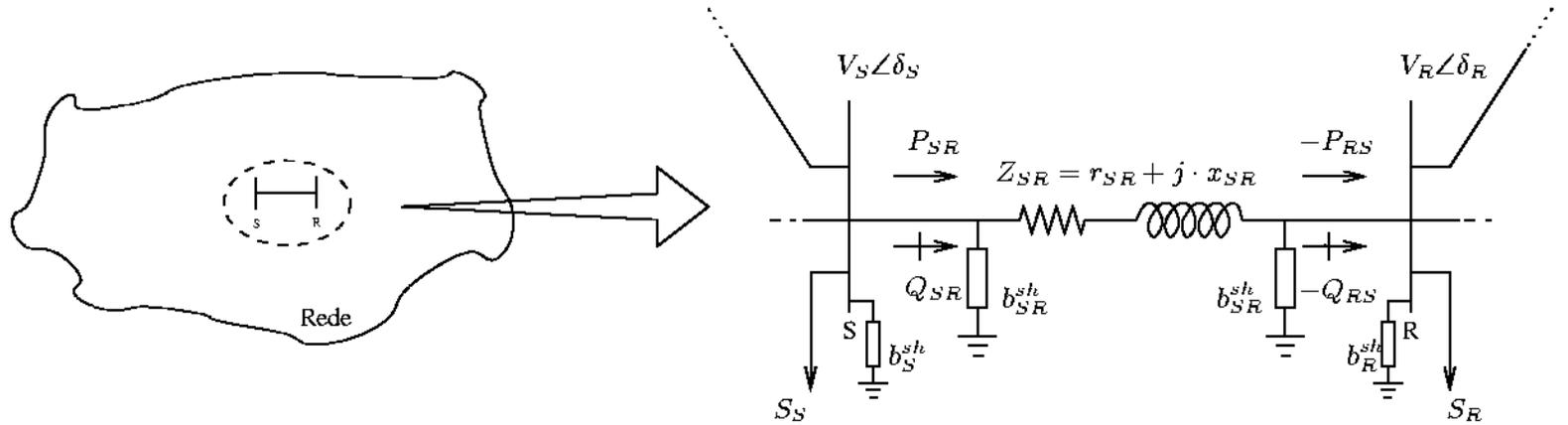


Figura 4.6: Fluxos de potências em um ramo.

O ramo que conecta as barras S e R pode ser:

- uma linha de transmissão, representada por seu modelo  $\pi$ , com uma resistência série  $r_{SR}$ , uma reatância série  $x_{SR}$  e uma susceptância *shunt*  $b_{SR}^{sh}$ ;
- um transformador em fase, representado por uma reatância  $x_{SR}$  em série com um transformador ideal cuja posição do *tap* é  $t$  ( $t = 1$  indica *tap* na posição nominal);
- um transformador defasador, representado por uma reatância  $x_{SR}$  em série com um transformador ideal cuja posição do *tap* é  $\varphi_{SR}$  ( $\varphi_{SR} = 0$  indica *tap* na posição nominal);

$$\begin{aligned} z_{SR} &= |z_{SR}| \angle \theta_{SR} \\ |z_{SR}| &= \sqrt{r_{SR}^2 + x_{SR}^2} \\ \delta_{SR} &= \delta_S - \delta_R \\ g_{SR} &= \frac{r_{SR}}{|z_{SR}|^2} \end{aligned} \quad (4.32)$$

$$b_{SR} = -\frac{x_{SR}}{|z_{SR}|^2} \quad (4.33)$$

$$\text{sen } \theta_{SR} = \frac{x_{SR}}{|z_{SR}|} \quad (4.34)$$

$$\text{cos } \theta_{SR} = \frac{r_{SR}}{|z_{SR}|} \quad (4.35)$$

A expressão geral do fluxo de potência ativa pelo ramo SR é:

$$P_{RS} = a_{RR} \cdot g_{SR} \cdot V_R^2 - a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \quad (4.36)$$

Em que  $a_{RR}$  e  $a_{RS}$  levam em consideração a posição do *tap* do transformador em fase e depende do modelo adotado. Por exemplo, se o transformador for modelado por um transformador ideal de relação de transformação  $t : 1$  conectado à barra S em série com uma reatância  $x_{SR}$  conectada à barra R, tem-se:

$$\begin{aligned} a_{RR} &= 1 \\ a_{SR} &= \frac{1}{t} \end{aligned}$$

Da equação 4.36 tem-se:

$$a_{RR} \cdot g_{SR} \cdot V_R^2 - a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] - P_{RS} = 0 \quad (4.37)$$

Comparando com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , tem-se:

$$\begin{aligned} a &= a_{RR} \cdot g_{SR} \\ b &= -a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \\ c &= -P_{RS} \end{aligned}$$

Logo:

$$V_R = -\frac{b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}$$

Para que a equação 4.37 tenha solução real, deve-se ter:  $b^2 - 4 \cdot a \cdot c \geq 0$ . Então:

$$\{-a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2 + 4 \cdot a_{RR} \cdot g_{SR} \cdot P_{RS} \geq 0$$

Reescrevendo a expressão acima, tem-se:

$$1 \geq -\frac{4 \cdot a_{RR} \cdot g_{SR} \cdot P_{RS}}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2}$$

Logo:

$$l_p = -\frac{4 \cdot a_{RR} \cdot \left(\frac{r_{SR}}{|z_{SR}|^2}\right) \cdot P_{RS}}{\left\{a_{SR} \cdot V_S \cdot \left[\frac{r_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + \frac{x_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})\right]\right\}^2}$$

$$\begin{aligned}
l_p &= - \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot r_{SR} \cdot P_{RS}}{|z_{SR}|^2 \cdot \left\{ a_{SR} \cdot V_S \cdot \left[ \frac{|z_{SR}| \cdot \cos \theta_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + \frac{|z_{SR}| \cdot \text{sen} \theta_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \right] \right\}^2} \\
&= - \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot r_{SR} \cdot P_{RS}}{\frac{|z_{SR}|^2}{|z_{SR}|^2} \cdot \{ a_{SR} \cdot V_S \cdot [\cos \theta_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + \text{sen} \theta_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \}^2}
\end{aligned}$$

Como:

$$\cos \theta_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + \text{sen} \theta_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) = \cos(\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR}))$$

Pode-se substituir a relação, obtendo-se a expressão geral do índice  $l_p$ :

$$l_p = - \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot r_{SR} \cdot P_{RS}}{\{ a_{SR} \cdot V_S \cdot [\cos(\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR}))] \}^2} \quad (4.38)$$

Da mesma forma utilizando-se a expressão geral do fluxo de potência reativa pelo ramo SR:

$$Q_{RS} = -a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot V_R^2 + a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \quad (4.39)$$

ou seja,

$$a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot V_R^2 - a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] + Q_{RS} = 0 \quad (4.40)$$

Comparando com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , têm-se:

$$\begin{aligned}
a &= a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \\
b &= -a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \\
c &= Q_{RS}
\end{aligned} \quad (4.41)$$

Para que a equação 4.40 tenha soluções reais deve-se ter:  $b^2 - 4 \cdot a \cdot c \geq 0$ . Então:

$$\{-a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2 - 4 \cdot a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot Q_{RS} \geq 0$$

Reescrevendo a equação anterior tem-se:

$$1 \geq \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot Q_{RS}}{\{-a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2}$$

Logo:

$$l_q = \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot \left( \frac{-x_{SR}}{|z_{SR}|^2} + \frac{b_{SR}^{sh} \cdot |z_{SR}|^2}{|z_{SR}|^2} \right) \cdot Q_{RS}}{\left\{ -a_{SR} \cdot V_S \cdot \left[ \frac{r_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \frac{x_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \right] \right\}^2}$$

$$l_q = \frac{4 \cdot a_{RR} \cdot (-x_{SR} + b_{SR}^{sh} \cdot |z_{SR}|^2) \cdot Q_{RS}}{|z_{SR}|^2 \cdot \left\{ -a_{SR} \cdot V_S \cdot \left[ \frac{|z_{SR}| \cdot \text{cos} \theta_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \frac{|z_{SR}| \cdot \text{sen} \theta_{SR}}{|z_{SR}|^2} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \right] \right\}^2}$$

$$= \frac{-4 \cdot a_{RR} \cdot x_{SR} \cdot Q_{RS} + 4 \cdot a_{RR} \cdot b_{SR}^{sh} \cdot |z_{SR}|^2 \cdot Q_{RS}}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot [\text{sen} \theta_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \text{cos} \theta_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2}$$

Como:

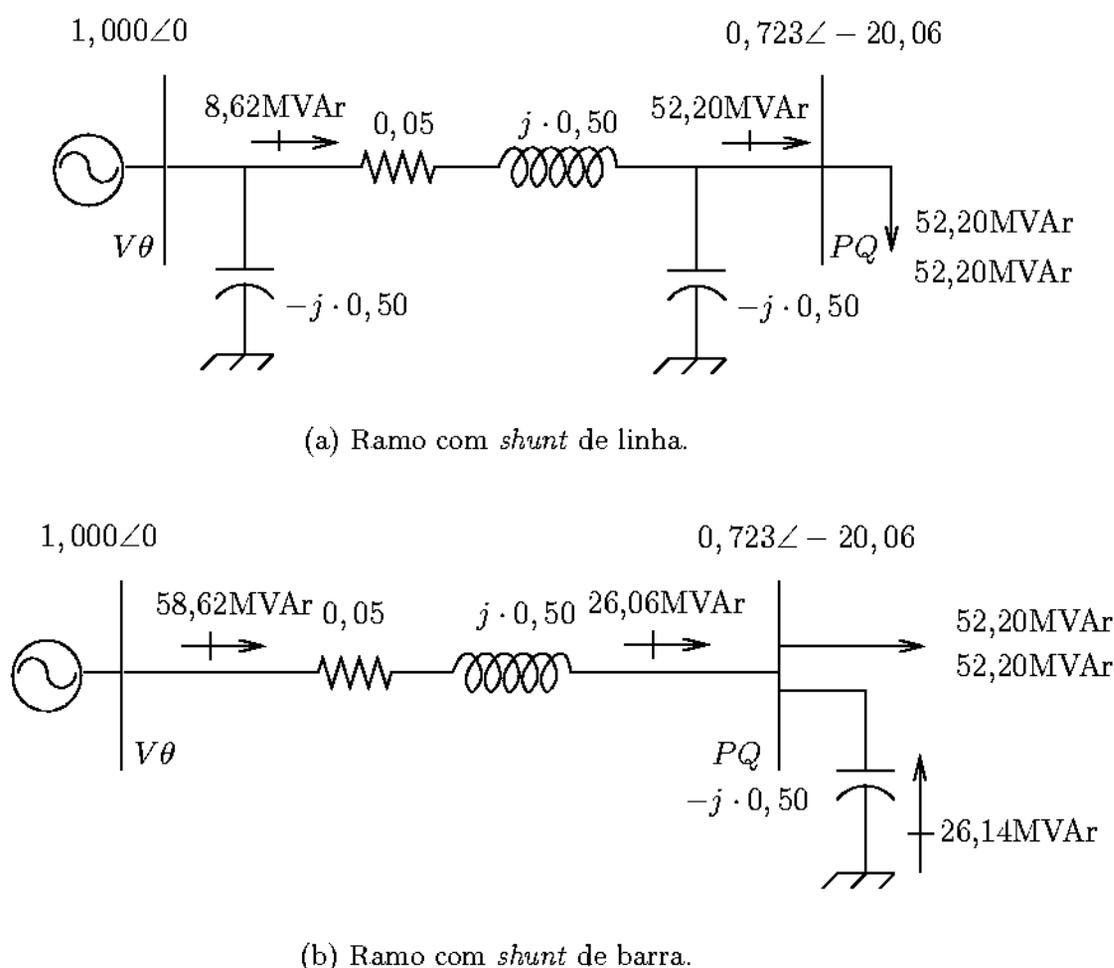
$$\text{sen} \theta_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \cdot \text{cos} \theta_{SR} = \text{sen}(\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR}))$$

Pode-se substituir a relação, obtendo-se a expressão geral do índice  $l_q$ :

$$l_q = -\frac{4 \cdot a_{RR} \cdot Q_{RS} (-x_{SR} + b_{SR}^{sh} \cdot |z_{SR}|^2)}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot [\text{sen}(\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR}))]\}^2} \quad (4.42)$$

#### 4.4.4 Problema com o índice $l_q$

Um estudo mais detalhado nos índices possibilitou a constatação que o índice  $l_q$  apresenta resultados incoerentes quando há *shunts* de linha e barra. A próxima análise consiste no estudo de um ramo conectado entre uma barra  $V\theta$  e uma barra PQ. No primeiro caso (figura 4.7(a)) o ramo apresenta carregamento *shunt, line charging*. No segundo caso (figura 4.7(b)) o ramo não apresenta *line charging*, porém, considera-se que um banco de capacitores apropriado esteja conectado à barra de carga de forma que nas duas situações os pontos de operação sejam os mesmos para uma mesma carga. Aumentou-se a carga da barra PQ com fator de potência constante até o ponto de máximo carregamento. Considerando os ramos representados nas figuras 4.7(a) e 4.7(b), verifica-se ao fazer o cálculo do índice  $l_q$ , que os valores são diferentes. Tal resultado é incoerente no sentido de que o ponto de operação nas duas situações é o mesmo.

Figura 4.7: Problemas do índice  $l_q$ .

No caso do ramo com *shunt* de linha, com capacitor de 0,5 pu o valor do índice  $l_q$  é de 0,9623. Quando o ramo tem *shunt* de barra de 0,5 pu o valor do índice  $l_q$  é de 0,6427. Como o ponto de operação é de máximo carregamento, conclui-se que o valor do índice de 0,9623 está correto, e não 0,6427. Pode-se afirmar isto, já que quando há ramo com *shunt* de barra, o fluxo de reativo fornecido por tal dispositivo, não é considerado no cálculo do índice  $l_q$ . No ponto de máximo carregamento o índice  $l_q$  tem que estar muito próximo do valor unitário. Como o cálculo do índice é simplificado e não utiliza métodos mais precisos, tais como método da continuação, análise da sensibilidade, explica-se o fato do índice não ser unitário.

Os dois casos devem ser idênticos do ponto de vista do índice. Faz-se necessário, então, determinar uma maneira adequada de incluir o fluxo de potência reativa, oriundo dos *shunt* de barra no cálculo do índice. Quando se trata apenas de um ramo, basta somar o fluxo de reativo através do ramo com o fluxo de reativo fornecido pelo *shunt* de barra. Mas em um sistema, em geral, um determinado ramo com *shunt* de barra está conectado a vários outros ramos. Assim, a potência reativa fornecida pelo *shunt* de barra se distribui para os demais ramos de forma a fechar o balanço de potência do sistema.

#### 4.4.5 3ª melhoria: Consideração de *shunt* de barra

A formulação realizada a seguir leva em conta as admitâncias *shunts* conectadas aos barramentos, geralmente capacitores, os quais fornecem potência reativa, melhorando o perfil de tensão dos sistemas.

A figura 4.8 ilustra o esquema utilizado para considerar o *shunt* de barra.

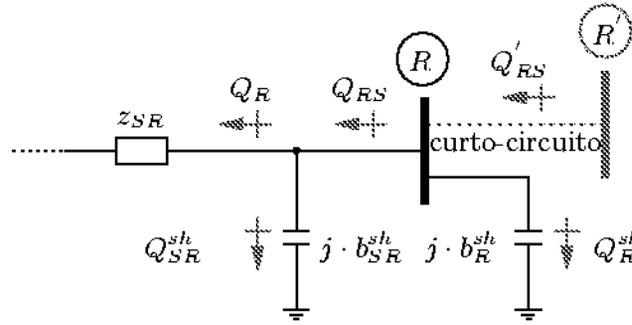


Figura 4.8: Esquema utilizado para incluir o efeito dos *shunts* de barra.

A seguir será detalhado o desenvolvimento matemático do novo índice, conforme feito anteriormente para o índice  $l_q$ .

Uma barra fictícia  $R'$  é conectada ao barramento  $R$  através de um curto-circuito. O fluxo de potência reativa considerado é  $Q'_{RS}$ . A contribuição do banco de capacitores é levada em conta através da consideração da barra fictícia mais o curto-circuito e adicionando o fluxo de potência reativa  $Q_R^{sh}$  ao fluxo corrente  $Q_{RS}$ .

Para um elemento *shunt* de barra pode-se escrever que:

$$\begin{aligned}
 S &= V \cdot I^* \\
 S &= V_R \cdot (j \cdot b_R^{sh} \cdot V_R)^* \\
 S &= -j \cdot b_R^{sh} \cdot V_R^2 \\
 Q_R^{sh} &= -b_R^{sh} \cdot V_R^2
 \end{aligned} \tag{4.43}$$

Caso se trate de um capacitor  $b_R^{sh} > 0$  ou no caso de um indutor  $b_R^{sh} < 0$ .

Reescrevendo a expressão 4.39 tem-se que:

$$Q_{RS} = -a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot V_R^2 + a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \tag{4.44}$$

De acordo com a figura , pode-se escrever:

$$Q'_{RS} = Q_{RS} + Q_R^{sh} \tag{4.45}$$

Substituindo as equações 4.43 e 4.44 na expressão 4.45:

$$-a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot V_R^2 + a_{SR} \cdot V_S \cdot V_R \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] - b_R^{sh} \cdot V_R^2 - Q'_{RS} = 0$$

Comparando com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , têm-se:

$$\begin{aligned} a &= -a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) - b_R^{sh} \\ b &= a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] \\ c &= -Q'_{RS} \end{aligned}$$

Para existir soluções reais deve-se ter:  $b^2 - 4 \cdot a \cdot c \geq 0$ . Então:

$$\begin{aligned} &\{(a_{SR} \cdot V_S) \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2 \\ &+ 4 \cdot [-a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) - b_R^{sh}] \cdot Q'_{RS} \geq 0 \end{aligned}$$

Reescrevendo a equação acima tem-se:

$$1 \geq \frac{4 \cdot [a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) + b_R^{sh}] \cdot Q'_{RS}}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot [g_{SR} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2} \quad (4.46)$$

Substituindo as expressões 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 em 4.46:

$$l_q'' = \frac{4 \cdot [a_{RR} \cdot (-x_{SR} + |z_{SR}|^2 \cdot b_{SR}^{sh}) + |z_{SR}|^2 \cdot b_R^{sh}] \cdot Q'_{RS}}{\left\{ a_{SR} \cdot V_S \cdot \left[ \frac{r_{SR}}{|z_{SR}|} \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \frac{x_{SR}}{|z_{SR}|} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \right] \right\}^2}$$

$$l_q'' = \frac{4 \cdot [a_{RR} \cdot (-x_{SR} + |z_{SR}|^2 \cdot b_{SR}^{sh}) + |z_{SR}|^2 \cdot b_R^{sh}] \cdot Q'_{RS}}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot [\text{cos}(\theta_{SR}) \cdot \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - \text{sen}(\theta_{SR}) \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2}$$

Como:

$$-\text{sen} \theta_{SR} \cdot \text{cos}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + \text{sen}(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) \cdot \text{cos} \theta_{SR} = \text{sen}(\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR}))$$

Pode-se substituir a relação, obtendo-se a expressão geral do novo índice  $l_q''$ , o qual leva em consideração os *shunts* de barra:

$$l_q'' = \frac{4 \cdot [a_{RR} \cdot (-x_{SR} + |z_{SR}|^2 \cdot b_{SR}^{sh}) + |z_{SR}|^2 \cdot b_R^{sh}] \cdot Q'_{RS}}{\{a_{SR} \cdot V_S \cdot \sin[\theta_{SR} - (\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}^2} \quad (4.47)$$

Naturalmente, para sistemas de potência malhados (situação comum), a formulação proposta é aproximada. Contudo, ela pode fornecer informações mais precisas quanto a **(a)** os ramos críticos do sistema, e **(b)** uma comparação de duas condições de operação diferentes do sistema de potência.

Sob condições de carregamento máximo,  $l_p$  ou  $l_q''$  aproxima-se da unidade, dependendo da topologia do sistema e das características da carga. A principal característica destes índices é que seu cálculo é claro e rápido. Não há necessidade de calcular equivalentes de Thévenin, como em [46]. Além disso, eles aparentam ser atraentes para análise de estabilidade de tensão em ambientes com restrição de tempo, tais como em operação de tempo real.

Taylor em [3] afirma que uma das principais características dos índices de estabilidade de tensão é ser computacionalmente eficiente e fácil de ser compreendido (até por operadores que não sejam engenheiros).

## 4.5 Tentativa fracassada de desenvolver um novo índice

Tentou-se através das expressões do fluxo de potência ativo e do fluxo de potência reativo desenvolver um índice único, baseado na combinação das expressões do fluxo de potência ativa e reativa, considerando adequadamente os sentidos dos fluxos. Ou seja, quando os fluxos estavam no mesmo sentido, substituiu-se  $-P_{RS}$  em  $-Q_{RS}$ . Quando estavam em sentido contrário, substituiu-se a expressão de  $-P_{RS}$  em  $Q_{RS}$  ou  $P_{RS}$  em  $-Q_{RS}$ . Por exemplo, considerando os fluxos no mesmo sentido, obteve-se a expressão geral para o  $l_{pm}$ :

$$l_{pm} = \frac{4 \cdot \{a_{RR} \cdot g_{SR} \cdot [g_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}}{-P_{RS} \cdot [g_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] - Q_{RS} \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]} + \frac{4 \cdot \{-a_{RR} \cdot (b_{SR} + b_{SR}^{sh}) \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]\}}{-P_{RS} \cdot [g_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) + b_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR})] - Q_{RS} \cdot [g_{SR} \cdot \cos(\delta_{SR} + \varphi_{SR}) - b_{SR} \cdot \sin(\delta_{SR} + \varphi_{SR})]}$$

O problema deste índice ocorre quando um ramo com resistência nula conecta um condensador síncrono ao sistema. Como o fluxo de potência ativa neste ramo e a condutância são nulos neste caso, o denominador na expressão do índice se anula. Assim esta idéia foi descartada.

## 4.6 Alguns aspectos teóricos

Os índices de estabilidade  $l_p$  e  $l_q$  foram deduzidos considerando o ramo S-R somente. Em geral, a barra R pode ser conectada a vários ramos, como ilustrado na figura 4.9

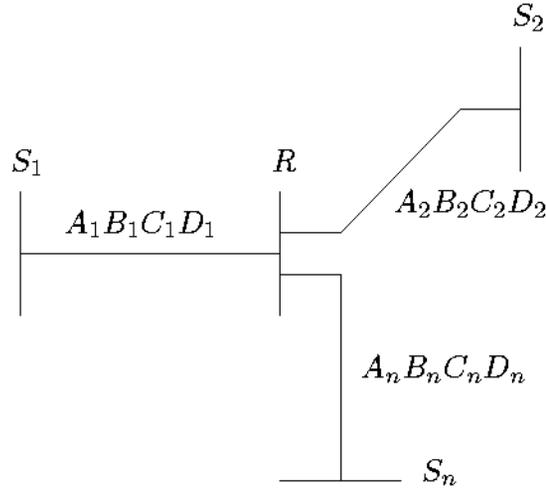


Figura 4.9: Barra R conectada a vários ramos.

Considerando as expressões gerais de potências nodais, tem-se:

$$S_R = V_R \cdot \sum_i^N I_{Ri}^* + Y_R \cdot V_R^2 \angle 90^\circ$$

$$P_R = V_R \cdot \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \cos \theta_{Rj} + B_{Rj} \cdot \sen \theta_{Rj}) \quad (4.48)$$

$$Q_R = V_R \cdot \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \sen \theta_{Rj} - B_{Rj} \cdot \cos \theta_{Rj}) \quad (4.49)$$

onde:

i: ramo S conectados a R.

j: ramo S ou o shunt conectado a R.

$Y_R$ : capacitor ou indutor conectado a R.

$K_R$ : o conjunto formado pela barra R mais todas as barras S conectadas à barra R.

A equação 4.48 pode ser reescrita como:

$$V_R^2 \cdot G_{RR} + V_R \cdot \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \cos \theta_{Ri} + B_{Ri} \cdot \sen \theta_{Ri}) - P_R = 0 \quad (4.50)$$

sendo,

$\Omega_R$  o conjunto composto pelas barras vizinhas da barra R (diretamente conectadas à barra R).

$G_{Ri}$  e  $B_{Ri}$  são elementos da matriz admitância fora da diagonal.

