

Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão

Cláudia Sofia Marcos Machado dos Reis

Licenciada em Engenharia Electrotécnica e Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, para satisfação parcial dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e Computadores, área de especialização em Sistemas de Energia, realizada sob a supervisão de Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Porto 2005

Conteúdo

Lista de Figuras	iv
Resumo	viii
Abstract	ix
Resumeeé	x
Agradecimentos	xi
1 Introdução	1
1.1 Estabilidade de tensão	1
1.2 Estrutura da dissertação	2
2 Análise da Estabilidade de Tensão	5
2.1 Introdução	5
2.2 Curvas P-V e Curvas Q-V	8
2.3 Análise da sensibilidade V-Q	28
2.4 Análise modal Q-V	32
2.5 Índices de estabilidade de tensão	37

2.5.1	Determinante da matriz Jacobiana	38
2.5.2	Factores de sensibilidade	38
2.5.3	Índice $\frac{V}{V_0}$	39
2.5.4	Índice de estabilidade Kessel-Glavitsch	40
2.5.5	Índices nas linhas	50
2.6	Conclusões	65
3	Implementação dos Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão	66
3.1	Curvas P-V e Curvas Q-V	66
3.1.1	Curvas P-V	66
3.1.2	Curvas Q-V	72
3.2	Índice $\frac{V}{V_0}$	76
3.3	Análise modal Q-V	79
3.4	Índice de estabilidade Kessel-Glavitsch, L	85
3.5	Índices de linhas	89
3.5.1	Índice L_{mn}	90
3.5.2	Índice LQP	95
3.5.3	Índice VCPI	100
3.5.4	Índice FVSI	106
3.6	Conclusões	113
4	Conclusões e trabalho futuro	114
4.1	Objectivos alcançados	114
4.2	Perspectivas de trabalho futuro	115

<i>CONTEÚDO</i>	iii
A Dados das redes de teste	116
Bibliografia	126

Lista de Figuras

2.1	Curva P-V.	9
2.2	Rede com 2 barramentos e um gerador.	11
2.3	Diagrama de fasores da corrente na linha e das tensões na emissão e recepção.	16
2.4	Curva P-V, para sistema simples sem perdas e factor de potência unitário, com $E=1$ p.u. e $X=0,2$ p.u.	16
2.5	Curvas P-V para diferentes valores da reactância de linha, com $E=1$ p.u.	17
2.6	Família de curvas P-V, para diferentes factores de potência da carga.	18
2.7	Método de continuação usando os passos de previsão e correcção.	23
2.8	Método de continuação	24
2.9	Curva Q-V.	27
2.10	Sistema de 2 barramentos.	40
2.11	Linha de transmissão típica.	50
2.12	Linha de transmissão típica.	54
2.13	Linha de transmissão modelada com os seus parâmetros.	55
2.14	Modelo de 2 barramentos.	61
2.15	Linha de transmissão entre o barramento i e o barramento j.	64

3.1	Curva P-V para o barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.	67
3.2	Curvas P-V para a rede IEEE 14 barramentos.	68
3.3	Curvas P-V para a rede IEEE 30 barramentos.	69
3.4	Curvas P-V para a rede IEEE 57 barramentos.	69
3.5	Margem de carga local na rede IEEE 14 barramentos.	71
3.6	Margem de carga local na rede IEEE 30 barramentos.	71
3.7	Margem de carga local na rede IEEE 57 barramentos.	72
3.8	Curvas Q-V obtidas para os barramentos 4, 5, 7 e 9 da rede IEEE 14 barramentos.	73
3.9	Curvas Q-V obtidas para os barramentos 10, 11, 12, 13 e 14 da rede IEEE 14 barramentos.	74
3.10	Margens de energia reactiva obtidas para a rede IEEE 30 barramentos. .	75
3.11	Margens de energia reactiva obtidas para a rede IEEE 57 barramentos. .	76
3.12	Índice V/V_0 na rede IEEE 14 barramentos.	77
3.13	Índice V/V_0 na rede IEEE 30 barramentos.	78
3.14	Índice V/V_0 na rede IEEE 57 barramentos.	79
3.15	Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.	80
3.16	Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 14 barramentos, para o menor modo estável.	81
3.17	Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.	82
3.18	Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 30 barramentos, para o menor modo estável.	83
3.19	Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.	83