Comparando a equação 4.50 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$ , tem-se:

$$\begin{aligned}
a &= G_{RR} \\
b &= \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \cos \theta_{Ri} + B_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri}) \\
c &= -P_R
\end{aligned}$$

Multiplicando e dividindo  $b$  por  $V_R$  e somando e subtraindo  $V_R^2 \cdot G_{RR}$  obtém-se:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{V_R} \cdot \left[ -V_R^2 \cdot G_{RR} + V_R^2 \cdot G_{RR} + V_R \cdot \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \cos \theta_{Ri} + B_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri}) \right] = \\
&= \frac{1}{V_R} \cdot \left[ -V_R^2 \cdot G_{RR} + V_R \cdot \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \cos \theta_{Rj} + B_{Rj} \cdot \text{sen } \theta_{Rj}) \right] = \\
&= \frac{1}{V_R} \cdot [-V_R^2 \cdot G_{RR} + P_R] = \left[ -V_R \cdot G_{RR} + \frac{P_R}{V_R} \right] = b
\end{aligned}$$

Usando a informação que as raízes reais para  $V_R$  são obtidas quando  $(b^2 - 4 \cdot a \cdot c) \geq 0$ :

A tensão na barra R será real quando:

$$\begin{aligned}
& \left[ \frac{P_R}{V_R} - V_R \cdot G_{RR} \right]^2 + 4 \cdot G_{RR} \cdot P_R \geq 0 \\
& \frac{P_R^2}{V_R^2} + 2 \cdot G_{RR} \cdot P_R + V_R^2 \cdot G_{RR}^2 \geq 0 \\
& \left[ \frac{P_R}{V_R} + V_R \cdot G_{RR} \right]^2 \geq 0
\end{aligned}$$

Define-se então:

$$L'_p = \left[ \frac{P_R}{V_R} + V_R \cdot G_{RR} \right]^2 \quad (4.51)$$

Analisando este resultado, percebe-se que o índice corresponde à componente da Jacobiana  $N_{RR}$  elevada ao quadrado, ou seja,  $N_{RR}^2$ :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_R}{\partial V_R} &= N_{RR} = 2 \cdot V_R \cdot G_{RR} + \sum_{i \in \Omega_k} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \cos \theta_{Ri} + B_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri}) \\
&= 2 \cdot V_R \cdot G_{RR} - V_R \cdot G_{RR} + V_R \cdot G_{RR} + \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \cos \theta_{Ri} + B_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri}) \\
&= V_R \cdot G_{RR} + \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \cos \theta_{Rj} + B_{Rj} \cdot \text{sen } \theta_{Rj}) \\
&= V_R \cdot G_{RR} + \frac{1}{V_R} V_R \cdot \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \cos \theta_{Rj} + B_{Rj} \cdot \text{sen } \theta_{Rj}) \\
&= \frac{P_R}{V_R} + V_R \cdot G_{RR} = N_{RR}
\end{aligned}$$

Fazendo a mesma análise para potência reativa, a equação 4.49 pode ser reescrita como:

$$V_R^2 \cdot B_{RR} - V_R \cdot \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) + Q_R = 0 \quad (4.52)$$

Comparando a equação 4.52 com a forma quadrática  $a \cdot x^2 + b \cdot x + c = 0$  tem-se a solução:

$$\begin{aligned} a &= B_{RR} \\ b &= - \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) \\ c &= Q_R \end{aligned} \quad (4.53)$$

Multiplicando e dividindo  $b$  por  $V_R$  e somando e subtraindo  $V_R^2 \cdot B_{RR}$  obtém-se:

$$-\frac{1}{V_R} \cdot V_R \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) \quad (4.54)$$

Somando e subtraindo  $V_R^2 \cdot B_{RR}$  na equação 4.54, tem-se:

$$\begin{aligned} &-\frac{1}{V_R} \cdot \left[ V_R^2 \cdot B_{RR} - V_R^2 \cdot B_{RR} + V_R \cdot \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) \right] = \\ &= -\frac{1}{V_R} \cdot [V_R^2 \cdot B_{RR} + Q_R] = \\ &= -V_R \cdot B_{RR} - \frac{Q_R}{V_R} = b \end{aligned}$$

Usando a informação que as raízes reais para  $V_R$  são obtidas quando  $(b^2 - 4 \cdot a \cdot c) \geq 0$ . A tensão na barra R será real quando:  $\left[ \frac{Q_R}{V_R} + V_R \cdot B_{RR} \right]^2 - 4 \cdot B_{RR} \cdot Q_R \geq 0$

Define-se então:

$$\begin{aligned} L'_q &= \left[ \frac{Q_R}{V_R} + V_R \cdot B_{RR} \right]^2 - 4 \cdot B_{RR} \cdot Q_R \\ &= \frac{Q_R^2}{V_R^2} + V_R^2 \cdot B_{RR}^2 - 2 \cdot B_{RR} \cdot Q_R \\ &= \left[ \frac{Q_R}{V_R} - V_R \cdot B_{RR} \right]^2 \end{aligned} \quad (4.55)$$

Analisando este resultado, percebe-se que o índice corresponde à componente da Jacobiana

$L_{RR}$  elevada ao quadrado, ou seja,  $L_{RR}^2$ :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial Q_R}{\partial V_R} &= L_{RR} = -2 \cdot V_R \cdot B_{RR} + \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) \\
&= -2 \cdot V_R \cdot B_{RR} + V_R \cdot B_{RR} - V_R \cdot B_{RR} + \sum_{i \in \Omega_R} V_i \cdot (G_{Ri} \cdot \text{sen } \theta_{Ri} - B_{Ri} \cdot \text{cos } \theta_{Ri}) \\
&= -V_R \cdot B_{RR} + \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \text{sen } \theta_{Rj} - B_{Rj} \cdot \text{cos } \theta_{Rj}) \\
&= -V_R \cdot B_{RR} + \frac{1}{V_R} V_R \cdot \sum_{j \in K_R} V_j \cdot (G_{Rj} \cdot \text{sen } \theta_{Rj} - B_{Rj} \cdot \text{cos } \theta_{Rj}) \\
&= \frac{Q_R}{V_R} - V_R \cdot B_{RR} = L_{RR}
\end{aligned} \tag{4.56}$$

Particularizando os índices para apenas uma linha, ou seja,  $\Omega_R = S$ ,  $P_R = P_{RS}$ . Da mesma forma,  $Q_R = Q_{RS}$ . Nesta situação os coeficientes  $a$ ,  $b$  e  $c$  da expressão  $b^2 - 4 \cdot a \cdot c \geq 0$ , descritos na equação 4.41, são idênticos aos da equação 4.53. Conseqüentemente, os índices de estabilidade  $l_p$  e  $l_q''$  estão relacionados aos elementos da matriz jacobiana  $\left[ \frac{\partial P_R}{\partial V_R} \right]$  e  $\left[ \frac{\partial Q_R}{\partial V_R} \right]$  respectivamente. Na condição de máximo carregamento, ou  $l_p$  ou  $l_q''$  aproximam-se da unidade. Similarmente ou  $L_p'$  ou  $L_q'$  aproximam-se de zero. Um sistema apresenta tensões instáveis se pelo menos uma barra R tem  $\partial Q_R / \partial V_R \leq 0$ , [1], o que está de acordo com a equação 4.55.

## 4.7 Comportamento complementar dos índices

Esta seção apresenta simulações que apresentam o comportamento complementar dos índices  $l_q''$ ,  $l_p$  e  $L_p'$ ,  $L_q'$ .

Considere o exemplo do sistema de potência mostrado na figura 4.10.

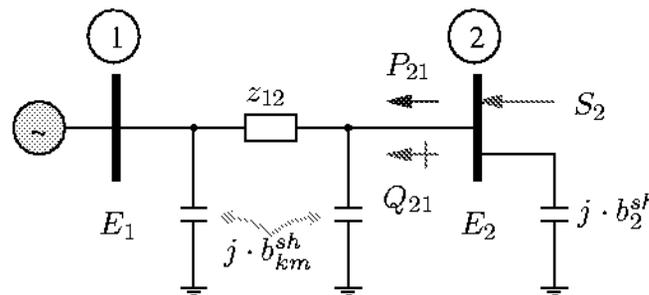


Figura 4.10: Exemplo de um sistema de duas barras, um ramo.

A tensão no barramento de referência 1 é ajustada em  $E_1 = 1.0 \angle 0$  pu. A carga no barramento 2 é dada por  $S_2 = -(P_2 + j \cdot Q_2)$  pu. O ramo 1-2 é modelado por seu equivalente  $\pi$ . Um banco de capacitores pode também ser conectado ao barramento 2. A figura 4.11 mostra a evolução dos índices  $l_p$ ,  $l_q''$ ,  $L_p'$  e  $L_q'$  para o sistema exemplo da figura 4.10, considerando  $r_{12} = 0,05$  pu,  $x_{12} = 0,5$

pu,  $b_{12}^{sh} = 0$ ,  $b_2^{sh} = 0$  e  $P_2 = Q_2$ . Os índices  $L'_p$  e  $L'_q$  foram normalizados dividindo os índices do ramo de cada ponto de operação pelo seus respectivos índices de valores máximos, de modo a comparar os índices no mesmo gráfico.

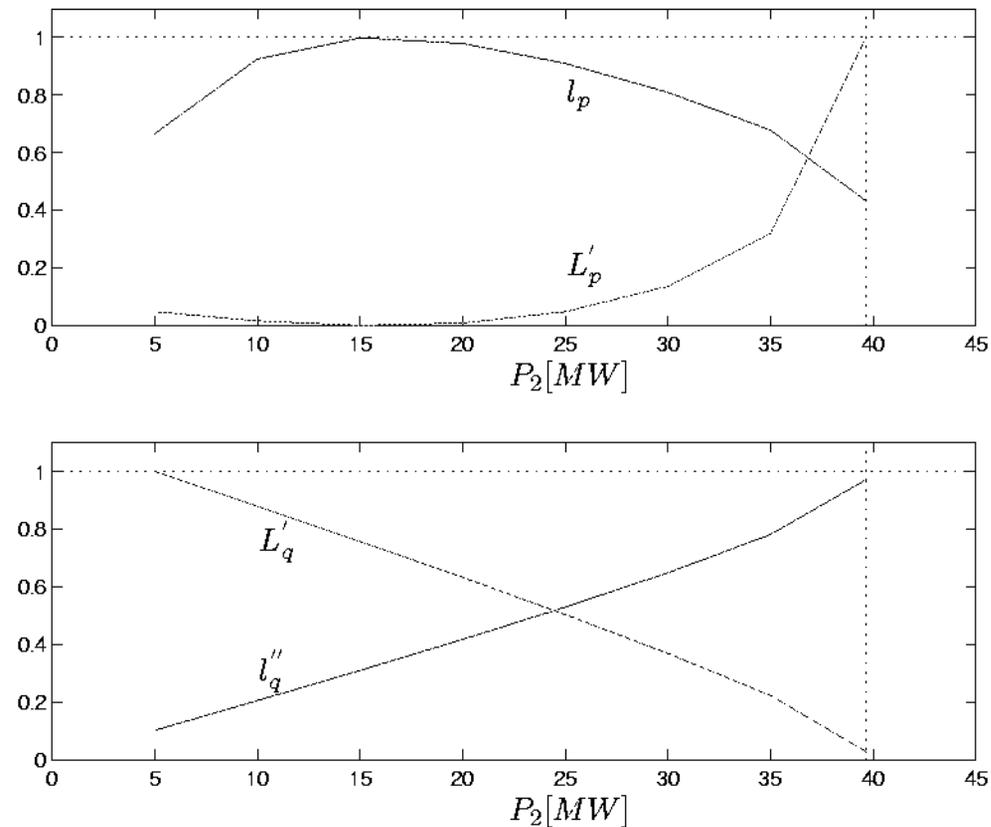


Figura 4.11: Índices de estabilidade de tensão ( $L'_p$  e  $L'_q$  foram normalizados).

Nota-se que os índices têm um comportamento complementar. O índice  $l''_q$  aproxima-se da unidade na condição de carregamento máximo. Já o índice  $l_p$ , não fornece qualquer informação útil considerando o carregamento do sistema neste caso. Moghavvemi em [4] afirma que  $l_p$  pode ser usado para sistemas com alta taxa  $r/x$  (sistemas de distribuição).

A figura 4.12 mostra os índices  $l_p$  e  $L'_p$  para o sistema exemplo da figura 4.10, agora considerando  $r_{12} = x_{12} = 0,5$  pu,  $b_{12} = 0$ ,  $b_2^{sh} = 0$  e  $P_2 = 2 \cdot Q_2$ . A taxa  $r/x$  é agora igual a 1, enquanto ela era igual a 0,1 na obtenção dos gráficos da figura 4.11. Neste caso o índice  $l_p$  fornece informação útil considerando as condições de estabilidade de tensão dos sistemas.

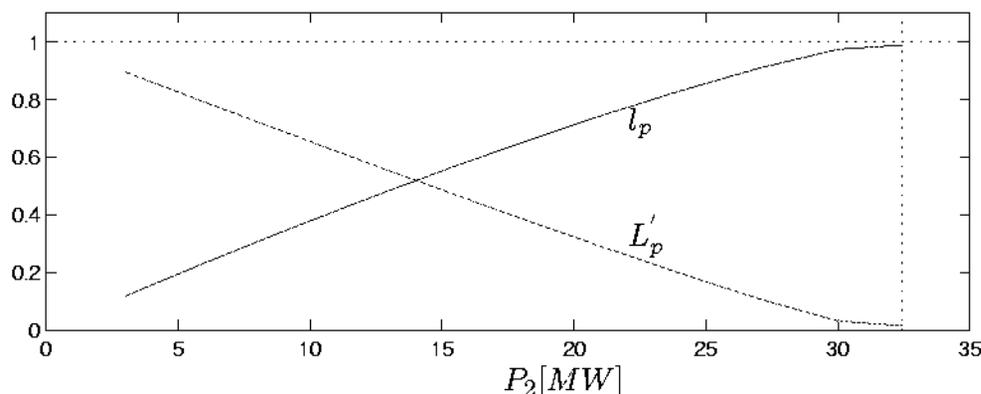


Figura 4.12: Índices de estabilidade de tensão com alta taxa r/x ( $L'_p$  foi normalizado).

A principal diferença entre  $l_{mn}$  e  $L'_q$  relaciona-se com a presença de elementos *shunt*, tais como *line charging* de transmissão e bancos de reatores/capacitores *shunt*. Estes elementos podem ter um papel importante no aumento das margens de estabilidade de tensão dos sistemas. Enquanto os elementos *shunt* são automaticamente levados em conta em  $L'_q$ , eles simplesmente não aparecem na formulação  $l_{mn}$ . A inclusão do efeito dos elementos *shunt* pode ser importante, especialmente na análise de sistemas altamente compensados. A segunda coluna da tabela 4.1 contém os pontos de carregamento máximo para o exemplo do sistema da figura 4.10 ( $P_2^{max} = Q_2^{max}$ ). Situações diferentes de elementos *shunt* foram definidas. Os valores dos elementos *shunt* estão em pu.

Tabela 4.1: Pontos de carregamento máximo.

	$b_{12}^{sh} = 0$ $b_2^{sh} = 0$	$b_{12}^{sh} = 0,20$ $b_2^{sh} = 0$	$b_{12}^{sh} = 0$ $b_2^{sh} = 0,20$
$P_2^{max}$	39,67	43,90	43,90
$V_2$	0,530	0,588	0,588
$\theta_2$	-19,67	-19,99	-19,99
$l_{mn}$	0,9718	1,0813	0,9110

O carregamento máximo e as tensões são as mesmas quando capacitores *shunt* idênticos são conectados, não interessando se eles são *line charging* de transmissão ou bancos de capacitores. Contudo, os índices de estabilidade são diferentes. Além disso o índice  $l_{mn}$  é maior do que um na presença de *line charging*.

À parte destas diferenças, as duas situações mostradas na tabela 4.1 são equivalentes, então os índices deveriam ser idênticos. O índice de estabilidade de tensão  $L'_q$  é idêntico para ambas situações, sendo igual a 0,0899.

Para ambas situações (com *line charging* e banco de capacitor) a nova formulação resulta em:

$$\begin{aligned}
 a &= -1,9802 & b &= 1,7932 & c &= -0,3698 \\
 l_q'' &= 0,9720 \\
 L_q' &= 0,0899
 \end{aligned}$$

Verifica-se,então, o comportamento complementar dos índices  $l_q''$  e  $L_q'$ .

## 4.8 Indicadores de reforços no sistema

A figura 4.13 mostra um sistema de 4 barras, 4 ramos. Considerando  $S_2 = S_3 = S_4 = -(P + j \cdot Q)$ , onde  $P = Q$ .

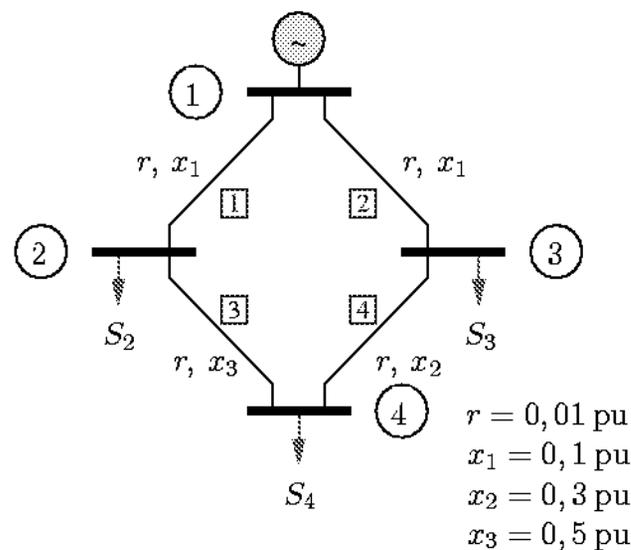


Figura 4.13: Exemplo de um sistema de 4 barras.

A condição de carregamento máximo ocorre para  $P = Q = 74,77 \text{ MW}$ . A terceira coluna da tabela 4.2 mostra os valores do índice de estabilidade  $l_{mn}$  neste ponto. Reforços na transmissão foram executados pela adição de um ramo com  $r = 0,05 \text{ pu}$  e  $x = 0,5 \text{ pu}$  em paralelo com cada um dos existentes ramos. As novas condições de carregamento máximo são mostradas na quarta coluna da tabela 4.2. O aumento na margem de carga é diretamente relacionado ao índice  $l_{mn}$ . Conseqüentemente, ramos com índices maiores são candidatos a reforços.

Tabela 4.2: Índices de estabilidade e reforços na transmissão.

Ramo	De-Para	$l_{mn}$	Reforços
			$P = Q$ [MW]
3	2 - 4	0,9321	90,32
4	3 - 4	0,8894	87,43
2	1 - 3	0,6094	78,03
1	1 - 2	0,5190	76,54

O índice de estabilidade  $l_{mn}$  também pode fornecer indicações úteis das localizações de compensação de reativos apropriadas no intuito de aumentar a margem de estabilidade de tensão. A tabela 4.3 mostra as condições de carregamento máximo depois da conexão do capacitor com  $b^{sh} = 0,3$  pu em diferentes barramentos.

Tabela 4.3: Reforços de potência reativa.

Barra	Reforços
	$P = Q$ [MW]
4	79,27
3	76,93
2	76,29

A melhor localização para o capacitor bem como o aumento do carregamento máximo está relacionado com o barramento 4, ao qual é o barramento receptor dos ramos com maiores valores de  $l_{mn}$ .

## 4.9 Índice de estabilidade de tensão melhorado

Considere o sistema mostrado na figura 4.13. Considere também que um capacitor com  $b^{sh} = 0,3$  pu é conectado ao barramento 4. A condição de máximo carregamento ocorre para  $P = Q = 79,27$  MW. A tabela 4.4 apresenta os índices de estabilidade de tensão calculados neste ponto.

Tabela 4.4: Índices de estabilidade para o sistema de 4 barras.

Ramo	De-Para	$l_p$	$l_{mn}$	$l_q''$
3	2 - 4	0,5441	0,8805	0,9799
4	3 - 4	0,7607	0,8261	0,9182
2	1 - 3	0,9062	0,5976	0,5976
1	1 - 2	0,9644	0,5154	0,5154

Ambos os índices  $l_{mn}$  (proposto em [4]) e  $l_q''$  (proposto neste trabalho) resultam na mesma classificação dos ramos. Contudo, eles são numericamente diferentes entre si para ramos com elementos *shunt* conectados aos seus barramentos receptores. Particularmente, nota-se que  $l_q''$  para o ramo 3 é maior, enquanto que o maior  $l_{mn}$  (ramo 3) é menor do que o maior  $l_p$  (ramo 1). A informação fornecida por  $l_{mn}$  e  $l_q''$  faz sentido na detecção do ramo crítico. A tabela 4.5 mostra que o reforço na linha de transmissão no ramo 3 resulta em melhor benefício no aumento do carregamento máximo do sistema.

Tabela 4.5: Carregamentos máximos depois dos reforços na transmissão (ramo com  $r = 0,05$  pu e  $x = 0,5$  pu adicionado em paralelo com cada ramo existente).

$P^{max} = Q^{max}$		
Ramo	De-Para	[MW]
3	2 - 4	94,26
4	3 - 4	91,47
2	1 - 3	82,66
1	1 - 2	81,15

O fato de  $l_q''$  ser o maior índice global é importante no caso de classificação de ramos baseados nos fluxos de potência ativa e reativa. Se  $l_p$  e  $l_{mn}$  são usados, o ramo 1 é determinado como sendo o crítico. Se  $l_p$  e  $l_q''$  são usados, o ramo 3 é o crítico. De acordo com a tabela 4.5, a última conclusão é a correta.

Naturalmente, este erro de classificação não deve ocorrer no caso de índices baseados no fluxo de potência reativa forem usados sozinhos. Contudo, há algumas situações nas quais a consideração de  $l_p$  é importante, como na classificação e seleção de contingências para estabilidade de tensão de sistemas de potência malhados de grande porte.

## 4.10 Caracterização dos índices de estabilidade de tensão

A caracterização dos índices consiste em verificar o comportamento deles em diferentes pontos de operação do sistema em estudo. Foi importante realizar tal estudo para analisar se os índices eram adequados para o desenvolvimento do índice de performance (PI).

Nesta seção apresentam-se alguns resultados que auxiliaram na análise do comportamento dos índices em função do carregamento do sistema. Cálculos detalhados dos índices são apresentados, comprovando a clareza e facilidade de obtenção.

Basicamente, o estado de operação da rede é obtido através da resolução do seguinte conjunto de equações de fluxo de carga:

$$\begin{aligned} \lambda \cdot P_k^{esp} - P_k^{cal}(\underline{V}, \underline{\theta}) &= 0 & k = \text{barras PQ e PV} \\ \lambda \cdot Q_k^{esp} - Q_k^{cal}(\underline{V}, \underline{\theta}) &= 0 & k = \text{barras PQ} \end{aligned}$$

em que  $\lambda$  é o fator de carregamento,  $P_k^{esp} = P_k^{gerado} - P_k^{carga}$  é a potência ativa especificada,  $Q_k^{esp} = Q_k^{gerado} - Q_k^{carga}$  é a potência reativa especificada,  $P_k^{cal}$  e  $Q_k^{cal}$  são as potências ativa e reativa calculadas em função das variáveis de estado  $\underline{V}$  (vetor das magnitudes das tensões nodais) e  $\underline{\theta}$  (ângulos de fase das tensões nodais).

A tolerância de convergência do fluxo de carga adotada em todas as simulações foi de 1 MW/MVAr. Foi utilizado o controle de geração de reativos em barras PV. Os limiares adotados foram de tensões mínima de 0,2 pu e máxima de 2 pu. Se alguma tensão excedia os limiares definidos durante o processo iterativo, considerou-se que houve divergência. Os casos em que as tensões estavam fora da faixa operacionalmente aceitável, mas que convergiram com tensões entre os limiares adotados, resultaram em valores altos dos índices, permitindo concluir que se tratava de um caso crítico do ponto de vista da estabilidade de tensão. Os dados sobre os sistemas testes utilizados nas simulações estão descritos no apêndice B.

A partir do caso base ( $\lambda = 1$ ) aumentou-se o carregamento e a geração de todas as barras até que o ponto de máximo carregamento (ponto crítico) fosse alcançado. O processo de simulação consistiu em aumentar gradualmente a potência de carga ativa, a potência de carga reativa e a geração ativa do sistema e assim calcular os índices do ramo considerado para cada carregamento. A partir do estado normal do sistema em estudo, o fluxo de carga é calculado para cada mudança. Assim, o carregamento foi aumentado até que houvesse divergência do fluxo de carga. A situação de carregamento anterior à divergência é denominada carregamento crítico. Para tal situação os valores dos índices calculados para certos ramos são próximos de um, indicando que estes ramos são os críticos na rede. Traçou-se as curvas dos índices em função dos carregamentos.

#### 4.10.1 Sistema de 03 barras

Esta simulação consistiu em verificar o comportamento dos índices na situação de carga leve, média e pesada. Utilizando-se um sistema de três barras e dois ramos, obteve-se o máximo carregamento do sistema de modo a determinar as cargas média e pesada. A carga leve adotada foi de 1 MW/MVAr. Sendo as cargas pesada e média respectivamente de 15,4 MW/MVAr e 7,7 MW/MVAr. O diagrama unifilar da rede é mostrado na figura 4.14, em que já são mostradas as grandezas relevantes na operação da rede para a situação de carga leve. As magnitudes das tensões estão em pu, assim como as resistências e reatâncias do ramo. Os ângulos de fase das tensões estão em radianos.

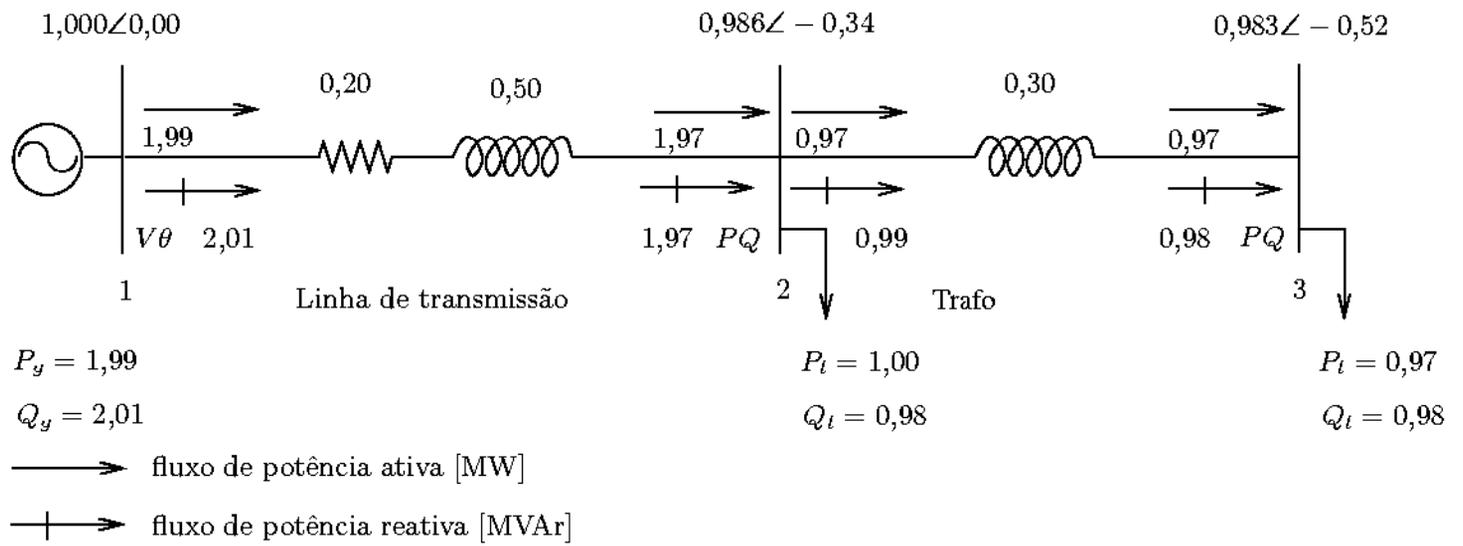


Figura 4.14: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga leve.

Para este estado, a tabela 4.6 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.6: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga leve.

Linha	De	Para	$l_p$	$l_q''$
1	1	2	0,110955	0,045902
2	2	3	0,000000	0,012116

A figura 4.15 mostra as condições de operação da rede para carga média.

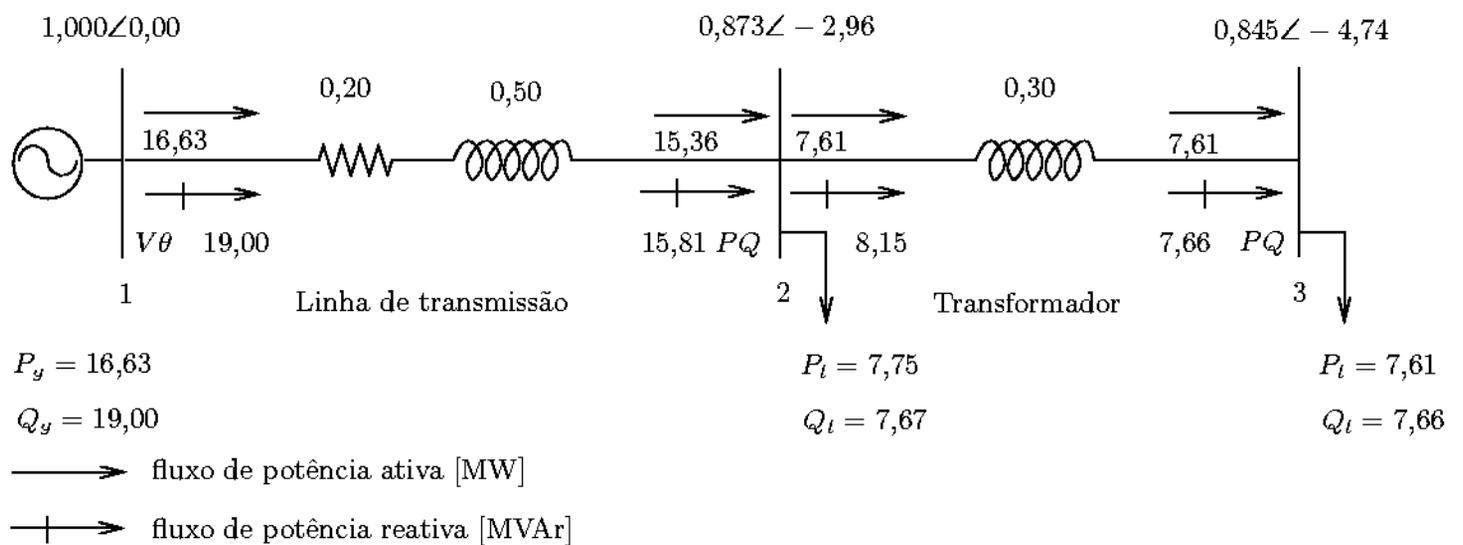


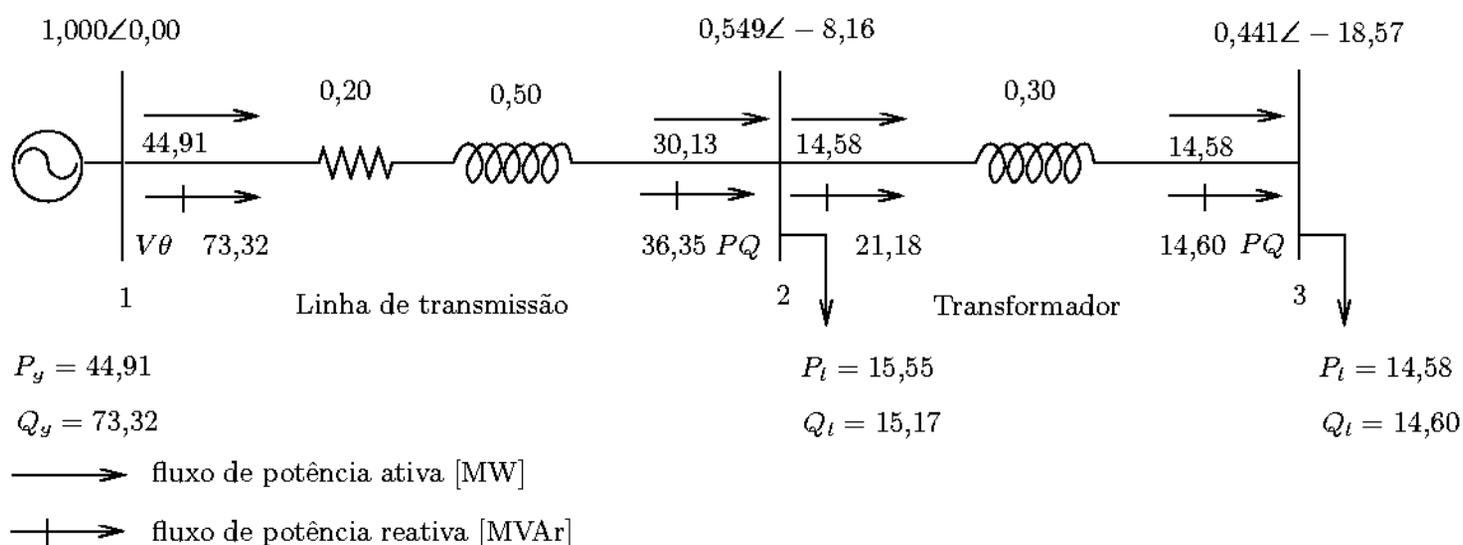
Figura 4.15: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga média.

Para este estado, a tabela 4.7 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.7: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga média.

Linha	De	Para	$l_p$	$l_q''$
1	1	2	0,699985	0,383585
2	2	3	0,000000	0,120737

A figura 4.16 mostra as condições de operação da rede para carga pesada (máximo carregamento).

Figura 4.16: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga pesada.

Para este estado, a tabela 4.8 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.8: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,30$ ) - carga pesada.

Linha	De	Para	$l_p$	$l_q''$
1	1	2	0,966437	0,968667
2	2	3	0,000000	0,600775

Percebe-se que os valores dos índices representam fielmente o comportamento do sistema. A medida que o sistema fica estressado, os índices vão tornando-se maiores.

Alterando-se o valor da reatância do transformador de 0,30 pu para 0,80 pu foi possível verificar as mudanças ocorridas nos índices. A carga leve continua de 1 MW/MVar. Já a carga pesada e média passaram a ser respectivamente de 12,2 MW/MVar e 6,1 MW/MVar. A figura 4.17 mostra as condições de operação da rede para carga leve.

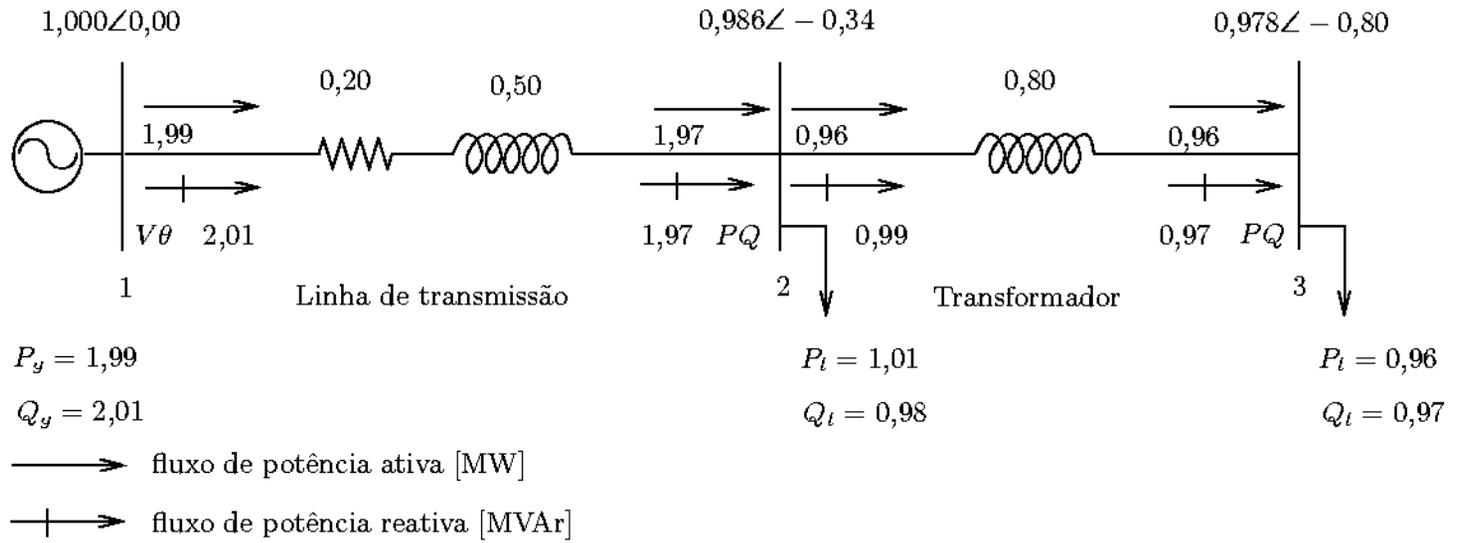


Figura 4.17: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga leve.

Para este estado, a tabela 4.9 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.9: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga leve.

Linha	De	Para	$l_p$	$l'_q$
1	1	2	0,110955	0,045902
2	2	3	0,000000	0,032066

A figura 4.18 mostra as condições de operação da rede para carga média.

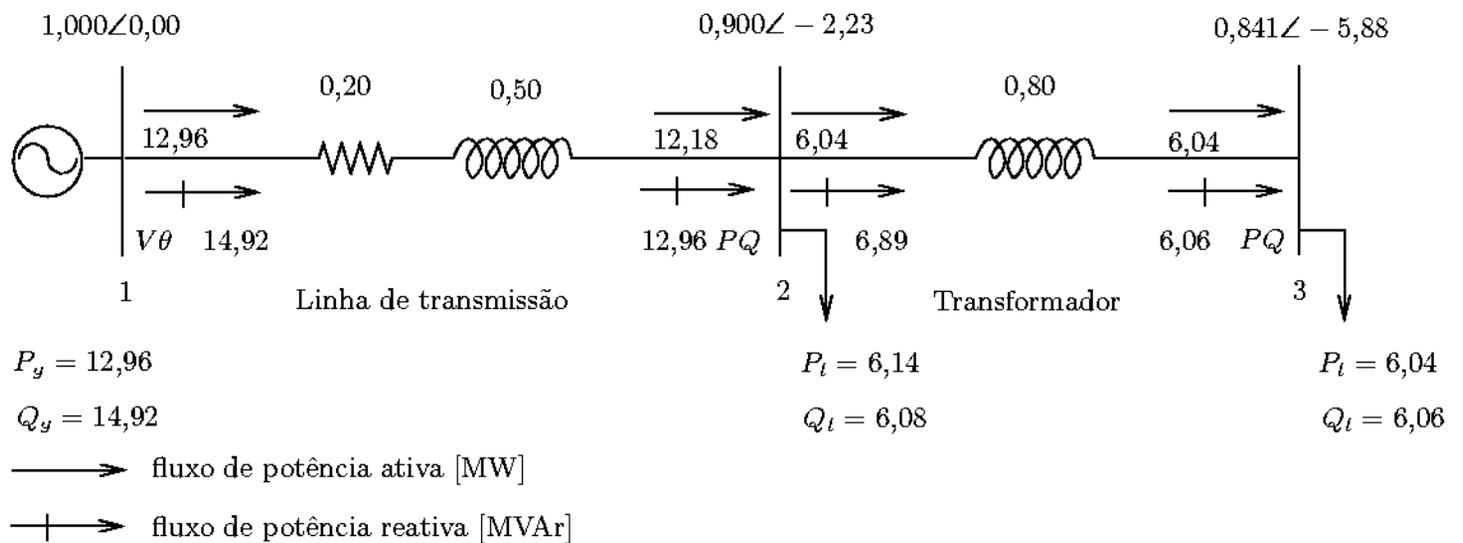


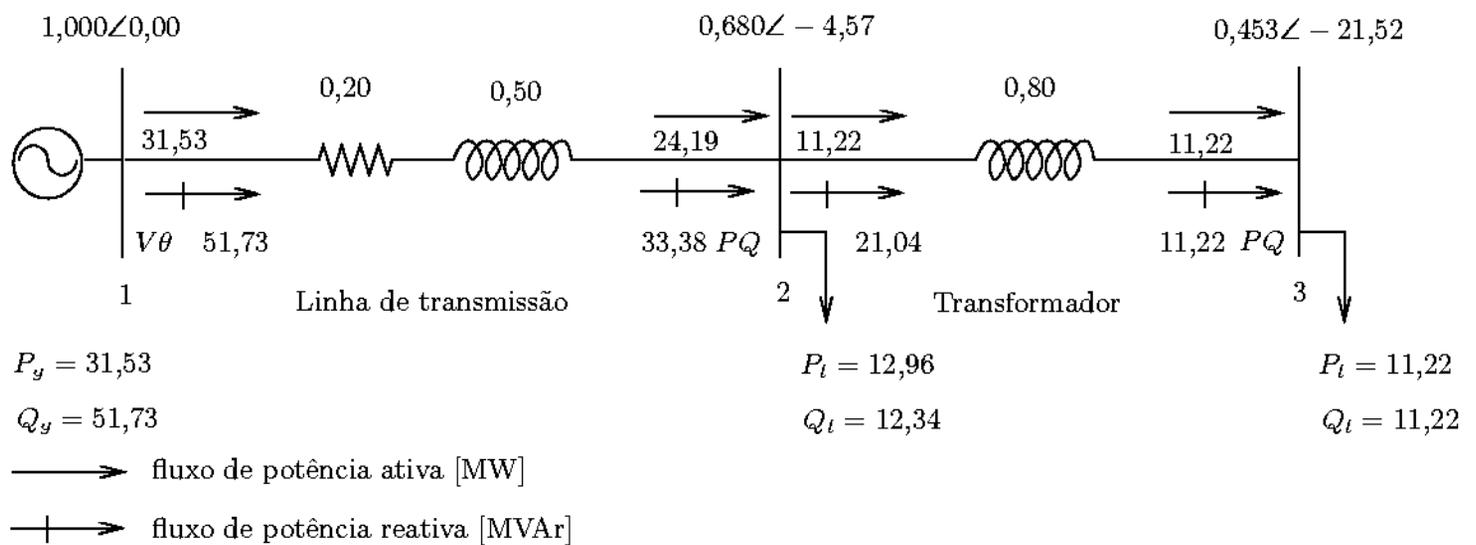
Figura 4.18: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga média.

Para este estado, a tabela 4.10 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.10: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga média.

Linha	De	Para	$l_p$	$l_q''$
1	1	2	0,587708	0,310828
2	2	3	0,000000	0,240251

A figura 4.19 mostra as condições de operação da rede para carga pesada (máximo carregamento).

Figura 4.19: Sistema de 03 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga pesada.

Para este estado, a tabela 4.11 apresenta os índices para os dois ramos.

Tabela 4.11: Índices para os sistemas de 3 barras e dois ramos ( $x_{trafo} = 0,80$ ) - carga pesada.

Linha	De	Para	$l_p$	$l_q''$
1	1	2	0,980968	0,831654
2	2	3	0,000000	0,847131

Para a situação em que a reatância do transformador era pequena, o ponto de máximo carregamento se deve a limitação da linha de transmissão. Isso é claramente observado pelos valores dos índices da linha, que são maiores que os do transformador. Situação oposta ocorre quando a reatância do transformador é grande. Ou seja, quando o sistema composto por dois ramos foi submetido a condição de máximo carregamento, a linha que determinou o máximo carregamento foi a com reatância maior.

## 4.10.2 Sistema de 14 barras e 20 ramos [47]

A próxima simulação consiste na caracterização do índice e análise dos gráficos para o ramo 2(1-5), tanto para o índice  $l_p$ , quanto para o índice  $l_q''$ . O ramo 2 é uma linha de transmissão, cujos parâmetros e grandezas associadas estão ilustradas na figura 4.20.

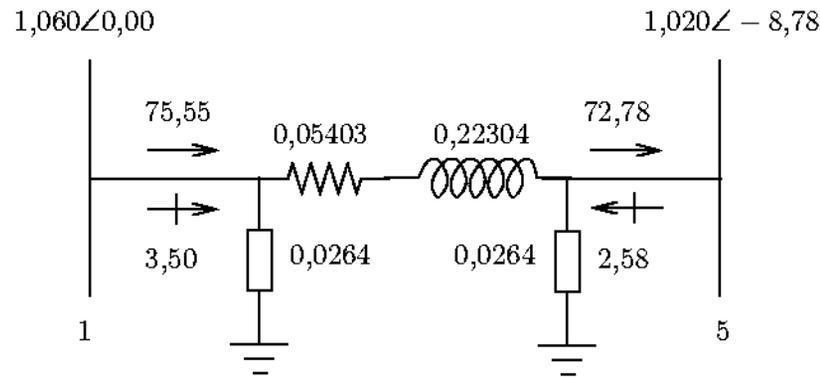


Figura 4.20: Grandezas associadas ao ramo 2(1-5) - 14 barras.

Os cálculos detalhados dos índices  $l_p$ ,  $l_q''$  para o caso base, ou seja, sem aumento do carregamento de nenhuma barra do sistema em estudo, do ramo 2(1-5) são:

$$l_p = -\frac{4 \cdot (1,0000) \cdot (0,0540) \cdot (-0,7278)}{\{(1,0000) \cdot (1,0600) \cdot [\cos(1,3331 - (0,1533 + 0))]\}^2} \approx 0,9633$$

$$l_q'' = 0$$

Observa-se que o ramo está absorvendo reativos. Adotou-se a convenção de que quando o ramo está absorvendo ou gerando reativos, os índices são anulados para que não entrem na classificação das contingências, porque não tem significado, definir as barras *sending* e *receiving*. Além disso, o fluxo de potência reativo nestes casos é pequeno, estando o ramo pouco carregado.

A seguir será mostrado o caso em que o ramo a ser analisado é um transformador. Através das equações 4.38 e 4.47 os índices do ramo 9(4-9) são:

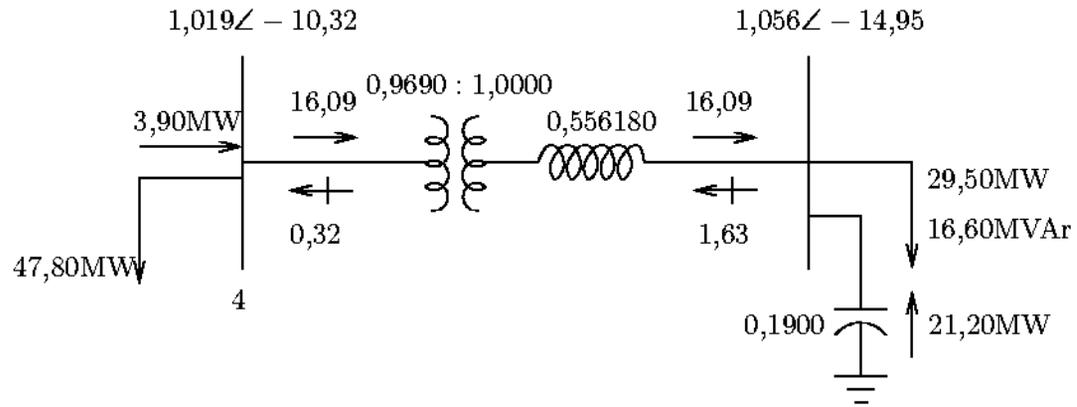


Figura 4.21: Grandezas associadas ao ramo 9(4-9) - 14 barras.

$$l_p = 0$$

$$l_q'' = \frac{4 \cdot [1,0650 \cdot (-0,5562 + 0,3093 \cdot (0)) + 0,3093 \cdot (0)] \cdot (-0,0032)}{\{(1,032) \cdot (1,056) \cdot \text{sen}[1,5708 - (-0,0808 + 0)]\}^2} = 0,00646$$

Como a resistência série do transformador é nula, o índice  $l_p$  tem valor nulo.

Para o ramo 15(7-9) o cálculo de  $l_q''$  é obtido considerando o *shunt* de barra, já que a barra *receiving* é o barramento 9, ao qual o *shunt* de barra está conectado.

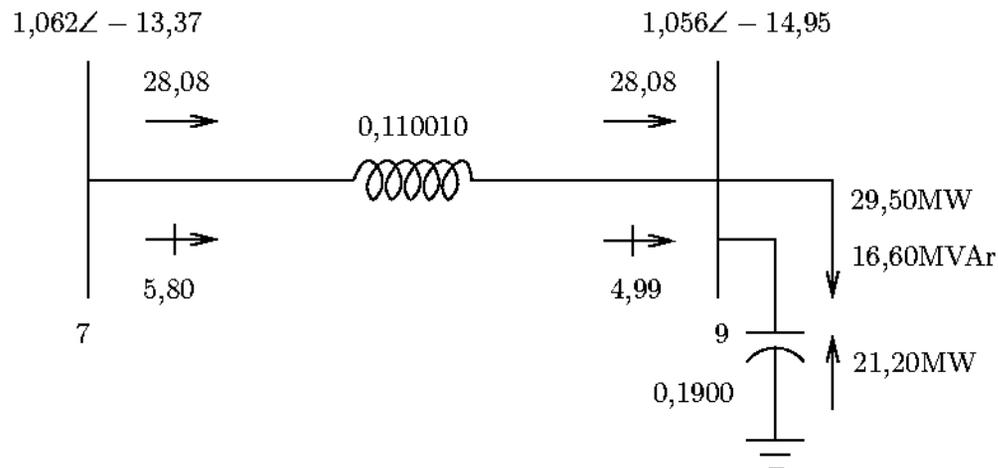
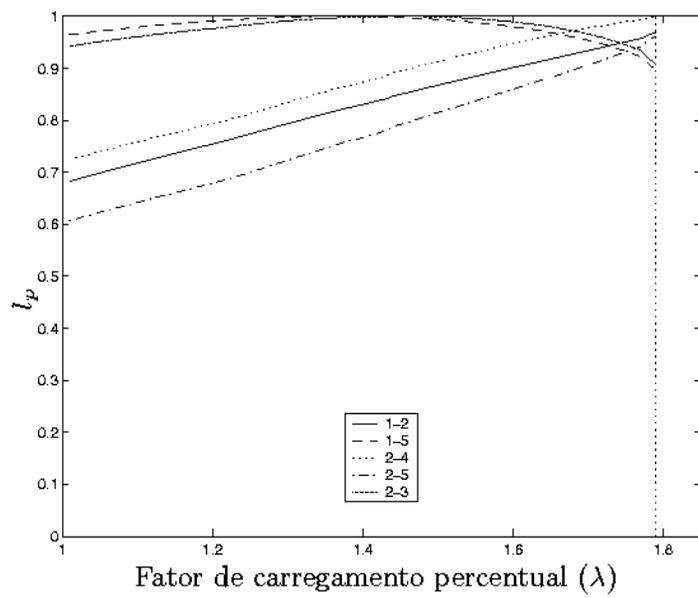


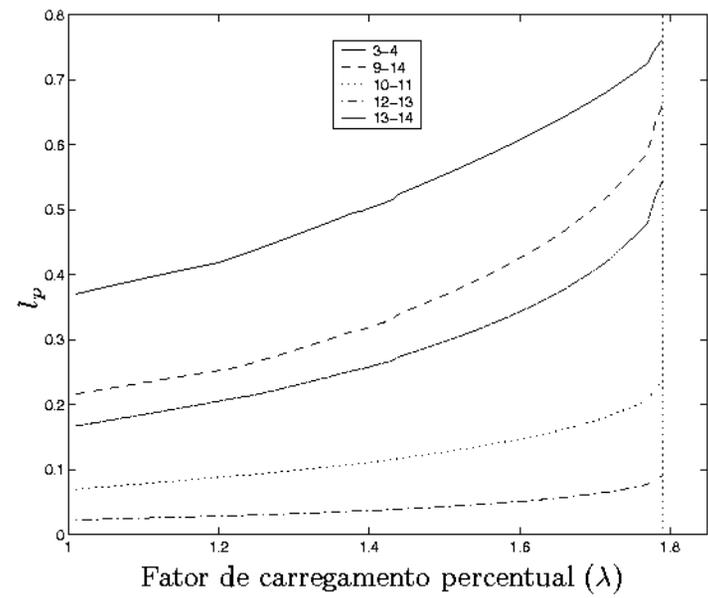
Figura 4.22: Grandezas associadas ao ramo 15(7-9) - 14 barras.

$$l_q'' = \frac{4 \cdot [1,0000 \cdot (-0,1100 + (0,0121) \cdot (0)) + (0,0121) \cdot (0,1900)] \cdot (-0,2619)}{\{(1,0000) \cdot (1,062) \cdot \text{sen}[1,5708 - (0,0276 + 0)]\}^2} = 0,1002$$

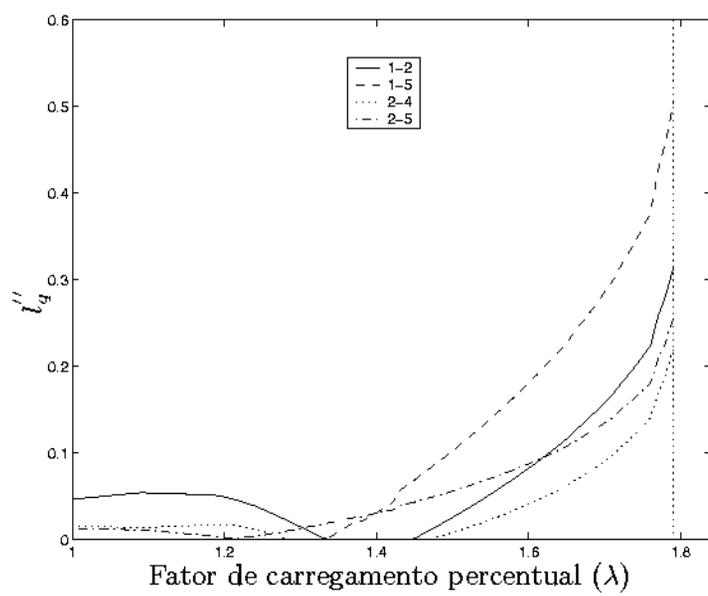
As figuras 4.23(a) e 4.23(b) ilustra o índice de estabilidade  $l_p$  para ramos com (a) índices críticos, e (b) índices diversos. As figuras 4.23(c) e 4.23(d) apresentam o índice de estabilidade  $l_q''$



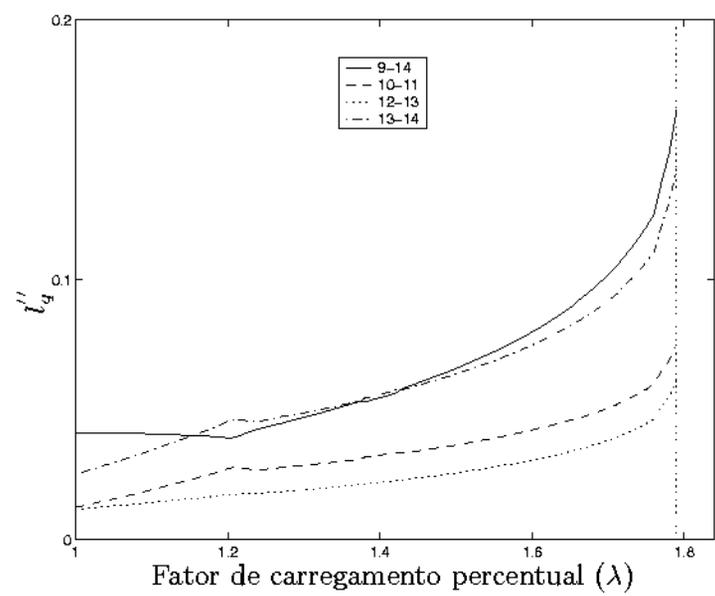
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.23: Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o sistema de 14 barras do IEEE.

para ramos com (a) índices grandes, e (b) índices pequenos. A carga e a geração foram aumentadas do caso base até o ponto para o qual as equações do fluxo de carga não apresentavam uma solução real. O último ponto foi tomado como ponto de carregamento máximo. O aumento da carga e da geração foi implementado através do uso de um fator de carregamento  $\lambda$  o qual multiplicou tanto a carga como a geração.