3.20	Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 57 barramentos, para o menor modo estável.	84
3.21	Índices L_j para a rede IEEE 14 barramentos.	87
3.22	Índice L_j do barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos e a sua relação com a tensão no barramento.	88
3.23	Índices l_{mn} referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos. .	90
3.24	Índices l_{mn} referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos. .	91
3.25	Índices l_{mn} referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos. .	91
3.26	Índices l_{mn} referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos. .	92
3.27	Índices l_{mn} referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos. .	92
3.28	Índices l_{mn} referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos. .	93
3.29	Índices l_{mn} referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos. .	93
3.30	Índices l_{mn} referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos. .	94
3.31	Índices l_{mn} referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos. .	94
3.32	Índices LQP referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos. .	95
3.33	Índices LQP referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos. .	95
3.34	Índices LQP referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos. .	96
3.35	Índices LQP referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos. .	97
3.36	Índices LQP referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos. .	97
3.37	Índices LQP referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos. .	98
3.38	Índices LQP referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos. .	98
3.39	Índices LQP referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos. .	99
3.40	Índices LQP referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos. .	99
3.41	Índices $VCPI$ referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos. .	100
3.42	Índices $VCPI$ referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos. .	101

3.43	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.	101
3.44	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.	102
3.45	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.	103
3.46	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.	104
3.47	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.	104
3.48	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.	105
3.49	Índices <i>VCPI</i> referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.	105
3.50	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos.	106
3.51	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos.	107
3.52	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.	107
3.53	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.	108
3.54	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.	108
3.55	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.	109
3.56	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.	109
3.57	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.	110
3.58	Índice <i>FVSI</i> referente ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.	110
3.59	Carregamento máximo, Q_{max} , dos barramentos 10, 11 e 14 da rede IEEE 14 barramentos.	111
3.60	Carregamento máximo, Q_{max} , dos barramentos 3, 4 e 30 da rede IEEE 30 barramentos.	112
3.61	Carregamento máximo, Q_{max} , dos barramentos 27, 31 e 57 da rede IEEE 57 barramentos.	112

Resumo

O problema da estabilidade de tensão, atraiu nos anos 90 um grande número de investigadores, principalmente por se tratar de uma matéria ainda recente no que se refere às pesquisas realizadas. É neste período que surgem o maior número de publicações, apresentando diferentes métodos de abordagem e soluções do problema, tendo contribuído para o avanço significativo da análise da estabilidade de tensão.

Os Sistemas de Energia Eléctrica têm vindo a explorar ao máximo a sua capacidade de transferência de potência, colocando os sistemas cada vez mais próximos dos seus limites operacionais. Nesse contexto, torna-se importante saber o quão distante se encontra o ponto de operação do limite de estabilidade de tensão do sistema. Com este trabalho pretende-se efectuar um estudo comparativo dos diversos métodos existentes de forma a analisar a estabilidade estática de tensão. Uma das principais características dos métodos propostos é a rapidez de cálculo, sem sacrificar a precisão dos resultados. O resultado das simulações realizadas em redes eléctricas teste IEEE (14, 30 e 57 barramentos) fornecem informações importantes com o objectivo de indicar medidas preventivas para o sistema antes que o colapso de tensão se torne inevitável.

Palavras Chave: Sistemas Eléctricos de Energia, Estabilidade de Tensão, Colapso de Tensão, Índices de Estabilidade de Tensão

Abstract

Performance indices to predict proximity to voltage collapse have been a permanent concern of researchers, as these indices could be used to on-line or off-line to help operators determine how close the system is to collapse. This thesis concentrates on describing and comparing some of the indices proposed in the literature and used throughout the world.

One of the main characteristics of the proposed methods is the calculation speed, without sacrificing the precision of the results.

Several performance indices were evaluated and the results discussed using IEEE (14, 30 and 57 buses) tests systems. The results of the simulations supply important information to identify preventive measures for the system before the voltage collapse becomes inevitable.

Keywords: Electric Energy Systems, Voltage Stability, Voltage Collapse, Voltage Stability Indices

Resumeé

Le problème de la stabilité de la tension électrique a attaché un grand nombre de investigateur, dans les 90's, principalement parce que ça se traite de une matière très récente au niveaux des recherches réalisés. C'est dans ce période qui débouche un grand nombre de publication, aprésentant beaucoup de dissemblable méthode d'abordage et solution du problème, ayant contribué pour l'avance significatif de l'analysé de la stabilité de la tension.