Quando o sistema está carregado (grande  $\lambda$ ) o índice  $l_q''$  apresenta um comportamento monotônico. Para carga leve os índices apresentam oscilações. Examinando o índice da linha 1-2, nota-se que para carga leve o índice permanece claramente constante e então decresce quando  $\lambda$  aumenta. Neste caso, há um consumo de potência reativa na barra *slack* 1. Quando  $\lambda$  aumenta mais, este consumo decresce devido ao aumento necessário do suporte de potência reativa para o sistema. Para  $1,33 < \lambda < 1,45$  o índice  $l_q''$  é igual a zero. Na realidade o cálculo do índice não é igual a zero, mas é feito igual a zero porque a linha está consumindo potência reativa de ambos os terminais. O índice também é feito igual a zero no caso da linha gerar potência reativa para ambos os lados. Nestes casos é impossível definir o barramento receptor e emissor para o fluxo de potência reativa. Apesar de tudo, os fluxos de potência reativa nestes casos são pequenos, e a própria linha está realmente pouco carregada. Finalmente, para  $\lambda > 1,45$  o índice  $l_q''$  aumenta monotonicamente. Como uma conclusão da discussão acima, o índice mostra um comportamento mais previsível para sistemas com carregamento pesados, o que é uma característica comum de índices de estabilidade de tensão em geral.

A figura 4.23(c) também mostra que para  $\lambda < 1,62$  o segundo ramo mais crítico é a linha 2-5, enquanto que para  $\lambda > 1,62$ , a linha 1-2 torna-se a segunda mais crítica. Este erro de classificação para cargas leves é também uma característica comum dos índices de estabilidade de tensão.

A figura 4.24 mostra os índices de ramos para o caso base ( $\lambda = 1$ ) e condição de carregamento máximo ( $\lambda = 1,79$ ). A linha de transmissão 2(1-5) apresenta o maior índice de estabilidade de tensão para o fluxo de potência reativo na condição de carregamento máximo. Já para o caso base, o ramo crítico é o 14(7-8).

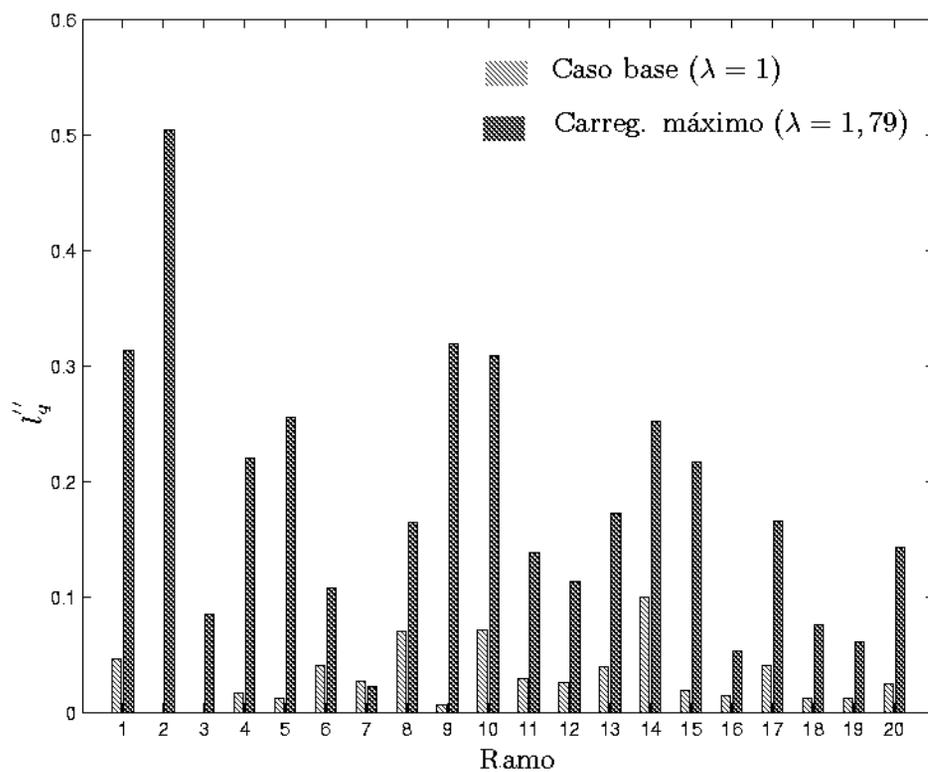


Figura 4.24: Índices do sistema de 14 barras do IEEE para o caso base e condições de carregamento máximo.

A figura 4.25 mostra a variação no índice  $l''_q$  depois de uma contingência consistindo na saída da linha 2(1-5) ocorrendo quando o sistema está sob uma condição de carregamento maior que o caso base. Este último foi redefinido, ou seja, a carga e geração foram ajustadas para 40% acima dos níveis originais definidos em [47]. O ramo 9(4-9) é o ramo crítico no caso base e na situação de contingência.

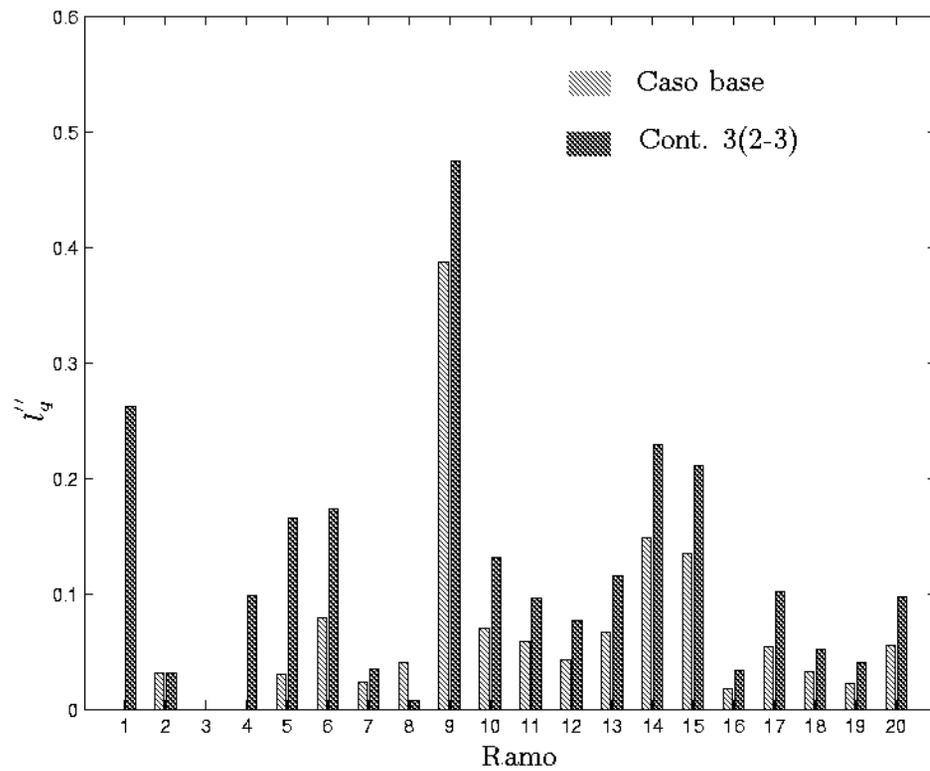
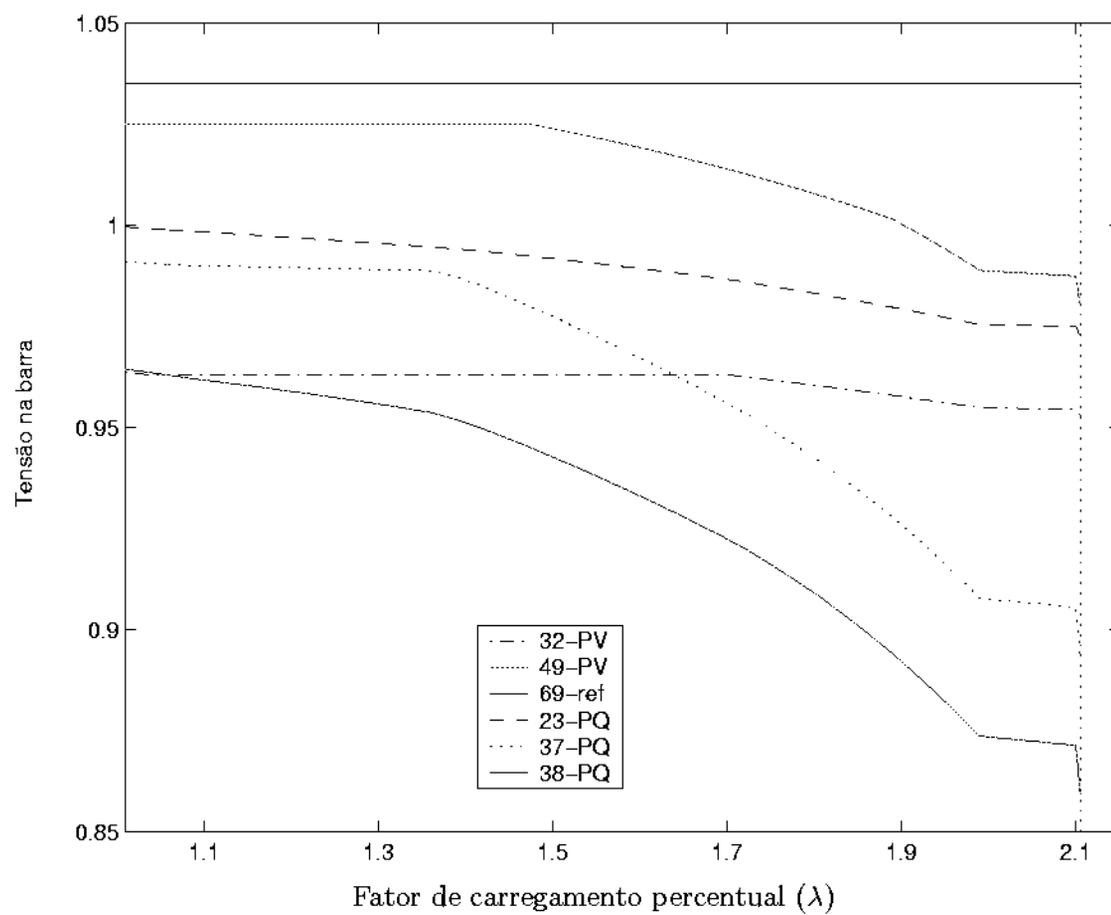


Figura 4.25: Índices do sistema de 14 barras do IEEE para o caso base e condições de contingência com carregamento de 40% sobre o normal.

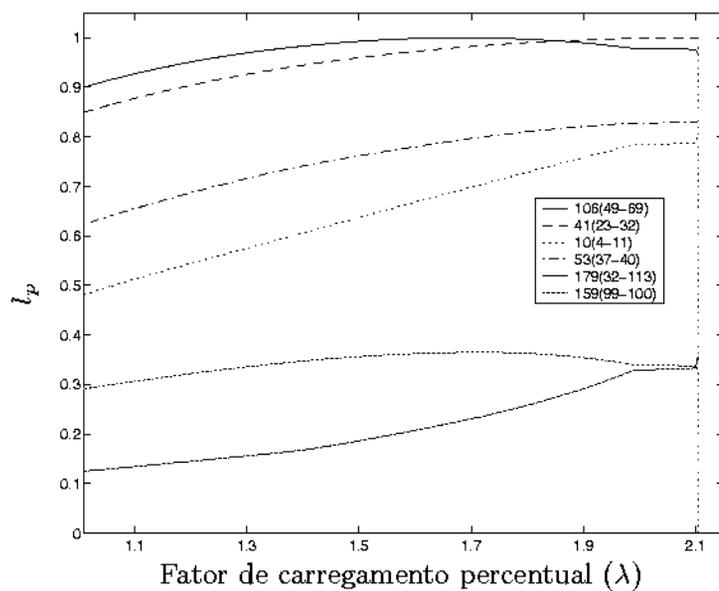
Baseado nestas características, foi possível concluir que a definição do índice de performance para seleção de contingências tem que levar em consideração a variação dos valores dos índices do caso base para a condição pós-contingência, bem como o peso dos índices, ou seja, seu valor em relação ao maior índice para a condição analisada.

#### 4.10.3 Sistema de 118 barras e 186 ramos [48]

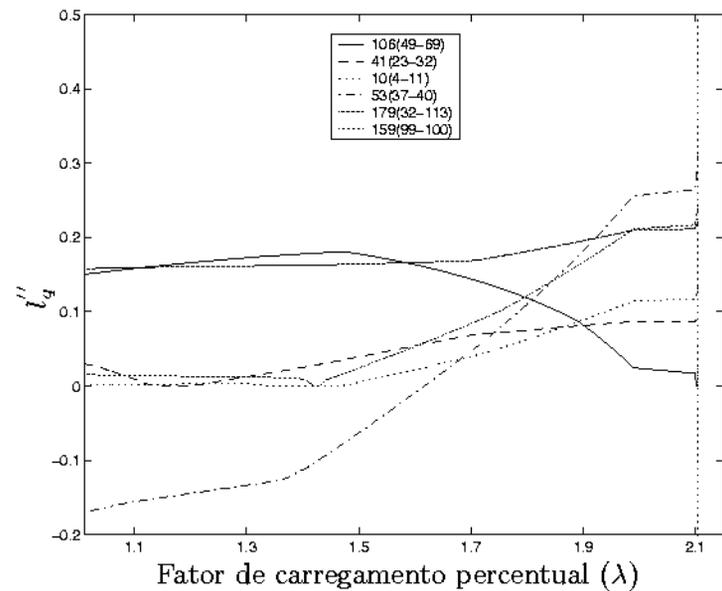
A figura 4.26 mostra os resultados de simulações realizados para esta rede.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.26: Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o sistema de 118 barras do IEEE.

Percebe-se na figura 4.26(a) que à medida que o sistema vai sendo estressado, em aproximadamente  $\lambda = 1,74$ , o limite de geração de potência reativa do gerador localizado na barra 32 é atingido, logo o controle de reativos atua. Sendo assim a magnitude de tensão da barra passa a variar. Comportamento similar tem a barra 49 em  $\lambda = 1,47$ .

Para as barras PQ observa-se que a medida que o sistema é estressado, as magnitudes de tensão decrescem.

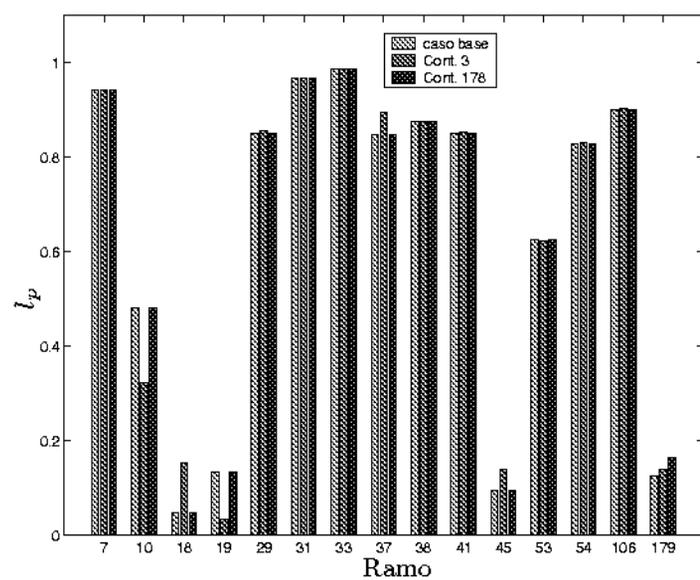
Através da figura 4.26(b) observa-se que o índice  $l_p$  aumenta monotonicamente. O índice  $l_q''$  varia de forma menos previsível. Por exemplo, o fluxo de potência reativa no ramo 41(23-32) muda de comportamento em função da carga, por isso fazendo  $l_q''$  diminuir e depois aumentar. O comportamento de  $l_q''$  para o ramo 106(49-69) mostra que a distribuição de fluxos de potência reativa com o carregamento da rede faz com que ele fique menos importante do ponto de vista da estabilidade de tensão.

O ramo 53 apresentou valores negativos do índice  $l_q''$  devido a presença de um reator na barra receptora. Mas à medida que o carregamento foi aumentando a tensão na barra 37 foi decrescendo, conseqüentemente  $b_{37}^{sh} \cdot V_{37}^2$  foi diminuindo. Na transição de  $\lambda = 1,60$  para  $\lambda = 1,61$ , o fluxo reativo  $Q_{RS}$  aumentou no ramo. Assim, o fluxo reativo  $Q'_{RS} = Q_{RS} - b_{RS}^{sh} \cdot V_R^2$  trocou de sinal e conseqüentemente  $l_q''$  também.

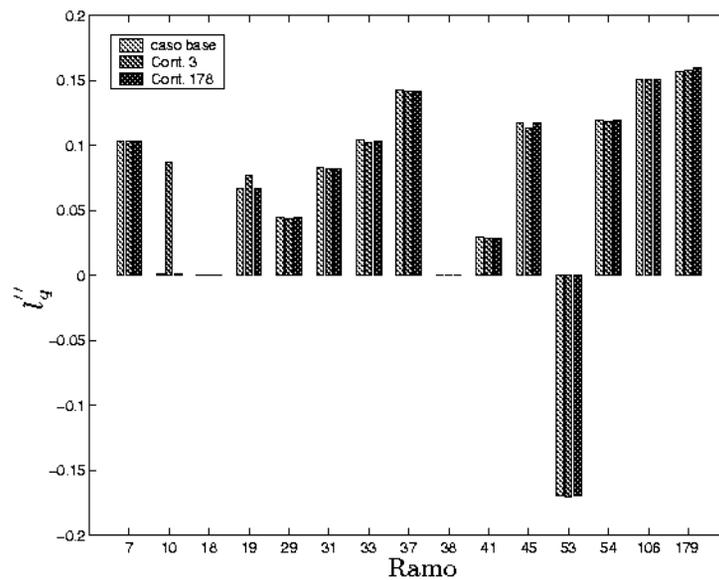
As figuras 4.27(a) e 4.27(b) apresentam uma comparação para alguns ramos, dos valores dos índices  $l_p$  e  $l_q''$  respectivamente, para o caso base e condições de contingência com carregamento normal.

Já as figuras 4.27(c) e 4.27(d) apresentam uma comparação para alguns ramos, dos valores dos índices  $l_p$  e  $l_q''$  respectivamente, para o caso base e condições de contingência para o sistema carregado em 26,1%. Este carregamento foi escolhido de forma que a ocorrência da contingência 8(4-5) resultasse em uma margem de estabilidade praticamente nula.

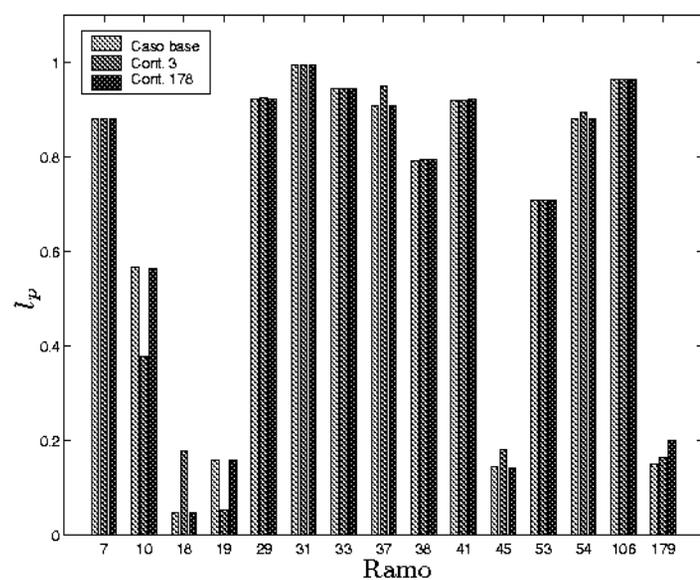
Como dito anteriormente, o fato do índice  $l_q''$  para o ramo 53(37-40) ser negativo deve-se a existência de um *shunt* de barra (indutor) elevado na barra receptora ( $b_{37}^{sh} = -0,25$ ) pu.



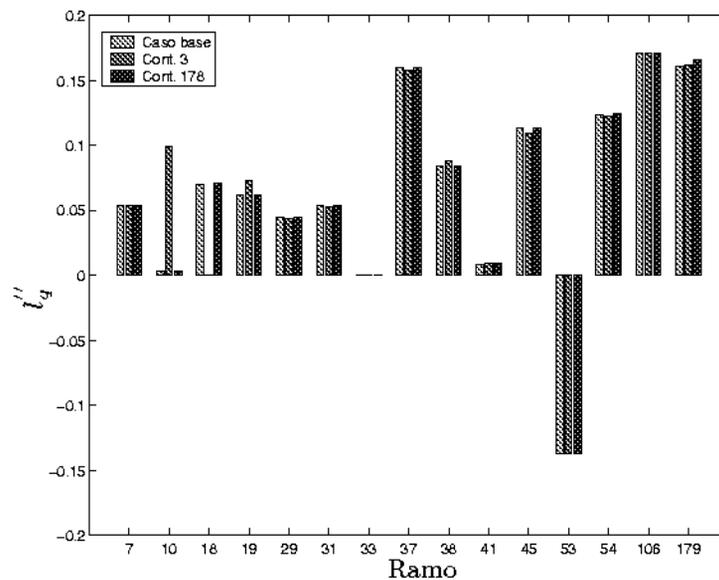
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.27: Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o caso base e condições de contingência para o sistema de 118 barras com carregamento normal (a) e (b) e carregado com 26,1% (c) e (d).

#### 4.10.4 Sistema de 904 barras e 1283 ramos

As figuras 4.28(a) e 4.28(b) apresentam uma comparação para alguns ramos, dos valores dos índices  $l_p$  e  $l_q''$  respectivamente, para o caso base e condições de contingência para o sistema carregado com 4,5%. Este carregamento foi escolhido de forma que a ocorrência da contingência 489(743-744) resultasse em uma margem de estabilidade praticamente nula. Nota-se que as variações dos índices foi pequena, embora a contingência considerada seja a mais crítica do ponto de vista da estabilidade de tensão, por resultar na operação de rede com a menor margem de carregamento.

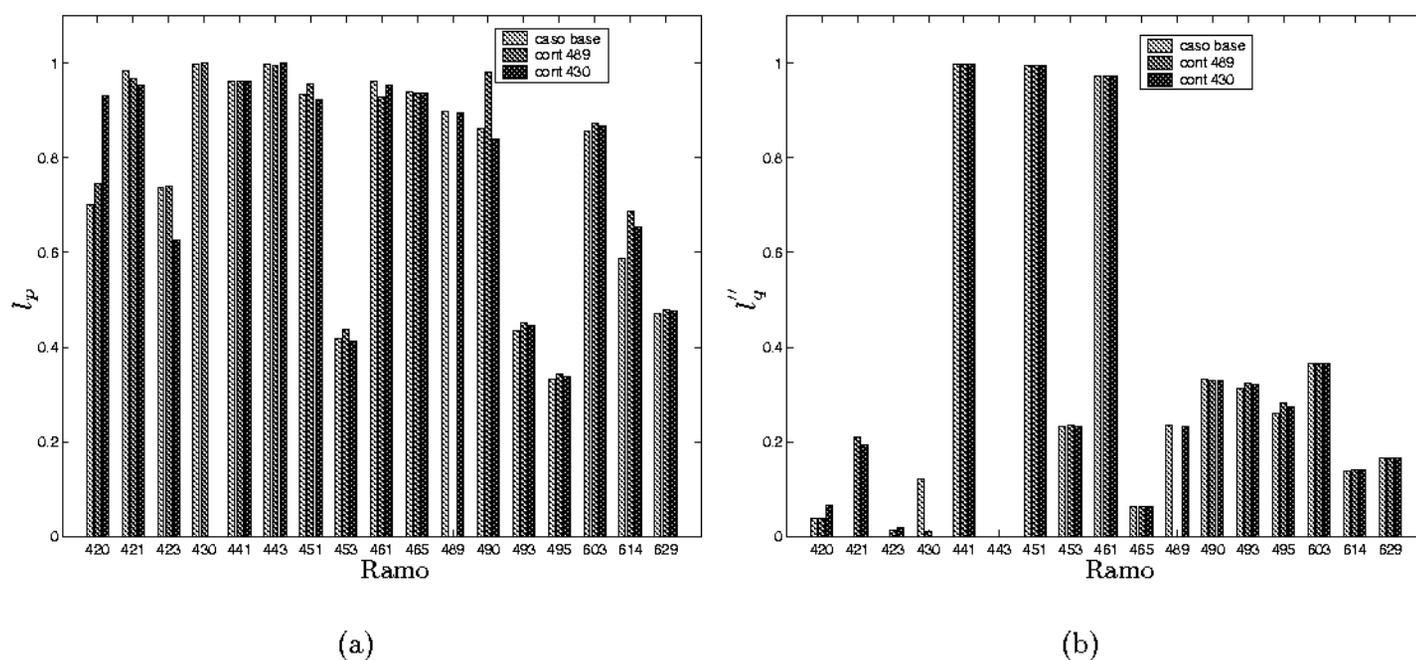


Figura 4.28: Comportamento dos índices de estabilidade de tensão para o caso base e condições de contingência para o sistema de 904 barras carregado com 4,5%.

## Capítulo 5

# Seleção de contingências

Saídas de operação de ramos (linhas de transmissão e transformadores) podem provocar mudanças nos fluxos de potência e tensões sobre os equipamentos restantes conectados ao sistema. Conseqüentemente, as análises de contingências em ramos requerem métodos para predizer se há violações de limites. Além disso faz-se necessário realizar estudos para determinar o comportamento do sistema pós-contingência quanto à estabilidade de tensão. Somente contingências simples foram estudadas.

### 5.1 Método proposto para classificação de contingências considerando estabilidade de tensão

A estrutura do método proposto consiste em, através do banco de dados do sistema e da lista de contingências pré-definida *off-line*, classificar de acordo com o índice de performance as contingências mais severas em relação à estabilidade de tensão. Dois aspectos serão discutidos nesta seção, ou seja, o método de cálculo pós-contingência e a definição dos índices de performance.

Os passos seguintes resumem o processo de seleção de contingências simples nos ramos da rede:

*i)* armazena alguns dados da rede original tais como: violações de reativos, tipo das barras, injeções líquidas das potências ativa e reativa, magnitude e ângulo das tensões;

*ii)* leitura do ramo a ser analisado na lista pré-definida de contingências.

- Caso haja contingência a ser simulada: modifica-se o estado do ramo a ser contingenciado de normal (ramo fechado) para o estado aberto (exclui o ramo) e segue para o passo (*iii*);
- Caso contrário: segue para o passo(*x*);

*iii)* recuperação dos dados armazenados no passo (*i*);

*iv)* construção da matriz admitância ( $Y$ ) para a nova rede (sem o ramo), no intuito de calcular o fluxo de carga para obter o estado contingenciado;

v) obtenção do estado pós-contingência que pode ser obtido através de uma das seguintes opções:

- do fluxo de carga de Newton até a convergência;
- de apenas uma iteração do fluxo de carga de Newton;

vi) obtenção dos índices de estabilidade de tensão para cada ramo do sistema;

vii) cálculo dos índices de performance para cada contingência analisada, em função dos índices de estabilidade de tensão;

viii) religação do ramo;

ix) volta ao passo (ii);

x) ordenação das contingências pelos índices de performance.

Para a operação em tempo real utiliza-se apenas uma iteração do fluxo de carga e o processo de seleção de contingências termina no passo (x). Para o estudo deste trabalho, após os dez passos, o passo seguinte consiste em obter as taxas de capturas, comparando a classificação obtida pela ordenação das contingências com uma lista classificada pela margem de carregamento.

### 5.1.1 Método de obtenção do estado de operação

Para o cálculo do estado de operação pós-contingência, a idéia é seguir o procedimento, bem aceito, de obtenção através de uma iteração do fluxo de carga [27]. Contudo, imprecisões podem aparecer no caso de análise de estabilidade de tensão, visto que problemas de estabilidade de tensão estão muito relacionados com desequilíbrio de potência reativa no sistema [1]. A fim de levar este fator em consideração, o seguinte método de cálculo pós-contingência foi adotado:

- (1) execução de uma iteração de fluxo de carga;
- (2) no caso de alguma unidade de geração atingir o limite de injeção de potência reativa, em decorrência da contingência em análise, executa-se apenas mais uma iteração de fluxo de carga.

Normalmente a segunda iteração é necessária para a maioria das contingências críticas. Para grandes sistemas uma iteração do fluxo de carga somente é executada para vasta maioria das contingências.

Durante as simulações obteve-se as classificações das contingências para todos os sistemas em estudo, utilizando quantas iterações necessárias até a convergência do fluxo de potência. Tais simulações serviram para comparação quando considera-se uma iteração, ou no máximo duas, na ocorrência de violação de reativos devido a contingência em análise. Percebeu-se que não havia discrepância nas classificações.

O fluxograma apresentado na figura 5.1 ilustra o processo descrito nas seções 5.1 e 5.1.1.

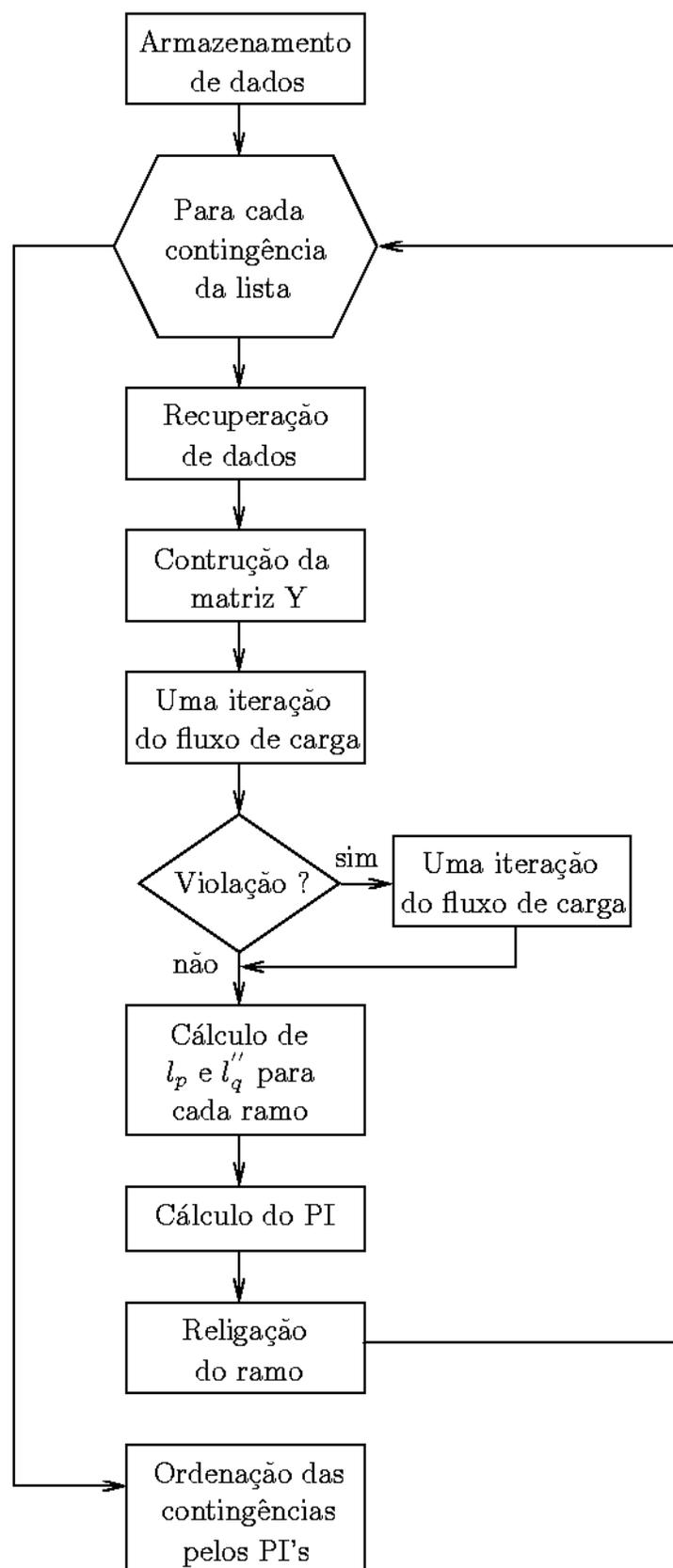


Figura 5.1: Algoritmo básico da metodologia utilizada para seleção de contingências.

### 5.1.2 Índices de performance

Depois do estado de operação aproximado pós-contingência ter sido obtido, os índices de estabilidade de tensão são obtidos para cada ramo. Em seguida os índices de performance para

cada contingência é calculado com base nos índices ( $l_p$  e  $l_q$ ).

A classificação de contingências pelo índice de performance é determinada pela ordem crescente dos PI's obtidos na simulação de cada contingência do sistema.

Sendo  $l$  a contingência a ser classificada e  $j = 1, \dots, nl$ , onde  $nl$  é o número de ramos do sistema, exceto o da contingência simulada. Os índices de performance testados foram:

$$\begin{cases} PIP_l = \max \{ l_{p_j}^{PC} \} \\ PIQ_l = \max \{ l_{q_j}^{PC} \} \end{cases} \quad (5.1)$$

$$\begin{cases} PIP_l = \sum_{j=1, nl} [l_{p_j}^{PC}]^2 \\ PIQ_l = \sum_{j=1, nl} [l_{q_j}^{PC}]^2 \end{cases} \quad (5.2)$$

$$\begin{cases} PIP_l = \left\{ \sum_{j=1, nl} [l_{p_j}^{PC}]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \\ PIQ_l = \left\{ \sum_{j=1, nl} [l_{q_j}^{PC}]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (5.3)$$

$$\begin{cases} PIP_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( l_{p_j}^{PC} - l_{p_j}^{CB} \right) \cdot \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{max}} \right) \right] \\ PIQ_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( l_{q_j}^{PC} - l_{q_j}^{CB} \right) \cdot \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{max}} \right) \right] \end{cases} \quad (5.4)$$

$$\begin{cases} PIP_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{CB}} \right) \cdot \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{max}} \right) \right] \\ PIQ_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{CB}} \right) \cdot \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{max}} \right) \right] \end{cases} \quad (5.5)$$

$$\begin{cases} PIP_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( l_{p_j}^{PC} - l_{p_j}^{CB} \right) \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{max}} \right) \right] \\ PIQ_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( l_{q_j}^{PC} - l_{q_j}^{CB} \right) \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{max}} \right) \right] \end{cases} \quad (5.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} PIP_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{CE}} \right) \left( \frac{l_{p_j}^{PC}}{l_{p_j}^{max}} \right) \right] \\ PIQ_l = \sum_{j=1, nl} \left[ \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{CE}} \right) \left( \frac{l_{q_j}^{PC}}{l_{q_j}^{max}} \right) \right] \end{array} \right. \quad (5.7)$$

Definiu-se o índice de performance  $PI_1$  como a união dos índices de performance ( $PIP_l$  e  $PIQ_l$ ) da equação 5.1.  $PI_2$  como a união do par estabelecido na equação 5.2 e assim sucessivamente. Também foram testados índices de performance baseados nas normas de  $PI_4$  à  $PI_7$ . Analisou-se as taxas de capturas para os  $PIP_l$  e  $PIQ_l$  de cada equação, bem como da respectiva união do par. De forma geral, quando a união  $PIP_l \cup PIQ_l$  de cada par de equações foi realizada, obteve-se boas taxas de capturas. Não houve discrepâncias entre as taxas de capturas considerando um ou outro índice de performance. Considerando  $PI_1$ , as taxas de capturas foram boas. Entretanto, o índice de performance  $PI_4$  mostrou-se melhor. As próximas seções contêm os resultados para os sistemas testes. Os índices de performance  $PI_4$  e  $PI_5$  foram baseados nos gráficos obtidos na caracterização dos índices de estabilidade de tensão apresentados nas figuras 4.24 e 4.25. Analisando-as percebe-se que o índice de performance tem que ser capaz de levar em consideração a variação do índice pós-contingência em relação ao caso base e também ser fiel ao seu valor intrínseco (peso). Sendo assim, no somatório só foram consideradas as variações positivas e os casos onde o índice para o caso base era positivo, pois o que interessa são os casos que o índice pós-contingência seja maior do que o índice para o caso base. Desta forma, tentou-se evitar o mascaramento do somatório para as contingências que ocasionaram alívios em vários ramos, sobrecarregando bastante apenas um.  $PI_2$ ,  $PI_6$  e  $PI_7$  foram tentativas baseadas em hipóteses.

Para conferir os resultados obtidos pela técnica proposta, obteve-se as margens de carregamento para os sistemas de potência usados. O procedimento seguido para determinação destas margens é obtido simulando cada contingência, concomitantemente aumentando-se percentualmente a geração e a carga do sistema. Então, caso o fluxo de potência tenha convergência, continua-se o processo de carregamento, ao contrário, o processo é interrompido. A penúltima porcentagem de carregamento é considerada a margem crítica para a contingência simulada. Após simuladas todas as contingências, a classificação é feita pela ordem crescente das margens críticas. Assim é possível comparar a classificação obtida pelos índices com a obtida pela margem. Uma contingência é considerada a mais severa do ponto de vista da estabilidade de tensão se a margem de segurança do sistema para o colapso de tensão depois de sua ocorrência resulta no menor valor. Isto está relacionado de certa forma com o maior índice de estabilidade, sendo ele  $l_p$  ou  $l_q''$ . A maioria das contingências não afeta significativamente a margem de carregamento. As margens obtidas para o sistema de 118 barras e 186 ramos [48], por exemplo, refletem o quanto este sistema é folgado quanto ao carregamento da carga e geração.

## 5.2 Taxas de capturas

Para fazer uma análise qualitativa a respeito da eficácia da utilização dos índices de performance na classificação de contingências quanto à estabilidade de tensão, adotou-se a classificação obtida pelas margens de carregamento como a correta. Então para um determinado número de posições analisadas, define-se a taxa de captura (TC) como o valor percentual de acerto, da classificação obtida pelo PI considerado em comparação com a obtida pelas margens. A equação 5.8 expressa a definição de taxa de captura utilizada.

$$\text{taxa captura} = \frac{\text{acerto pelo PI considerando várias posições}}{\text{número de contingências críticas}} \quad (5.8)$$

Baseado na discussão acima, a obtenção da taxa de captura consiste em:

- definir o número de contingências críticas ( $n$ ) que deseja-se capturar;
- definir um número de posições ( $p$ ) das duas listas de contingências classificadas de acordo com os índices de performance  $PIP$  e  $PIQ$ ;
- obter quantas das  $n$  contingências críticas que aparecem nas  $p$  posições da lista de contingência ( $k$ );
- cálculo da taxa de captura  $(k/n) \cdot 100 \%$ .

No centro de controle, o operador analisa as contingências mais severas a cada 15 minutos aproximadamente. Caso deseja-se determinar as ' $n$ ' contingências mais críticas pelo índice de performance proposto, o operador terá que analisar detalhadamente no máximo ' $2n$ ' contingências, já que geralmente a classificação pelo índice  $PIP$  coincide com a classificação pelo índice  $PIQ$ . A forma de coincidência ocorre não necessariamente na mesma ordem, mas dentro das posições consideradas em cada lista.

Uma contingência com uma margem de estabilidade de tensão muito pequena pode estar sujeita a erros de classificação, visto que uma ou duas iterações do fluxo de carga pode não resultar em correções adequadas das variáveis de estado.

Apenas as contingências que não causam divergência nem ilhamentos são classificadas pelo método proposto, utilizando-se, então, uma lista de contingência pré definida *off-line* para cada sistema. Tal lista já é conhecida nos centros de operação, sendo definida apenas uma vez, a menos que haja alteração de planejamento. Esta lista é determinada simulando-se a contingência de cada ramo do sistema e, verificando-se através do cálculo do fluxo de potência, se houve ilhamento ou divergência. Trata-se de contingências especiais, já sendo conhecidas pelos operadores. No caso das que divergem, não se consegue calcular os índices, tendo em vista que não se dispõe do estado pós-contingência. Nas que provocam ilhamento, é inadequado fazer uma classificação unificada das áreas resultantes, pois podem resultar em mais do que uma área crítica quanto à estabilidade de tensão.

### 5.3 Testes para o sistema de 14 barras e 20 ramos [47]

A figura 5.2 mostra uma comparação dos índices  $l''_q$  para duas contingências do sistema de 14 barras e 20 ramos [47]. Os índices após a contingência 19 (saída do ramo 12-13) são basicamente iguais ao caso base. A contingência 3 (saída do ramo 2-3) resulta em índices maiores, conseqüentemente é considerada mais severa do que a contingência 19. Será mostrado adiante que a margem de segurança do sistema depois da contingência 3 é menor do que depois da contingência 19.

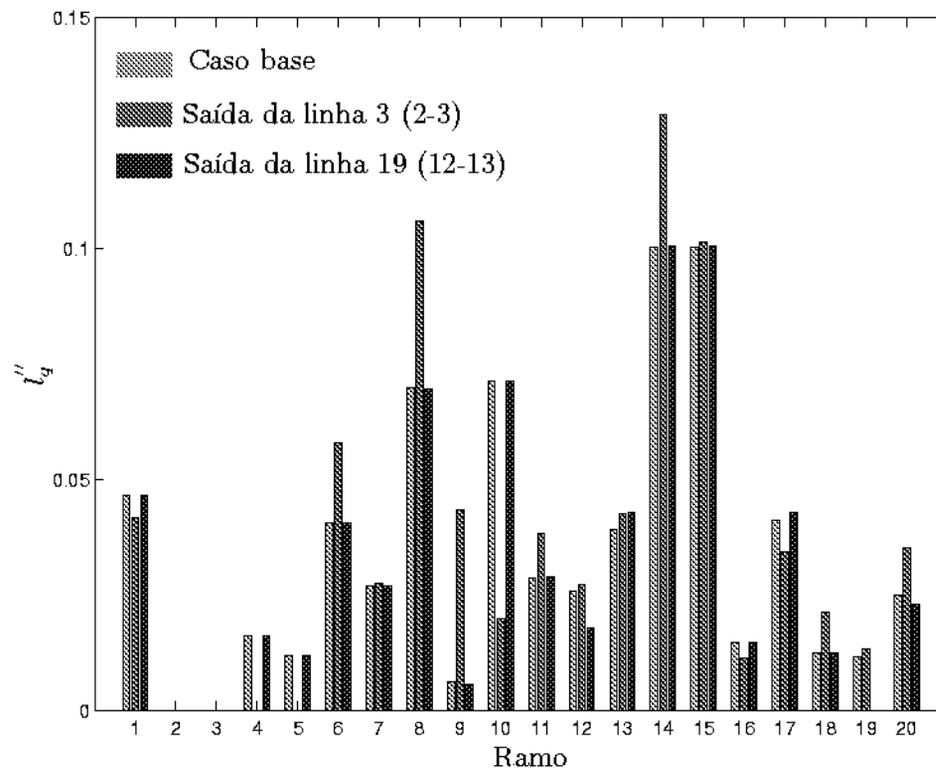


Figura 5.2: Comparação dos índices para o caso base e situação de contingência.

A tabela 5.1 mostra as margens de carregamento  $\lambda$  pós-contingência para o sistema de 14 barras (coluna 4). O fator de carregamento  $\lambda$  multiplica tanto a carga como a geração. A segunda coluna corresponde à classificação obtida pela margem de carregamento. A saída dos ramos (1-2) e (7-8) não foram consideradas. O primeiro resulta em divergência do fluxo de carga e o segundo em ilhamento, conseqüentemente sendo contingências críticas especiais.

O ramo crítico é o responsável pelo  $l''_{p_j}{}^{max}$  no caso de  $PIP_4$  e  $l''_{q_j}{}^{max}$  no caso de  $PIQ_4$ .

A quinta e sexta colunas apresentam a classificação de acordo com os índices de performance  $PIP_1$  e  $PIQ_1$  respectivamente. A sétima e a oitava os índices  $PIP_4$  e  $PIQ_4$  respectivamente. O número de iterações do fluxo de carga necessários para análise de cada contingência é mostrado na terceira coluna, considerando que a contingência simulada foi a da segunda coluna.

Tabela 5.1: Margens de carregamento pós-contingência e classificações para o sistema de 14 barras do IEEE.

Class.	Cont.	Iter.	$\lambda$	$PIP_1$	$PIQ_1$	$PIP_4$	$PIQ_4$
1	3	2	1,311	3	15	3	15
2	10	2	1,330	4	3	10	7
3	2	2	1,408	5	8	2	13
4	15	1	1,525	6	10	7	2
5	4	1	1,607	7	2	4	3
6	8	1	1,622	2	4	13	17
7	7	2	1,626	8	7	15	16
8	17	1	1,682	15	13	5	10
9	5	1	1,682	9	11	17	8
10	13	1	1,697	17	5	8	4
11	9	1	1,712	16	20	20	11
12	6	1	1,729	19	18	6	5
13	16	1	1,762	12	9	16	20
14	20	1	1,771	13	12	11	18
15	12	1	1,771	18	19	9	12
16	11	1	1,772	20	6	12	9
17	18	1	1,789	11	17	18	6
18	19	1	1,792	10	16	19	19

A tabela 5.2 mostra as taxas de capturas (quarta coluna) para o sistema de 14 barras, considerando  $PI_4$ .

Tabela 5.2: Taxas de captura pelo  $PI_4$  para o sistema de 14 barras.

n	p	k	TC [%]	Nº CONT.
5	5	5	100	7
10	10	10	100	11
15	15	15	100	17

A última coluna da tabela 5.2 apresenta o número de contingências a serem analisadas detalhadamente no processo de análise de contingências. Tomando a união entre as cinco primeiras contingências classificadas pelo  $PIP$  e as cinco pelo  $PIQ$ , sete são apontadas como as mais críticas. Sendo assim, analisando detalhadamente as sete contingências, o operador estará seguramente estudando o estado do sistema para as cinco contingências mais severas. No caso de  $PI_1$  as taxas de captura obtidas também foram de 100%, mas era necessário analisar 9, 13 e 18 contingências detalhadamente, ao invés de 7, 11 e 17.

A estabilidade de tensão é um problema muito complexo. Está usualmente relacionado ao suporte inadequado de potência reativa. Além disso, é muito difícil predizer as condições de operação do caso base, devido a muitos problemas de natureza não linear. Também, contingências que resultam em praticamente a mesma margem de carregamento introduzem um fator adicional que contribui para erros de classificação. Com relação a tabela 5.1, nota-se que a saída dos ramos 4, 8

e 7 resultam em aproximadamente a mesma margem de carregamento. O mesmo acontece com as contingências 17 e 5. Portanto, taxas de captura não tão boas como as vistas na tabela 5.2 podem ser obtidas.

#### 5.4 Testes para o sistema de 24 barras e 38 ramos - IEEE [49]

As saídas dos ramos (6-10) e (7-8) não foram consideradas no processo de seleção de contingências. O primeiro resulta em divergência do fluxo de carga e o segundo em ilhamento, conseqüentemente sendo contingências críticas especiais.

A tabela 5.3 mostra as margens de carregamento pós-contingência obtidas e as classificações pelos índices de performance para o sistema de 24 barras e 38 ramos.

A tabela 5.4 mostra as taxas de capturas para o sistema IEEE 24 barras, considerando  $PI_1$  para carga normal ( $\lambda = 1$ ) e pesada ( $\lambda = 1,385$ ). O valor de  $\lambda$  para carga pesada foi tal que a ocorrência da contingência mais severa (contingência 7) resultasse em uma margem de estabilidade praticamente nula.

Tabela 5.3: Margens de carregamento pós-contingência e classificações para o sistema de 24 barras do IEEE.

Class.	Cont.	Iter.	$\lambda$	$PIP_1$	$PIQ_1$	$PIP_4$	$PIQ_4$
1	7	2	1,386	14	23	7	23
2	27	2	1,386	24	6	27	7
3	23	2	1,406	15	29	23	2
4	29	2	1,450	23	21	21	27
5	22	1	1,473	16	7	29	29
6	18	1	1,484	28	19	22	19
7	28	2	1,485	29	15	17	15
8	17	1	1,492	19	17	19	16
9	16	1	1,494	21	16	16	22
10	20	1	1,495	22	22	28	14
11	15	1	1,539	17	14	15	17
12	21	1	1,543	20	8	18	21
13	14	1	1,549	18	24	3	6
14	38	1	1,559	8	27	14	4
15	31	1	1,567	9	18	24	18
16	19	1	1,575	13	20	4	20
17	26	1	1,576	34	28	8	24
18	25	1	1,576	35	30	12	28
19	30	2	1,589	1	12	31	13
20	24	1	1,596	4	9	5	8
21	6	1	1,606	12	31	25	3
22	8	1	1,608	36	32	26	9
23	1	1	1,608	37	33	30	12
24	5	1	1,612	5	34	6	5
25	2	1	1,614	2	35	13	30
26	12	1	1,615	3	13	20	38
27	3	1	1,615	6	36	36	1
28	34	1	1,619	30	37	37	35
29	35	1	1,619	32	38	32	34
30	4	1	1,619	33	4	33	37
31	13	1	1,620	7	25	1	36
32	37	1	1,621	27	26	9	31
33	36	1	1,621	31	1	2	33
34	9	1	1,622	26	5	34	32
35	32	1	1,623	25	3	35	25
36	33	1	1,623	38	2	38	26

Tabela 5.4: Taxas de captura pelo  $PI_1$  para o sistema de 24 barras do IEEE para dois carregamentos.

n	100%				138,5%			
	p	k	TC [%]	Nº Cont.	p	k	TC [%]	Nº Cont.
5	5	3	60	9	5	4	80	8
	10	4	80	13	10	5	100	17
	15	5	100	18				
10	10	8	70	13	10	6	60	17
	15	10	100	18	15	7	70	26
					20	10	100	34
15	15	13	87	18	15	10	67	26
15	20	13	87	25	20	13	87	34
15	25	14	93	32	25	14	93	35
15	30	15	100	34	30	14	93	35
					35	15	100	36

A tabela 5.5 mostra as taxas de capturas para o sistema IEEE 24 barras, considerando  $PI_4$ .

Tabela 5.5: Taxas de captura pelo  $PI_4$  para o sistema de 24 barras do IEEE para dois carregamentos.

n	100%				138,5%			
	p	k	TC [%]	Nº Cont.	p	k	TC [%]	Nº Cont.
5	5	4	80	6	5	5	100	7
	10	5	100	13				
10	10	8	80	13	10	8	80	13
	15	9	90	18	15	10	100	18
	20	10	100	24				
15	15	12	80	18	15	13	87	18
15	20	14	93	24	20	14	93	25
15	25	14	93	28	25	14	93	27
15	30	15	100	36	30	14	93	34
					35	15	100	36

Em geral, obteve-se taxas de capturas melhores quando o sistema estava estressado.

## 5.5 Testes para o sistema de 30 barras e 41 ramos - IEEE [47]

A tabela 5.6 mostra as taxas de capturas para o sistema IEEE 30 barras, considerando  $PI_4$ .

Tabela 5.6: Taxas de captura pelo  $PI_4$  para o sistema de 30 barras do IEEE.

n	p	k	TC [%]	Nº CONT.
5	5	4	80	7
	10	5	100	13
10	10	9	90	13
	15	9	90	19
	20	10	100	24
15	15	14	93	19
	20	15	100	24

Considerando o sistema estressado (carregamento de 113,5%), a taxa de captura melhora. Consegue-se capturar as cinco contingências mais críticas, ou seja, TC=100%, com p=5, resultando em seis contingências a serem analisadas pelo operador.

## 5.6 Testes para o sistema de 118 barras e 186 ramos - IEEE [48]

As margens de carregamento pós-contingência do sistema de 118 barras apresentaram valores muito próximos uns dos outros, resultando em erros de classificação e conseqüentemente baixas taxas de capturas. Neste caso a seleção de contingências deve ser às vezes mais conservadora para assegurar níveis de segurança confiáveis.

Assim testes foram executados com o sistema IEEE 118 barras e 186 ramos, dividido em três áreas, como definido em [50, 51]. A área principal sob estudo contém 39 barramentos e 52 ramos. Os barramentos de fronteira são 24, 33, 34 e 38. Tal área é mostrada na figura B.4 do apêndice B.

A saída de três dos ramos da área principal resultam em ilhamento. Conseqüentemente a lista de contingências a ser analisada consiste de 49 ramos. O processo foi realizado para estas contingências, considerando os índices de estabilidade de tensão dos ramos desta área. Os cálculos de fluxos de carga foram feitos considerando o sistema completo.

Testes realizados para o sistema completo do IEEE 118 barras resultam em taxas de capturas ruins. Isto parece ser devido ao fato que o fluxo de potência de intercâmbio da rede entre a área principal e o resto do sistema é muito pequeno, como já foi apontado em [11, 52]. O sistema tem mais do que uma (quase independente) área crítica de estabilidade de tensão e tentar obter uma classificação unificada mostra ser inadequado.

A tabela 5.7 apresenta as classificações das vinte primeiras contingências através dos índices de performance  $PIP_4$  e  $PIQ_4$ . A segunda coluna apresenta a classificação obtida pela margem de carregamento e a terceira mostra as margens de carregamento obtidas. A quarta coluna o número de iterações gasto no processo no caso da contingência considerada ser a apresentada na coluna 2.

Tabela 5.7: Classificação das 20 contingências severas para a área principal do sistema de 118 barras pelo  $PIP_4$  e pelo  $PIQ_4$ .

Class.	Cont.	$\lambda$	Iter.	Cont.	$PIP_4$	Cont.	$PIQ_4$
1	8	1,262	2	8	5,7659382	8	1,08145000
2	3	1,930	2	36	3,2193801	37	0,29909240
3	38	1,936	2	38	2,8252690	38	0,28456390
4	36	1,945	2	33	1,3110170	36	0,27097070
5	178	1,996	1	21	1,9783890	16	0,18522700
6	33	2,000	2	37	1,0432718	32	0,17271390
7	29	2,002	2	41	0,9631643	31	0,10549960
8	32	2,004	1	4	0,9536484	12	0,09480102
9	4	2,005	2	31	0,8443602	33	0,08894802
10	21	2,011	2	16	0,8380739	54	0,07618805
11	31	2,016	2	29	0,8168961	29	0,07040345
12	28	2,028	2	23	0,8130289	3	0,06975170
13	5	2,032	1	32	0,6215122	41	0,06423744
14	2	2,033	2	54	0,6139944	23	0,05221015
15	13	2,033	2	28	0,5857385	25	0,04717574
16	23	2,033	2	5	0,5290065	28	0,04638611
17	41	2,040	2	3	0,4631111	21	0,04625295
18	16	2,045	1	2	0,4470204	5	0,04201295
19	22	2,053	1	42	0,3722469	20	0,04154750
20	11	2,054	1	11	0,3686591	27	0,04092798

A tabela 5.8 mostra as taxas de capturas para a área principal do sistema de 118 barras, considerando  $PI_4$ .

Tabela 5.8: Taxas de captura pelo  $PI_4$  para a área principal do sistema de 118 barras do IEEE.

n	p	k	TC [%]	Nº CONT.
5	5	3	60	7
	10	3	60	13
	15	4	80	18
10	10	7	70	13
	15	9	90	18
15	15	11	73	18
	20	13	87	24
	25	14	93	29

O fato das margens de carregamento serem muito próximas e o sistema extremamente folgado faz com que haja erros na classificação, ou seja,  $PIP_4$  nem  $PIQ_4$  não apresentaram a contingência 3 e 178 entre as cinco mais críticas.

Na seção 4.10.3, os gráficos da figura 4.27 apresentam os valores dos índices  $l_p$  e  $l_q''$  para alguns ramos críticos.

Analisando tais gráficos, verifica-se que para as contingências 3 e 178 não há grandes variações

dos valores dos índices do caso base para o pós-contingência nos ramos críticos, na verdade são pequenas e até mesmo desprezível, mesmo quando o sistema está carregado. Isto talvez esteja provocando os erros de classificação para tais ramos contingenciados.

## 5.7 Testes para o sistema de 904 barras

O sistema de 904 barras, 1283 ramos corresponde a uma versão reduzida da rede sudoeste dos EUA. Foi analisada uma área do sistema constituída de quatro vizinhanças ao redor do ramo 489 (743-744). A contingência deste ramo resulta em um estado de operação pós-contingência com a menor margem de carregamento (4,5%). Os dados de ramos deste sistema apresentam algumas resistências e reatâncias negativas. Por considerar que estes ramos devem referir-se a equivalentes externos, não são consideradas as contingências relativas a esses ramos, nem se leva em conta os índices de estabilidade de tensão para tais ramos. Os dados são apresentados nas tabelas B.12 e B.13 no apêndice B.

O processo foi realizado para as 44 contingências da lista pré-definida, considerando os índices de estabilidade de tensão dos ramos da área de interesse. As saídas dos ramos 491, 459 e 1195 não são simuladas por causarem divergência e/ou ilhamento, mas os cálculos dos índices de estabilidade de tensão são consideradas no cálculo do índice de performance. Os cálculos de fluxo de carga foram feitos considerando o sistema completo.

A tabela 5.9 mostra as taxas de captura para a área de interesse do sistema de 904 barras, considerando  $PI_4$ , para carregamento normal e para o carregamento de 104,5%. As taxas de captura melhoraram levemente quando o sistema está na situação mais severa.

Tabela 5.9: Taxas de captura pelo  $PI_4$  para a área de interesse do sistema de 904 barras para carregamento normal e de 104,5%.

n	100%				104,5%			
	p	k	TC [%]	Nº Cont.	p	k	TC [%]	Nº Cont.
5	5	3	60	8	5	3	60	8
	10	5	100	15	10	5	100	15
10	10	8	80	15	10	9	90	15
	15	8	80	22	15	10	100	20
	20	10	100	25				
15	15	12	80	22	15	14	93	20
	20	14	93	25				

Pela classificação obtida pela margem de carregamento a contingência 489 é a mais crítica e a 430 a menos severa, considerando a área adotada.

Quando ocorre a contingência 489 o ramo crítico quanto aos índices  $l_p$  e  $l_q''$  são respectivamente os da linha 430 e 441. Já quando ocorre a contingência 430, os ramos críticos são 443 e 441.

O índice de performance  $PIP_1$  classifica a contingência 489 na sexta posição e a 430 na décima segunda.  $PIP_4$  na oitava e nona posição respectivamente.

Já  $PIQ_1$  coloca a contingência 489 na posição 35 e a 430 na classificação 34. E  $PIQ_4$  coloca 489 na nona posição e 430 na sétima posição.

Isto faz com que não consiga 100% de captura para as cinco contingências mais severas, quando analisa-se a união das cinco primeiras contingências classificadas pelos índices  $PIP_4$  e pelo  $PIQ_4$ .

Algumas contingências não são capturadas, visto que o método utiliza formulação simples, não exige muitos cálculos para o processo e conseqüentemente requer pouco tempo computacional.

## 5.8 Tempo de processamento

A tabela 5.10 apresenta o tempo gasto para executar o processo constituído das etapas (ii) a (ix) do processo descrito na seção 5.1. Para os sistemas de 118 e 904 barras, os tempos são associados as áreas descritas anteriormente. As simulações foram realizadas em uma estação de trabalho *Sun - ultra 1*. Os algoritmos foram implementados na linguagem Fortran 77.

Tabela 5.10: Tempo gasto para execução do processo.

Sistema	Tempo gasto (segundos)
14 barras	0,27
24 barras	0,58
30 barras	0,65
118 barras	1,68
904 barras	11,64



## Capítulo 6

# Considerações finais

O problema da estabilidade de tensão tem recebido uma atenção crescente dos profissionais que atuam na área de análise e operação de sistemas de potência. A operação das redes com altos níveis de carregamento torna mais provável a ocorrência de incidentes que podem levá-las à instabilidade de tensão, culminando com o colapso de tensão e grandes prejuízos à qualidade do fornecimento de energia elétrica. É necessário o acompanhamento contínuo do estado de operação da rede a fim de possibilitar a tomada rápida de decisões em caso de ocorrência de incidentes que possam levar a rede à infactibilidade de operação.

Neste trabalho foram estudados e implementados índices de proximidade ao limite de estabilidade de tensão e foi avaliado o potencial de utilização dos mesmos no processo de seleção de contingências em tempo real. O cálculo de tais índices é simples e rápido, não utilizando equivalentes, nem manipulações de matrizes, tornando-os atraentes para uso em ambientes de tempo restrito. Verificou-se que tais índices fornecem informações úteis quanto a localização de reforços a fim de aumentar a margem de segurança e conseqüentemente reduzir a possibilidade da ocorrência do colapso de tensão. Melhorias nos índices de estabilidade de tensão baseadas em ramos [10] foram propostas, para avaliar as condições de operação do sistema. Através das simulações, concluiu-se que os índices de estabilidade de tensão são ferramentas úteis para os operadores e planejadores de sistemas de potência.

Vários índices de performance definidos em termos dos índices de estabilidade de tensão foram testados, no intuito de classificar as contingências quanto a estabilidade de tensão. Obteve-se taxas de captura boas nos sistemas de potência analisados, a maioria das contingências severas, quanto à estabilidade de tensão, foram identificadas corretamente, com um custo computacional muito baixo.

Sendo assim, o objetivo do trabalho foi cumprido. Pode-se afirmar que apesar dos índices de performance desenvolvidos não apontarem perfeitamente as contingências críticas, suas utilizações colaboram com os operadores, diminuindo o número de contingências a serem que passar pelo processo detalhado de análise de contingências. A técnica proposta pode ser uma ferramenta útil a ser utilizada em centros de controle da operação.

A principal limitação do método está no fato de ter que analisar a união do índice de performance ativo e reativo. A obtenção de um índice de estabilidade de tensão único, e conseqüentemente um índice de performance, tal como a tentativa descrita na seção 4.5 conduziria a uma economia

de tempo computacional.

Pode-se também, como trabalho futuro, testar um índice de performance baseado no índice de estabilidade de tensão pós contingência multiplicado por uma taxa. Esta taxa pode ser definida como a variação do índice de proximidade ao colapso pós contingência para a condição de máximo carregamento do sistema em relação ao caso base.

Estudos posteriores devem ser ainda realizados de forma a obter melhores taxas de captura para sistemas de grande porte.

# Referências Bibliográficas

- [1] Kundur P. Power System Stability and Control. *McGraw-Hill Inc*, 1994.
- [2] Freitas W. Controle vetorial de geradores síncronos usando FACTS para melhorar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Brasil, 2001.
- [3] Taylor C.W. Power System Voltage Stability. *McGraw-Hill*, 1994.
- [4] Moghavvemi M., Jasmon G.B. New method for indicating voltage stability condition in power system, *Proceedings IEE International Power Engineering Conference (IPEC)*, Singapore, 223-227, 1997.
- [5] Silva L.C.P. Uma expansão dos métodos de curvas-PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Brasil, 2001.
- [6] L. A. Ll. Zárate and C. A. Castro, A fast method for the estimation of power system security margins to voltage collapse, *IASTED Int. Conf. On Power and Energy Systems*, pp. 173-178, Tampa, Florida, USA, 2001.
- [7] Alvarado F., Dobson I., Hu Y. Computation of closest bifurcations in power system, *IEEE Transactions On Power Systems*, 9(2):918-928, 1994.
- [8] Tognete, A.L., Castro C.A. An efficient method for calculating load margins to voltage collapse, *29th North American Power Symposium*, 595-601, Laramie, WY, USA, 1997.
- [9] Löf P.-A., Andersson G., Hill D.J. Voltage stability indices for stressed power systems, *IEEE PES Winter Meeting*, 1992.
- [10] Moghavvemi M., Faruque M.O. Power system security and voltage collapse: a line outage based indicator for prediction, *Electrical Power & Energy Systems*, 21:455-461, 1999.
- [11] Greene S., Dobson I., Alvarado F.L. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary Parameters, *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 1997.
- [12] Nema O.M.S., Castro C.A. Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado nas perdas de potência ativa – potencial de utilização na operação em tempo real. III SIMPASE, pages 1-7, Set 1996.

- [13] Mohamed A., Jasmon G.B. Determining the weak segment of a power system with voltage stability considerations. *Electric Machines and Power Systems*, 24:555-568,1996.
- [14] Brown H.E. Grandes Sistemas Elétricos - Métodos Matriciais. *Livros Técnicos e científicos Editora S.A.*, 1977.
- [15] Cañizares C. Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides. *IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication*, 2001.
- [16] EPRI TR-101931 Voltage stability/security assessment and on-line control, Vol.1, Final report, prepared by Ontario Hydro, April 1993.
- [17] EPRI TR-102004 Extended transient-midterm stability program (ETMSP), Vol.1, Final report, prepared by Ontario Hydro, May 1994.
- [18] Van Cutsem T., Vournas C.D. Voltage stability analysis in transient and midterm times scales. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11:146-154, 1996.
- [19] Wood A.J., Wollenberg B.F. Power Generation Operation and Control - 2nd ed. *John Wiley & Sons, Inc.*, 1996.
- [20] Castro C.A., Bose A., Handschin E., Hoffmann W. Comparison of different screening techniques for the contingency selection function. *Electrical Power and Energy Systems*, 18(7):425-430, 1996.
- [21] Stott B., Alsac O., Monticelli A.J. Security analysis and optimization, *Proceedings of the IEEE*, 75(12):1623-1644, 1987.
- [22] Balu N., Bertram T., Bose A., Brandwajn V., Cauley G., Curtice D., Fouad A., Fink L., Lauby M.G., Wollenberg B.F., Wrubel J.N. On line power system security analysis, *Proceedings of the IEEE*80(2):262-280, 1992.
- [23] Castro C.A., Bose A. Correctability in on-line contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3):807-814, 1993.
- [24] Castro C.A., Bose A. Correctability of voltage violations in on-line contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3):1651-1657, 1994.
- [25] da Conceição A.G.C. Estratégias de controle corretivo em situações de infactibilidade da operação de sistemas elétricos de potência. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Brasil, 2000.
- [26] Stott B., Alsac O. Fast decoupled load flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(3):859-869, 1974.
- [27] Albuyeh F., Bose A., Heath B. Reactive power considerations in automatic contingency selection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(1):107-112, 1982.
- [28] Tinney W.F., Brandwajn V. Sparse vector methods. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(2):295-301, 1985.

- [29] Dy Liacco T.E. The adaptive reliability control system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86, 1967.
- [30] Zaborszky J., Whang K.W., Prasad K. Fast contingency evaluation using concentric relaxation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(1):28-36, 1980.
- [31] Brandwajn V. Efficient bounding method for linear contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(1):38-43, 1988.
- [32] Brandwajn V., Lauby M.G. Complete bounding method for ac contingency screening. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):724-729, 1989.
- [33] Ejebe G.C., Van Meeteren H.P., Wollenberg B.F. Fast contingency screening and evaluation for voltage security analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(4):1582-1590, 1988.
- [34] Chen Y., Bose A. Direct ranking for voltage contingency selection. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(4):1335-1344, 1989.
- [35] Chen Y., Bose A. An adaptive pre-filter for the voltage contingency selection function. *Proceedings of the 1989 IEEE Power Industry Computer Applications*, 225-231, 1989.
- [36] Brandwajn V., Liu Y., Lauby M.G. Pre-screening of single contingencies causing network topology changes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1):30-36, 1991.
- [37] Gundimeda D.P., Jana A.K. An efficient contingency evaluation method for power system security analysis. *Electrical Power & Energy Systems*, 14(4):298-302, 1992.
- [38] Harsan H., Hadjsaid N., Pruvot P. An adaptive prefilter algorithm for real-time cyclic security analysis. *Proceedings of the 1995 IEEE Power Industry Computer Applications*, 256-261, 1995.
- [39] Harsan H., Hadjsaid N., Pruvot P. Combining parallel processing and cyclic approach to speed-up the static security analysis. *Proceedings of the 1996 Power Systems Computation Conference*, 1-7, 1996.
- [40] Handschin E., Hoffmann W. Integration of an expert system for security assessment into an energy management system. *Electrical Power & Energy Systems*, 14(2):243-248, 1992.
- [41] Nema O.M.S. Índice de proximidade ao colapso de tensão baseado nas perdas de potência ativa: investigação do potencial de utilização na análise de segurança em tempo real de sistemas elétricos de potência. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, SP, Dez 1996.
- [42] Kessel P., Glavitch H. Estimating the voltage stability of a power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, PWRD-1(3):346-352, 1986.
- [43] Lee, B.H., Lee, K.Y. Dynamic and static voltage stability enhancement of power systems. *IEEE Transactions on Power System*, 8(1) :231-238, 1993.
- [44] Schlueter R.A., Hu I., Chang M.W. e Costi A. Methods for determining proximity to voltage collapse, *IEEE Transactions on Power Systems*,6(1):285-291,1991.

- 
- [45] Jasmon, G.B., Lee, L.H.C.C. A technique for locating the origin of voltage collapse in electric power systems, paper submitted to Journal of Computer and Electrical Engineering, 1991.
- [46] Chebbo A.M., Irving M.R., Sterling M.J.H. Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications, *IEEE Proceedings - C*, 139(3):241-252, 1992.
- [47] Freris L.L., Sasson A.M. Investigation of the load-flow problem. *Proceedings of the IEE*, 115(10):1459-1470, 1968.
- [48] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [49] IEEE reliability test system, a report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, PAS-98(6), Nov./Dec. 1979.
- [50] Happ H.H. Optimal power dispatch, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, 1974.
- [51] Monticelli A., Deckmann S., Garcia A., Stott B. Real-time external equivalents for static security analysis, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(1), 1979.
- [52] Greene S., Dobson I., Alvarado F.L. Contingency ranking for voltage collapse via sensitivities from a single nose curve, *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 1999.

## Apêndice A

# Divulgação da pesquisa

Durante a realização desta pesquisa foram elaborados, submetidos e aceitos os seguintes artigos:

- Quintela A.S., Castro C.A. Improved branch-based voltage stability proximity indices - Part I: theoretical background, *2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (Lescope 2002)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, 2002.
- Quintela A.S., Castro C.A. Improved branch-based voltage stability proximity indices - Part II: application in security analysis, *2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (Lescope 2002)*, Halifax, Nova Scotia, Canada, 2002.
- Quintela A.S., Castro C.A. Contingency ranking for voltage stability using improved branch-based voltage collapse proximity indices, *34th Annual North American Power Symposium (NAPS 2002)*, Arizona State University, Tempe, Arizona, U.S.A., 2002



## Apêndice B

# Dados dos sistemas

### B.1 Sistema de 14 barras

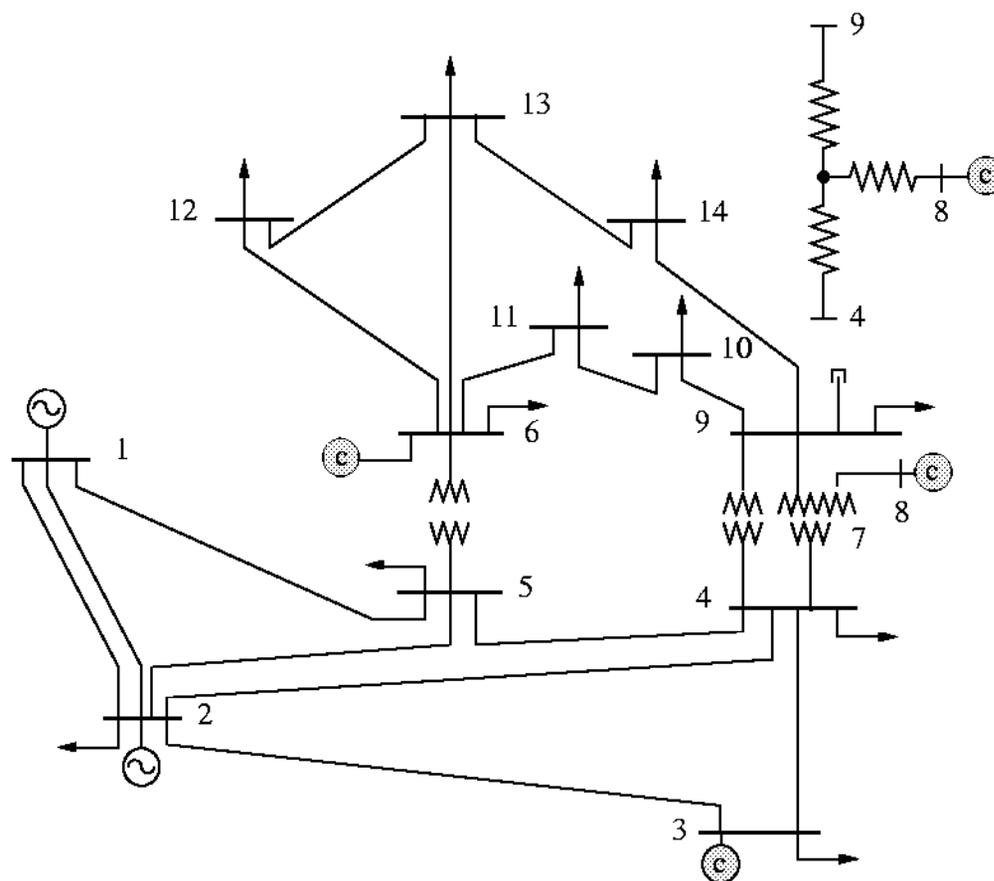


Figura B.1: Diagrama unifilar do sistema de 14 barras

Tabela B.1: Dados dos ramos do sistema de 14 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
01	01	02	0,019380	0,059170	0,05280	LT	-
02	01	05	0,054030	0,223040	0,04920	LT	-
03	02	03	0,046990	0,197970	0,04380	LT	-
04	02	04	0,058110	0,176320	0,03740	LT	-
05	02	05	0,056950	0,173880	0,03400	LT	-
06	03	04	0,067010	0,171030	0,03460	LT	-
07	04	05	0,013350	0,042110	0,01280	LT	-
08	04	07	0,000000	0,209120	0,00000	Trafo	0,9780
09	04	09	0,000000	0,556180	0,00000	Trafo	0,9690
10	05	06	0,000000	0,252020	0,00000	Trafo	0,9320
11	06	11	0,094980	0,198900	0,00000	LT	-
12	06	12	0,122910	0,255810	0,00000	LT	-
13	06	13	0,066150	0,130270	0,00000	LT	-
14	07	08	0,000000	0,176150	0,00000	LT	-
15	07	09	0,000000	0,110010	0,00000	LT	-
16	09	10	0,031810	0,084500	0,00000	LT	-
17	09	14	0,127110	0,270380	0,00000	LT	-
18	10	11	0,082050	0,192070	0,00000	LT	-
19	12	13	0,220920	0,199880	0,00000	LT	-
20	13	14	0,170930	0,348020	0,00000	LT	-

Tabela B.2: Dados dos barramentos do sistema de 14 barras

Barra	Tipo	Tensão	Límites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
01	Vθ	1,0600	(-9999,00 - 9999,00)	0,0000	0,00	0,00	232,40	-16,90
02	PV	1,0450	(-40,00 - 50,00)	0,0000	21,70	12,70	40,00	42,40
03	PV	1,0100	(0,00 - 40,00)	0,0000	94,20	19,00	0,00	23,40
04	PQ	1,0190	(0,00 - 0,00)	0,0000	47,80	0,00	0,00	3,90
05	PQ	1,0200	(0,00 - 0,00)	0,0000	7,60	1,60	0,00	0,00
06	PV	1,0700	(-6,00 - 24,00)	0,0000	11,20	7,50	0,00	12,20
07	PQ	1,0620	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
08	PV	1,0900	(-6,00 - 24,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	17,40
09	PQ	1,0560	(0,00 - 0,00)	0,1900	29,50	16,60	0,00	0,00
10	PQ	1,0510	(0,00 - 0,00)	0,0000	9,00	5,80	0,00	0,00
11	PQ	1,0570	(0,00 - 0,00)	0,0000	3,50	1,80	0,00	0,00
12	PQ	1,0550	(0,00 - 0,00)	0,0000	6,10	1,60	0,00	0,00
13	PQ	1,0500	(0,00 - 0,00)	0,0000	13,50	5,80	0,00	0,00
14	PQ	1,0360	(0,00 - 0,00)	0,0000	14,90	5,00	0,00	0,00

## B.2 Sistema de 24 barras

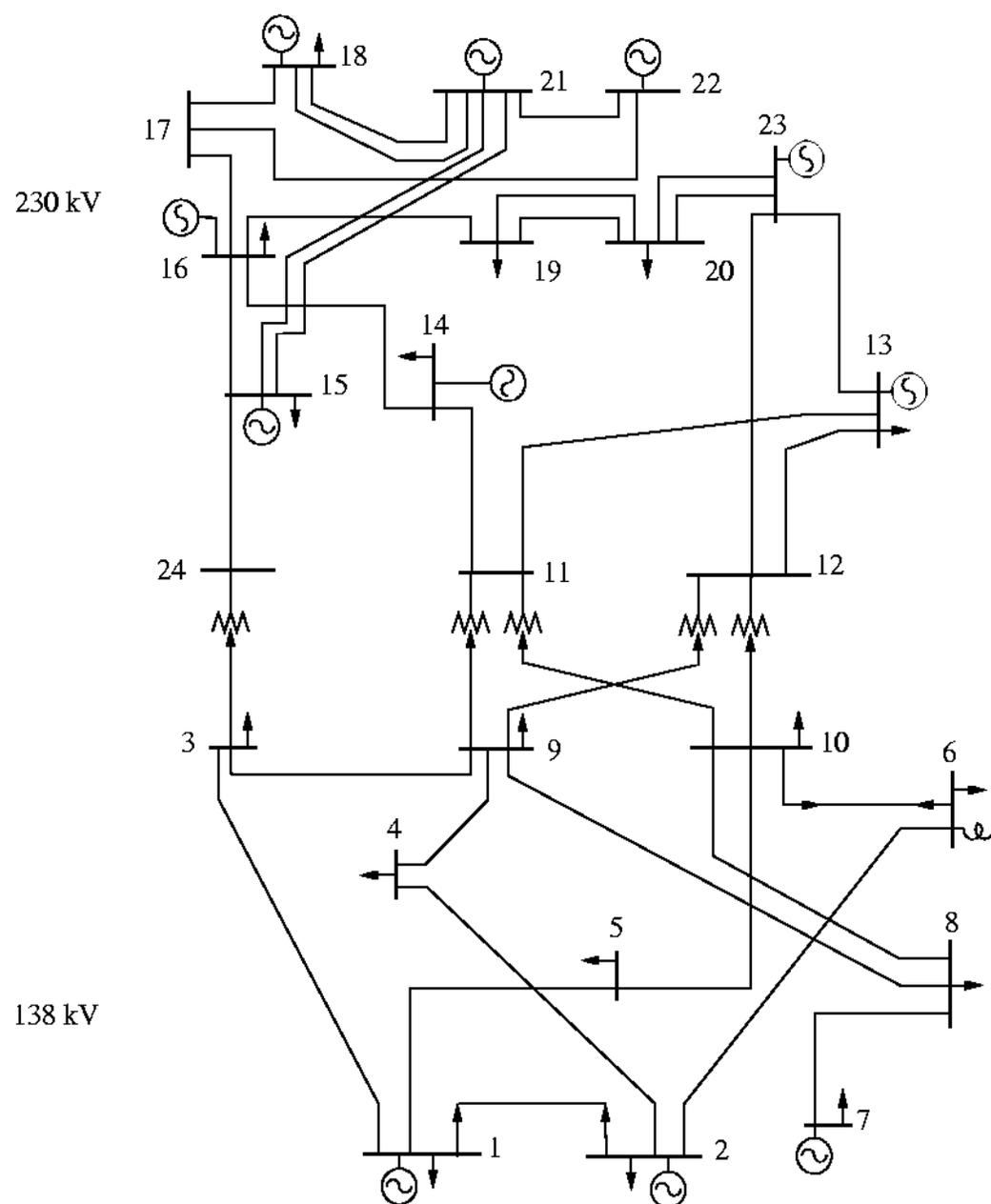


Figura B.2: Diagrama unifilar do sistema de 24 barras

Tabela B.3: Dados dos ramos do sistema de 24 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
01	01	02	0,003000	0,014000	0,46100	LT	-
02	01	03	0,055000	0,211000	0,05700	LT	-
03	01	05	0,022000	0,085000	0,02300	LT	-
04	02	04	0,033000	0,127000	0,03400	LT	-
05	02	06	0,050000	0,192000	0,05200	LT	-
06	03	09	0,031000	0,119000	0,03200	LT	-
07	03	24	0,002000	0,084000	0,00000	Trafo	1,0150
08	04	09	0,027000	0,104000	0,02800	LT	-
09	05	10	0,023000	0,088000	0,02400	LT	-
10	06	10	0,014000	0,061000	2,45900	LT	-
11	07	08	0,016000	0,061000	0,01700	LT	-
12	08	09	0,043000	0,165000	0,04500	LT	-
13	08	10	0,043000	0,165000	0,04500	LT	-
14	09	11	0,002000	0,084000	0,00000	Trafo	1,0300
15	09	12	0,002000	0,084000	0,00000	Trafo	1,0300
16	10	11	0,002000	0,084000	0,00000	Trafo	1,0150
17	10	12	0,002000	0,084000	0,00000	Trafo	1,0150
18	11	13	0,006000	0,048000	0,10000	LT	-
19	11	14	0,005000	0,042000	0,08800	LT	-
20	12	13	0,006000	0,048000	0,10000	LT	-
21	12	23	0,012000	0,097000	0,20300	LT	-
22	13	23	0,011000	0,087000	0,18200	LT	-
23	14	16	0,005000	0,059000	0,08200	LT	-
24	15	16	0,002000	0,017000	0,03600	LT	-
25	15	21	0,006000	0,049000	0,10300	LT	-
26	15	21	0,006000	0,049000	0,10300	LT	-
27	15	24	0,007000	0,052000	0,10900	LT	-
28	16	17	0,003000	0,026000	0,05500	LT	-
29	16	19	0,003000	0,023000	0,04900	LT	-
30	17	18	0,002000	0,014000	0,03000	LT	-
31	17	22	0,014000	0,105000	0,22100	LT	-
32	18	21	0,003000	0,026000	0,05500	LT	-
33	18	21	0,003000	0,026000	0,05500	LT	-
34	19	20	0,005000	0,040000	0,08300	LT	-
35	19	20	0,005000	0,040000	0,08300	LT	-
36	20	23	0,003000	0,022000	0,04600	LT	-
37	20	23	0,003000	0,022000	0,04600	LT	-
38	21	22	0,009000	0,068000	0,14200	LT	-

Tabela B.4: Dados dos barramentos do sistema de 24 barras

Barra	Tipo	Tensão	Límites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
01	PV	1,0350	(-50,00 - 80,00)	0,0000	108,00	22,00	172,00	28,20
02	PV	1,0350	(-50,00 - 80,00)	0,0000	97,00	20,00	172,00	14,00
03	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	180,00	37,00	0,00	0,00
04	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	74,00	15,00	0,00	0,00
05	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	71,00	14,00	0,00	0,00
06	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	-1,0000	136,00	28,00	0,00	0,00
07	PV	1,0250	(0,00 - 180,00)	0,0000	125,00	25,00	240,00	51,60
08	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	171,00	35,00	0,00	0,00
09	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	175,00	36,00	0,00	0,00
10	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	195,00	40,00	0,00	0,00
11	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Vθ	1,0200	(0,00 - 240,00)	0,0000	265,00	54,00	258,30	122,10
14	PV	0,9800	(-50,00 - 200,00)	0,0000	194,00	39,00	0,00	13,70
15	PV	1,0140	(-50,00 - 110,00)	0,0000	317,00	64,00	215,00	0,05
16	PV	1,0170	(-50,00 - 80,00)	0,0000	100,00	20,00	155,00	25,22
17	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PV	1,0500	(-50,00 - 200,00)	0,0000	333,00	68,00	400,00	137,40
19	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	181,00	37,00	0,00	0,00
20	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	128,00	26,00	0,00	0,00
21	PV	1,0500	(-50,00 - 200,00)	0,0000	0,00	0,00	400,00	108,20
22	PV	1,0500	(-60,00 - 96,00)	0,0000	0,00	0,00	300,00	-29,76
23	PV	1,0500	(-125,00 - 310,00)	0,0000	0,00	0,00	660,00	135,36
24	PQ	1,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00

### B.3 Sistema de 30 barras

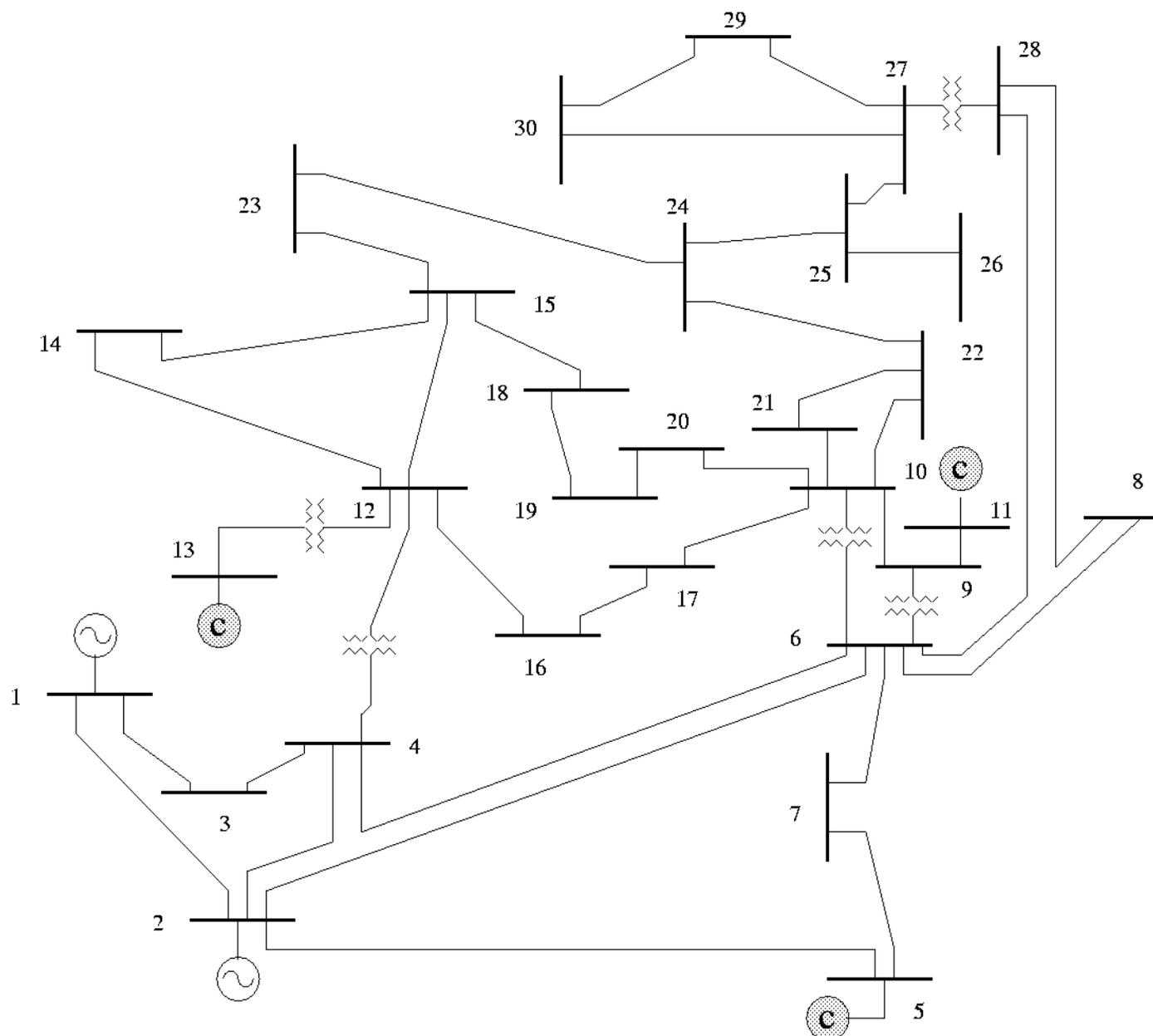


Figura B.3: Diagrama unifilar do sistema de 30 barras

Tabela B.5: Dados dos ramos do sistema de 30 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
01	01	02	0,019200	0,057500	0,05280	LT	-
02	01	03	0,045200	0,185200	0,04080	LT	-
03	02	04	0,057000	0,173700	0,03680	LT	-
04	03	04	0,013200	0,037900	0,00840	LT	-
05	02	05	0,047200	0,198300	0,04180	LT	-
06	02	06	0,058100	0,176300	0,03740	LT	-
07	04	06	0,011900	0,041400	0,00900	LT	-
08	05	07	0,046000	0,116000	0,02040	LT	-
09	06	07	0,026700	0,082000	0,01700	LT	-
10	06	08	0,012000	0,042000	0,00900	LT	-
11	06	09	0,000000	0,208000	0,00000	Trafo	0,9780
12	06	10	0,000000	0,556000	0,00000	Trafo	0,9690
13	09	11	0,000000	0,208000	0,00000	LT	-
14	09	10	0,000000	0,110000	0,00000	LT	-
15	04	12	0,000000	0,256000	0,00000	Trafo	0,9320
16	12	13	0,000000	0,140000	0,00000	LT	-
17	12	14	0,123100	0,255900	0,00000	LT	-
18	12	15	0,066200	0,130400	0,00000	LT	-
19	12	16	0,094500	0,198700	0,00000	LT	-
20	14	15	0,221000	0,199700	0,00000	LT	-
21	16	17	0,082400	0,192300	0,000000	LT	-
22	15	18	0,107000	0,218500	0,00000	LT	-
23	18	19	0,063900	0,129200	0,00000	LT	-
24	19	20	0,034000	0,068000	0,00000	LT	-
25	10	20	0,093600	0,209000	0,00000	LT	-
26	10	17	0,032400	0,084500	0,00000	LT	-
27	10	21	0,034800	0,074900	0,00000	LT	-
28	10	22	0,072700	0,149900	0,00000	LT	-
29	21	22	0,011600	0,023600	0,00000	LT	-
30	15	23	0,100000	0,202000	0,00000	LT	-
31	22	24	0,115000	0,179000	0,00000	LT	-
32	23	24	0,132000	0,270000	0,00000	LT	-
33	24	25	0,188500	0,329200	0,00000	LT	-
34	25	26	0,254400	0,380000	0,00000	LT	-
35	25	27	0,109300	0,208700	0,00000	LT	-
36	28	27	0,000000	0,396000	0,00000	Trafo	0,9680
37	27	29	0,219800	0,415300	0,00000	LT	-
38	27	30	0,320200	0,602700	0,00000	LT	-
39	29	30	0,239900	0,453300	0,00000	LT	-
40	08	28	0,063600	0,200000	0,04280	LT	-
41	06	28	0,016900	0,059900	0,01300	LT	-

Tabela B.6: Dados dos barramentos do sistema de 30 barras

Barra	Tipo	Tensão	Límites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
01	V $\theta$	1,0600	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
02	PV	1,0450	(-40,00 - 50,00)	0,0000	21,70	12,70	40,00	0,00
03	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	2,40	1,20	0,00	0,00
04	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	7,60	1,60	0,00	0,00
05	PV	1,0100	(-40,00 - 40,00)	0,0000	94,20	19,00	0,00	0,00
06	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
07	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	22,80	10,90	0,00	0,00
08	PV	1,0100	(-10,00 - 40,00)	0,0000	30,00	30,00	0,00	0,00
09	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
10	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,1900	5,80	2,00	0,00	0,00
11	PV	1,0820	(-6,00 - 24,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
12	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	11,20	7,50	0,00	0,00
13	PV	1,0710	(-6,00 - 24,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
14	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	6,20	1,60	0,00	0,00
15	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	8,20	2,50	0,00	0,00
16	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	3,50	1,80	0,00	0,00
17	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	9,00	5,80	0,00	0,00
18	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	3,20	0,90	0,00	0,00
19	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	9,50	3,40	0,00	0,00
20	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	2,20	0,70	0,00	0,00
21	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	17,50	11,20	0,00	0,0
22	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
23	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	3,20	1,60	0,00	0,00
24	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0430	8,70	6,70	0,00	0,00
25	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
26	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	3,50	2,30	0,00	0,00
27	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
28	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
29	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	2,40	0,90	0,00	0,00
30	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	10,60	1,90	0,00	0,00

## B.4 Sistema de 118 barras

Tabela B.7: Dados dos ramos do sistema de 118 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
001	1	2	0,030300	0,099900	0,02540	LT	-
002	1	3	0,012900	0,042400	0,01082	LT	-
003	4	5	0,001760	0,007980	0,00210	LT	-
004	3	5	0,024100	0,108000	0,02840	LT	-
005	5	6	0,011900	0,054000	0,01426	LT	-
006	6	7	0,004590	0,020800	0,00550	LT	-
007	8	9	0,002440	0,030500	1,16200	LT	-
008	5	8	0,000000	0,026700	0,00000	Trafo	1,0152
009	9	10	0,002580	0,032200	1,23000	LT	-
010	4	11	0,020900	0,068800	0,01748	LT	-
011	5	11	0,020300	0,068200	0,01738	LT	-
012	11	12	0,005950	0,019600	0,00502	LT	-
013	2	12	0,018700	0,061600	0,01572	LT	-
014	3	12	0,048400	0,160000	0,04060	LT	-
015	7	12	0,008620	0,034000	0,00874	LT	-
016	11	13	0,022250	0,073100	0,01876	LT	-
017	12	14	0,021500	0,070700	0,01816	LT	-
018	13	15	0,074400	0,244400	0,06268	LT	-
019	14	15	0,059500	0,195000	0,05020	LT	-
020	12	16	0,021200	0,083400	0,02140	LT	-
021	15	17	0,013200	0,043700	0,04440	LT	-
022	16	17	0,045400	0,180100	0,04660	LT	-
023	17	18	0,012300	0,050500	0,01298	LT	-
024	18	19	0,011190	0,049300	0,01142	LT	-
025	19	20	0,025200	0,117000	0,02980	LT	-
026	15	19	0,012000	0,039400	0,01010	LT	-
027	20	21	0,018300	0,084900	0,02160	LT	-
028	21	22	0,020900	0,097000	0,02460	LT	-
029	22	23	0,034200	0,159000	0,04040	LT	-
030	23	24	0,013500	0,049200	0,04980	LT	-
031	23	25	0,015600	0,080000	0,08640	LT	-
032	25	26	0,000000	0,038200	0,00000	Trafo	1,0417
033	25	27	0,031800	0,163000	0,17640	LT	-
034	27	28	0,019130	0,085500	0,02160	LT	-
035	28	29	0,023700	0,094300	0,02380	LT	-
036	17	30	0,000000	0,038800	0,00000	Trafo	1,0417
037	8	30	0,004310	0,050400	0,51400	LT	-
038	26	30	0,007990	0,086000	0,90800	LT	-
039	17	31	0,047400	0,156300	0,03990	LT	-
040	29	31	0,010800	0,033100	0,00830	LT	-
041	23	32	0,031700	0,115300	0,11730	LT	-
042	31	32	0,029800	0,098500	0,02510	LT	-
043	27	32	0,022900	0,075500	0,01926	LT	-
044	15	33	0,038000	0,124400	0,03194	LT	-
045	19	34	0,075200	0,247000	0,06320	LT	-
046	35	36	0,002240	0,010200	0,00268	LT	-
047	35	37	0,011000	0,049700	0,01318	LT	-
048	33	37	0,041500	0,142000	0,03660	LT	-
049	34	36	0,008710	0,026800	0,00568	LT	-
050	34	37	0,002560	0,009400	0,00984	LT	-
051	37	38	0,000000	0,037500	0,00000	Trafo	1,0695
052	37	39	0,032100	0,106000	0,02700	LT	-
053	37	40	0,059300	0,168000	0,04200	LT	-
054	30	38	0,004640	0,054000	0,42200	LT	-
055	39	40	0,018400	0,060500	0,01552	LT	-
056	40	41	0,014500	0,048700	0,01222	LT	-
057	40	42	0,055500	0,183000	0,04660	LT	-
058	41	42	0,041000	0,135000	0,03440	LT	-
059	43	44	0,060800	0,245400	0,06068	LT	-
060	34	43	0,041300	0,168100	0,04226	LT	-
061	44	45	0,022400	0,090100	0,02240	LT	-
062	45	46	0,040000	0,135600	0,03320	LT	-
063	46	47	0,038000	0,127000	0,03160	LT	-
064	46	48	0,060100	0,189000	0,04720	LT	-
065	47	49	0,019100	0,062500	0,01604	LT	-
066	42	49	0,071500	0,323000	0,08600	LT	-
067	42	49	0,071500	0,323000	0,08600	LT	-
068	45	49	0,068400	0,186000	0,04440	LT	-
069	48	49	0,017900	0,050500	0,01258	LT	-
070	49	50	0,026700	0,075200	0,01874	LT	-
071	49	51	0,048600	0,137000	0,03420	LT	-
072	51	52	0,020300	0,058800	0,01396	LT	-
073	52	53	0,040500	0,163500	0,04058	LT	-
074	53	54	0,026300	0,122000	0,03100	LT	-
075	49	54	0,073000	0,289000	0,07380	LT	-
076	49	54	0,086900	0,291000	0,07300	LT	-
077	54	55	0,016900	0,070700	0,02020	LT	-
078	54	56	0,002750	0,009550	0,00732	LT	-
079	55	56	0,004880	0,015100	0,00374	LT	-
080	56	57	0,034300	0,096600	0,02420	LT	-
081	50	57	0,047400	0,134000	0,03320	LT	-
082	56	58	0,034300	0,096600	0,02420	LT	-
083	51	58	0,025500	0,071900	0,01788	LT	-
084	54	59	0,050300	0,229300	0,05980	LT	-
085	56	59	0,082500	0,251000	0,05690	LT	-

Tabela B.8: Continuação dos dados dos ramos do sistema de 118 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
086	56	59	0,080300	0,239000	0,05360	LT	-
087	55	59	0,047390	0,215800	0,05646	LT	-
088	59	60	0,031700	0,145000	0,03760	LT	-
089	59	61	0,032800	0,150000	0,03880	LT	-
090	60	61	0,002640	0,013500	0,01456	LT	-
091	60	62	0,012300	0,056100	0,01468	LT	-
092	61	62	0,008240	0,037600	0,00980	LT	-
093	59	63	0,000000	0,038600	0,00000	Trafo	1,0417
094	63	64	0,001720	0,020000	0,21600	LT	-
095	61	64	0,000000	0,026800	0,00000	Trafo	1,0152
096	38	65	0,009010	0,098600	1,04600	LT	-
097	64	65	0,002690	0,030200	0,38000	LT	-
098	49	66	0,018000	0,091900	0,02480	LT	-
099	49	66	0,018000	0,091900	0,02480	LT	-
100	62	66	0,048200	0,218000	0,05780	LT	-
101	62	67	0,025800	0,117000	0,03100	LT	-
102	65	66	0,000000	0,037000	0,00000	Trafo	0,9350
103	66	67	0,022400	0,101500	0,02682	LT	-
104	65	68	0,001380	0,016000	0,63800	LT	-
105	47	69	0,084400	0,277800	0,07092	LT	-
106	49	69	0,098500	0,324000	0,08280	LT	-
107	68	69	0,000000	0,037000	0,00000	Trafo	0,9350
108	69	70	0,030000	0,127000	0,12200	LT	-
109	24	70	0,002210	0,411500	0,10198	LT	-
110	70	71	0,008820	0,035500	0,00878	LT	-
111	24	72	0,048800	0,196000	0,04880	LT	-
112	71	72	0,044600	0,180000	0,04444	LT	-
113	71	73	0,008660	0,045400	0,01178	LT	-
114	70	74	0,040100	0,132300	0,03368	LT	-
115	70	75	0,042800	0,141000	0,03600	LT	-
116	69	75	0,040500	0,122000	0,12400	LT	-
117	74	75	0,012300	0,040600	0,01034	LT	-
118	76	77	0,044400	0,148000	0,03680	LT	-
119	69	77	0,030900	0,101000	0,10380	LT	-
120	75	77	0,060100	0,199900	0,04978	LT	-
121	77	78	0,003760	0,012400	0,01264	LT	-
122	78	79	0,005460	0,024400	0,00648	LT	-
123	77	80	0,017000	0,048500	0,04720	LT	-
124	77	80	0,029400	0,105000	0,02280	LT	-
125	79	80	0,015600	0,070400	0,01870	LT	-
126	68	81	0,001750	0,020200	0,80800	LT	-
127	80	81	0,000000	0,037000	0,00000	Trafo	1,0695
128	77	82	0,029800	0,085300	0,08174	LT	-
129	82	83	0,011200	0,036650	0,03796	LT	-
130	83	84	0,062500	0,132000	0,02580	LT	-
131	83	85	0,043000	0,148000	0,03480	LT	-
132	84	85	0,030200	0,064100	0,01234	LT	-
133	85	86	0,035000	0,123000	0,02760	LT	-
134	86	87	0,028280	0,207400	0,04450	LT	-
135	85	88	0,020000	0,102000	0,02760	LT	-
136	85	89	0,023900	0,173000	0,04700	LT	-
137	88	89	0,013900	0,071200	0,01934	LT	-
138	89	90	0,051800	0,188000	0,05280	LT	-
139	89	90	0,023800	0,099700	0,10600	LT	-
140	90	91	0,025400	0,083600	0,02140	LT	-
141	89	92	0,009900	0,050500	0,05480	LT	-
142	89	92	0,039300	0,158100	0,04140	LT	-
143	91	92	0,038700	0,127200	0,03268	LT	-
144	92	93	0,025800	0,084800	0,02180	LT	-
145	92	94	0,048100	0,158000	0,04060	LT	-
146	93	94	0,022300	0,073200	0,01876	LT	-
147	94	95	0,013200	0,043400	0,01110	LT	-
148	80	96	0,035600	0,182000	0,04940	LT	-
149	82	96	0,016200	0,053000	0,05440	LT	-
150	94	96	0,026900	0,086900	0,02300	LT	-
151	80	97	0,018300	0,093400	0,02540	LT	-
152	80	98	0,023800	0,108000	0,02860	LT	-
153	80	99	0,045400	0,206000	0,05460	LT	-
154	92	100	0,064800	0,295000	0,07720	LT	-
155	94	100	0,017800	0,058000	0,06040	LT	-
156	95	96	0,017100	0,054700	0,01474	LT	-
157	96	97	0,017300	0,088500	0,02400	LT	-
158	98	100	0,039700	0,179000	0,04760	LT	-
159	99	100	0,018000	0,081300	0,02160	LT	-
160	100	101	0,027700	0,126200	0,03280	LT	-
161	92	102	0,012300	0,055900	0,01464	LT	-
162	101	102	0,024600	0,112000	0,02940	LT	-
163	100	103	0,016000	0,052500	0,05360	LT	-
164	100	104	0,045100	0,204000	0,05410	LT	-
165	103	104	0,046600	0,158400	0,04070	LT	-
166	103	105	0,053500	0,162500	0,04080	LT	-
167	100	106	0,060500	0,229000	0,06200	LT	-
168	104	105	0,009940	0,037800	0,00986	LT	-
169	105	106	0,014000	0,054700	0,01434	LT	-
170	105	107	0,053000	0,183000	0,04720	LT	-
171	105	108	0,026100	0,070300	0,01844	LT	-
172	106	107	0,053000	0,183000	0,04720	LT	-
173	108	109	0,010500	0,028800	0,00760	LT	-
174	103	110	0,039060	0,181300	0,04610	LT	-
175	109	110	0,027800	0,076200	0,02020	LT	-

Tabela B.9: Continuação dos dados dos ramos do sistema de 118 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
176	110	111	0,022000	0,075500	0,02000	LT	-
177	110	112	0,024700	0,064000	0,06200	LT	-
178	17	113	0,009130	0,030100	0,00768	LT	-
179	32	113	0,061500	0,203000	0,05180	LT	-
180	32	114	0,013500	0,061200	0,01628	LT	-
181	27	115	0,016400	0,074100	0,01972	LT	-
182	114	115	0,002300	0,010400	0,00276	LT	-
183	68	116	0,000340	0,004050	0,16400	LT	-
184	12	117	0,032900	0,140000	0,03580	LT	-
185	75	118	0,014500	0,048100	0,01198	LT	-
186	76	118	0,016400	0,054400	0,01356	LT	-

Tabela B.10: Dados dos barramentos do sistema de 118 barras

Barra	Tipo	Tensão	Límites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
001	PV	0,9550	(-5,00 - 15,00)	0,0000	51,00	27,00	0,00	0,00
002	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	20,00	9,00	0,00	0,00
003	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	39,00	10,00	0,00	0,00
004	PV	0,9980	(-300,00 - 300,00)	0,0000	30,00	12,00	-9,00	0,00
005	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	-0,4000	0,00	0,00	0,00	0,00
006	PV	0,9900	(-13,00 - 50,00)	0,0000	52,00	22,00	0,00	0,00
007	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	19,00	2,00	0,00	0,00
008	PV	1,0150	(-300,00 - 300,00)	0,0000	0,00	0,00	-28,00	0,00
009	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
010	PV	1,0500	(-147,00 - 200,00)	0,0000	0,00	0,00	450,00	0,00
011	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	70,00	23,00	0,00	0,00
012	PV	0,9900	(-35,00 - 120,00)	0,0000	47,00	10,00	85,00	0,00
013	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	34,00	16,00	0,00	0,00
014	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	14,00	1,00	0,00	0,00
015	PV	0,9700	(-10,00 - 30,00)	0,0000	90,00	30,00	0,00	0,00
016	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	25,00	10,00	0,00	0,00
017	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	11,00	3,00	0,00	0,00
018	PV	0,9730	(-16,00 - 50,00)	0,0000	60,00	34,00	0,00	0,00
019	PV	0,9620	(-8,00 - 24,00)	0,0000	45,00	25,00	0,00	0,00
020	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	18,00	3,00	0,00	0,00
021	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	14,00	8,00	0,00	0,00
022	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	10,00	5,00	0,00	0,00
023	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	7,00	3,00	0,00	0,00
024	PV	0,9920	(-300,00 - 300,00)	0,0000	0,00	0,00	-13,00	0,00
025	PV	1,0500	(-47,00 - 140,00)	0,0000	0,00	0,00	220,00	0,00
026	PV	1,0150	(-1000,00 - 1000,00)	0,0000	0,00	0,00	314,00	0,00
027	PV	0,9680	(-300,00 - 300,00)	0,0000	62,00	13,00	-9,00	0,00
028	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	17,00	7,00	0,00	0,00
029	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	24,00	4,00	0,00	0,00
030	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
031	PV	0,9670	(-300,00 - 300,00)	0,0000	43,00	27,00	7,00	0,00
032	PV	0,9630	(-14,00 - 42,00)	0,0000	59,00	23,00	0,00	0,00
033	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	23,00	9,00	0,00	0,00
034	PV	0,9840	(-8,00 - 24,00)	0,1400	59,00	26,00	0,00	0,00
035	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	33,00	9,00	0,00	0,00
036	PV	0,9800	(-8,00 - 24,00)	0,0000	31,00	17,00	0,00	0,00
037	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	-0,2500	0,00	0,00	0,00	0,00
038	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
039	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	27,00	11,00	0,00	0,00
040	PV	0,9700	(-300,00 - 300,00)	0,0000	20,00	23,00	-46,00	0,00
041	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	37,00	10,00	0,00	0,00
042	PV	0,9850	(-300,00 - 300,00)	0,0000	37,00	23,00	-59,00	0,00
043	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	18,00	7,00	0,00	0,00
044	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,1000	16,00	8,00	0,00	0,00
045	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,1000	53,00	22,00	0,00	0,00
046	PV	1,0050	(-100,00 - 100,00)	0,1000	28,00	10,00	19,00	0,00
047	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	34,00	0,00	0,00	0,00
048	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,1500	20,00	11,00	0,00	0,00
049	PV	1,0250	(-85,00 - 210,00)	0,0000	87,00	30,00	204,00	0,00
050	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	17,00	4,00	0,00	0,00
051	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	17,00	8,00	0,00	0,00
052	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	18,00	5,00	0,00	0,00
053	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	23,00	11,00	0,00	0,00
054	PV	0,9550	(-300,00 - 300,00)	0,0000	113,00	32,00	48,00	0,00
055	PV	0,9520	(-8,00 - 23,00)	0,0000	63,00	22,00	0,00	0,00
056	PV	0,9540	(-8,00 - 15,00)	0,0000	84,00	18,00	0,00	0,00
057	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	12,00	3,00	0,00	0,00
058	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	12,00	3,00	0,00	0,00
059	PV	0,9850	(-60,00 - 180,00)	0,0000	277,00	113,00	155,00	0,00

Tabela B.11: Continuação dos dados dos barramentos do sistema de 118 barras

Barra	Tipo	Tensão	Limites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
060	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	78,00	3,00	0,00	0,00
061	PV	0,9950	(-100,00 - 300,00)	0,0000	0,00	0,00	160,00	0,00
062	PV	0,9980	(-20,00 - 20,00)	0,0000	77,00	14,00	0,00	0,00
063	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
064	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
065	PV	1,0050	(-67,00 - 200,00)	0,0000	0,00	0,00	391,00	0,00
066	PV	1,0500	(-67,00 - 200,00)	0,0000	39,00	18,00	392,00	0,00
067	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	28,00	7,00	0,00	0,00
068	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
069	V $\theta$	1,0350	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	516,40	0,00
070	PV	0,9840	(-10,00 - 32,00)	0,0000	66,00	20,00	0,00	0,00
071	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
072	PV	0,9800	(-100,00 - 100,00)	0,0000	0,00	0,00	-12,00	0,00
073	PV	0,9910	(-100,00 - 100,00)	0,0000	0,00	0,00	-6,00	0,00
074	PV	0,9580	(-6,00 - 9,00)	0,1200	68,00	27,00	0,00	0,00
075	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	47,00	11,00	0,00	0,00
076	PV	0,9430	(-8,00 - 23,00)	0,0000	68,00	36,00	0,00	0,00
077	PV	1,0060	(-20,00 - 70,00)	0,0000	61,00	28,00	0,00	0,00
078	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	71,00	26,00	0,00	0,00
079	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,2000	39,00	32,00	0,00	0,00
080	PV	1,0400	(-165,00 - 280,00)	0,0000	130,00	26,00	477,00	0,00
081	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
082	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,2000	54,00	27,00	0,00	0,00
083	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,1000	20,00	10,00	0,00	0,00
084	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	11,00	7,00	0,00	0,00
085	PV	0,9850	(-8,00 - 23,00)	0,0000	24,00	15,00	0,00	0,00
086	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	21,00	10,00	0,00	0,00
087	PV	1,0150	(-100,00 - 1000,00)	0,0000	0,00	0,00	4,00	0,00
088	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	48,00	10,00	0,00	0,00
089	PV	1,0050	(-210,00 - 300,00)	0,0000	0,00	0,00	607,00	0,00
090	PV	0,9850	(-300,00 - 300,00)	0,0000	78,00	42,00	-85,00	0,00
091	PV	0,9800	(-100,00 - 100,00)	0,0000	0,00	0,00	-10,00	0,00
092	PV	0,9900	(-3,00 - 9,00)	0,0000	65,00	10,00	0,00	0,00
093	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	12,00	7,00	0,00	0,00
094	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	30,00	16,00	0,00	0,00
095	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	42,00	31,00	0,00	0,00
096	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	38,00	15,00	0,00	0,00
097	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	15,00	9,00	0,00	0,00
098	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	34,00	8,00	0,00	0,00
099	PV	1,0100	(-100,00 - 100,00)	0,0000	0,00	0,00	-42,00	0,00
100	PV	1,0170	(-50,00 - 155,00)	0,0000	37,00	18,00	252,00	0,00
101	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	22,00	15,00	0,00	0,00
102	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	5,00	3,00	0,00	0,00
103	PV	1,0100	(-15,00 - 40,00)	0,0000	23,00	16,00	40,00	0,00
104	PV	0,9710	(-8,00 - 23,00)	0,0000	38,00	25,00	0,00	0,00
105	PV	0,9650	(-8,00 - 23,00)	0,2000	31,00	26,00	0,00	0,00
106	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	43,00	16,00	0,00	0,00
107	PV	0,9520	(-200,00 - 200,00)	0,0600	28,00	12,00	-22,00	0,00
108	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	2,00	1,00	0,00	0,00
109	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	8,00	3,00	0,00	0,00
110	PV	0,9730	(-8,00 - 23,00)	0,0600	39,00	30,00	0,00	0,00
111	PV	0,9800	(-100,00 - 1000,00)	0,0000	0,00	0,00	36,00	0,00
112	PV	0,9750	(-100,00 - 1000,00)	0,0000	25,00	13,00	-43,00	0,00
113	PV	0,9930	(-100,00 - 200,00)	0,0000	0,00	0,00	-6,00	0,00
114	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	8,00	3,00	0,00	0,00
115	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	22,00	7,00	0,00	0,00
116	PV	1,0050	(-1000,00 - 1000,00)	0,0000	0,00	0,00	-184,00	0,00
117	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	20,00	8,00	0,00	0,00
118	PQ	0,0000	(0,00 - 0,00)	0,0000	33,00	15,00	0,00	0,00

## B.5 Parte principal do sistema de 118 barras

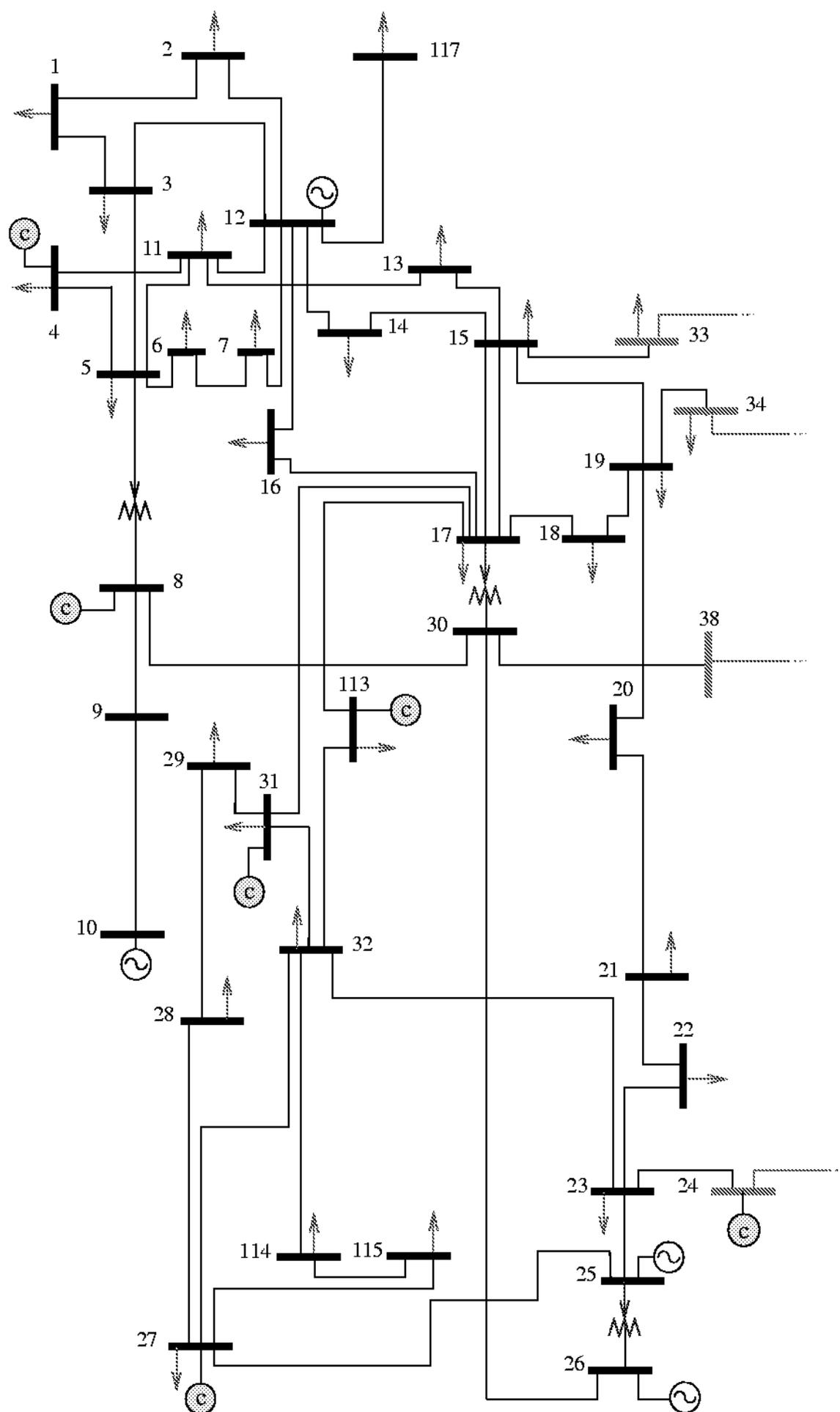


Figura B.4: Diagrama unifilar da parte principal do sistema de 118 barras

## B.6 Área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras

Tabela B.12: Dados dos ramo da área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tipo do ramo	Tap
<b>1<sup>a</sup> Vizinhança</b>							
489	743	744	0,001670	0,021750	0,00000	LT	-
490	743	745	0,01520	0,011320	0,00000	LT	-
491	743	746	0,000390	0,008030	0,00000	LT	-
496	746	744	-0,064570	-0,107750	0,00000	LT	-
497	744	745	0,040700	0,262630	0,00000	LT	-
<b>2<sup>a</sup> Vizinhança</b>							
485	890	745	0,001100	0,007000	0,79400	LT	-
486	890	745	0,001200	0,007600	0,78420	LT	-
492	746	745	0,000000	0,461550	0,00000	LT	-
493	746	497	0,001250	0,047440	0,98532	LT	-
494	746	496	0,001250	0,047440	0,98450	LT	-
495	746	498	0,001170	0,044640	0,92009	LT	-
<b>3<sup>a</sup> Vizinhança</b>							
408	841	890	-0,271140	-0,293430	0,00000	LT	-
418	826	890	0,000000	-1,282000	0,00000	LT	-
425	865	890	-0,261690	-2,950000	0,00000	LT	-
428	885	890	-0,524130	-0,672180	0,00000	LT	-
434	806	890	-0,776060	-0,998530	0,00000	LT	-
448	850	890	0,015770	0,117220	0,00000	LT	-
458	851	890	0,000000	-2,153000	0,00000	LT	-
461	881	890	0,005450	0,030700	0,00000	LT	-
463	827	890	0,000000	-0,704300	0,00000	LT	-
467	882	890	0,001190	0,017700	0,00000	LT	-
481	849	890	0,021340	0,295850	0,00000	LT	-
865	802	498	0,000000	-0,039330	0,00000	LT	-
866	802	497	0,000000	-0,039330	0,00000	LT	-
867	802	496	0,000000	-0,039330	0,00000	LT	-
<b>4<sup>a</sup> Vizinhança</b>							
407	841	881	-0,082370	-0,135140	0,00000	LT	-
409	841	784	0,189980	0,549200	0,00000	LT	-
410	841	882	0,002220	0,025320	0,00000	LT	-
411	841	444	0,024800	0,234100	0,23170	LT	-
412	828	850	0,031280	0,145090	0,00000	LT	-
414	828	849	0,014030	0,133660	0,00000	LT	-
415	828	882	0,081870	0,611560	0,00000	LT	-
417	826	881	-0,275690	-0,301520	0,00000	LT	-
419	826	882	-0,005760	0,126030	0,00000	LT	-
420	826	865	0,009000	0,059600	0,05110	LT	-
421	826	886	0,023600	0,177300	0,21910	LT	-
422	865	881	0,077950	-1,488000	0,00000	LT	-
423	865	804	0,003500	0,023500	0,02020	LT	-
424	865	804	0,003500	0,023500	0,02020	LT	-
426	865	805	0,013490	0,123090	0,00000	LT	-
427	885	881	-0,214480	-0,368570	0,00000	LT	-
429	885	882	-0,038850	0,127950	0,00000	LT	-
430	885	794	0,005960	0,054670	0,24370	LT	-
435	806	882	-0,057950	0,189750	0,00000	LT	-
436	806	442	0,000150	0,005500	0,00000	LT	-
437	806	881	-0,317350	-0,547350	0,00000	LT	-
441	445	849	0,037710	0,241000	0,00000	LT	-
442	824	882	-0,037070	0,571800	0,00000	LT	-
443	824	851	0,019200	0,160700	0,00000	LT	-
446	850	459	0,000300	0,002500	0,01330	LT	-
447	850	827	-0,441790	-0,559800	0,00000	LT	-
449	850	882	0,000200	0,080090	0,00000	LT	-
450	850	851	0,007200	0,064800	1,03650	LT	-
451	850	853	0,005800	0,062700	0,50420	LT	-
453	852	849	0,002440	0,019570	0,00000	LT	-
455	851	881	-0,455510	-0,592640	0,00000	LT	-
456	851	738	0,006800	0,057500	0,98350	LT	-
457	851	849	0,007000	0,061900	1,00730	LT	-
459	851	11	0,000000	0,003540	0,00000	LT	-
460	881	827	-0,064550	-0,132590	0,00000	LT	-
462	881	882	-0,000670	0,008900	0,00000	LT	-
464	827	849	-1,055000	-1,521000	0,00000	LT	-
465	827	882	0,001390	0,010120	0,00000	LT	-
466	882	849	-0,013260	0,208810	0,00000	LT	-
468	882	784	0,472440	1,757050	0,00000	LT	-
480	849	738	0,002400	0,021200	0,16610	LT	-
603	830	802	0,003830	0,038850	0,00000	LT	-
614	876	802	0,000440	0,011250	0,41460	LT	-
615	876	802	0,000440	0,011250	0,41460	LT	-
629	875	802	0,000510	0,029220	0,00000	LT	-
1190	885	865	0,000400	0,012000	0,00000	Trafo	1,0000
1191	885	865	0,000400	0,012000	0,00000	Trafo	1,0000
1195	881	7	0,000140	0,007980	0,00000	Trafo	1,0000

Tabela B.13: Dados dos barramentos da área ao redor do ramo 489(743-744) do sistema de 904 barras

Barra	Tipo	Tensão	Limites	Shunt	$P_L$	$Q_L$	$P_G$	$Q_G$
1 <sup>a</sup> Vizinhaça								
743	PV	1,0750	(-4950,00 - 11550,00)	22,34	11834,92	2165,29	14919,48	325,73
744	PV	1,0200	(-302,50 - 495,00)	1,4500	1483,12	311,38	681,33	51,60
2 <sup>a</sup> Vizinhaça								
745	PQ	1,0799	(0,00 - 0,00)	7,4800	706,17	769,55	0,00	0,00
746	PV	1,0550	(-550,00 - 1980,00)	0,0000	1750,39	1662,49	0,00	376,93
3 <sup>a</sup> Vizinhaça								
496	PQ	0,9756	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
497	PQ	0,9755	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
498	PQ	0,9808	(0,00 - 0,00)	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,00
890	PV	1,0796	(-200,00 - 220,00)	16,9500	1712,01	838,69	0,00	-200,00
4 <sup>a</sup> Vizinhaça								
802	PQ	1,0736	(0,00 - 0,00)	2,9500	1114,97	323,27	0,00	0,00
806	PQ	1,0804	(0,00 - 0,00)	0,5100	0,00	0,00	0,00	0,00
826	PQ	1,0516	(0,00 - 0,00)	0,0684	169,46	-20,33	0,00	0,00
827	PV	1,0290	(-2200,00 - 2200,00)	0,0000	833,35	916,47	1230,60	846,77
841	PV	1,0752	(-550,00 - 1100,00)	8,0000	564,39	502,19	0,00	-90,41
849	PV	0,9901	(-275,00 - 275,00)	2,0300	421,22	395,86	0,00	-183,28
850	PV	0,9901	(-550,00 - 825,00)	7,0900	635,86	743,78	0,00	-429,51
851	PQ	1,0516	(0,00 - 0,00)	7,5900	76,53	4,59	0,00	0,00
865	PQ	1,0487	(0,00 - 0,00)	0,0300	0,00	0,00	0,00	0,00
881	PV	1,0435	(0,00 - 0,00)	17,7200	1175,11	869,38	0,00	0,00
882	V $\theta$	1,0370	(-8800,00 - 15400,00)	0,0000	20108,94	-402,09	27439,08	1014,52
885	PQ	1,0509	(0,00 - 0,00)	0,5600	0,00	0,00	0,00	0,00