Les Systèmes d'Energie Electrique sont venu à exploiré au maximum leur capacité de transmission d'énergie, plaçant les système le plus près possible de leur limite opérationnel. Dans ce context, il est important de savoir ou se trouve le point de opération du limite de stabilité de la tension du système. Avec cette travail, je voudrais démontré un étude comparatif des plusieurs méthode existant, de forme a analysé la stabilité de la tension. Une des principaux caractéristique des méthodes est la rapidité de calculs, sans sacrifié la précision des résultats. Le résultat des simulation réalisés en alimentation électrique IEEE (14, 30 e 57 barrement) on fournit des informations importantes, ayant l'objectif d'indiqué des mesures préventives pour le système avant que le collapse de tension se tourne inévitable.

Mots Clés: Systèmes d'Energie Electrique, Stabilité de Tension, Collapse de Tension, Indices de Stabilités de Tension

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa o apoio prestado durante toda a dissertação, o empenho e a disponibilidade demonstrada para levar a bom termo este trabalho.

Ao Daniel pelo incentivo, apoio e carinho constantes.

Quero também agradecer ao João Nunes pela ajuda no Latex e pela sua infindável paciência.

A todos os meus amigos e colegas que, directa ou indirectamente, contribuíram para a realização desta dissertação, em especial ao Aníbal Leite, António Andrade e Jaime Cardoso.

À instituição a que pertença, Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, pelas facilidades que me foram concedidas para desenvolver o trabalho aqui apresentado.

Por último, um agradecimento muito especial aos meus pais e irmã pelo apoio inestimável, fundamental para a realização deste trabalho.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Estabilidade de tensão

A possibilidade de ocorrência de problemas ligados à instabilidade de tensão tem vindo a tornar-se um assunto de grande preocupação nas empresas de energia eléctrica nas últimas duas décadas [8].

Os Sistemas Eléctricos de Energia foram inicialmente sobredimensionados, portanto funcionavam com elevados níveis de segurança. A expansão dos Sistemas Eléctricos de Energia e o surgimento de novas restrições de operação nomeadamente ambientais, técnicas e económicas, conduziram à necessidade de explorar os sistemas perto dos seus limites de estabilidade [8, 22].

Apesar do crescente aumento da dimensão e complexidade dos Sistemas Eléctricos de Energia, devido à contínua interligação de sistemas antes isolados, é necessário garantir a continuidade do fornecimento de energia e a qualidade de serviço prestado, de forma a haver um correcto funcionamento. O planeamento adequado do Sistema Eléctrico de Energia deve garantir uma operação segura e económica, mesmo no caso de ocorrência de contingências [31].

A estabilidade de tensão assume um papel extremamente importante na segurança dos actuais Sistemas Eléctricos de Energia, tornando o problema da estabilidade de tensão um dos aspectos essenciais no planeamento de operação dos sistemas.

A estabilidade de tensão é a capacidade do sistema eléctrico manter tensões acei-

táveis em todos os barramentos do sistema sob condições normais de funcionamento e depois de ter sido sujeito a uma perturbação [1, 5, 9]. Dos vários incidentes passíveis de afectar gravemente a segurança de exploração de um Sistema Eléctrico de Energia, a instabilidade de tensão, que pode ser causada pela escassez de reservas de potência reactiva, é um dos maiores responsáveis pela ocorrência de colapso de tensão nos sistemas eléctricos.

A instabilidade de tensão é, essencialmente, um fenómeno localizado, no entanto as suas consequências podem propagar-se e terem um grande impacto em todo o sistema. Os fenómenos de instabilidade caracterizam-se por um decréscimo das tensões nos barramentos e têm sido observados em zonas, com fortes consumos, interligadas a sistemas mais vastos através de linhas de transmissão extensas. Estes fenómenos de instabilidade podem provocar anomalias capazes de desencadear, parcialmente ou totalmente, o colapso de tensão.

Assim, é importante o desenvolvimento de metodologias que permitam prever o ponto de colapso de tensão, determinando as margens e a proximidade de tal ponto de operação, identificando os barramentos mais fracos e as áreas mais críticas do sistema.

Embora o fenómeno de instabilidade de tensão seja tipicamente dinâmico, a sua análise tanto pode ser realizada por métodos estáticos como por métodos dinâmicos. Os métodos estáticos baseiam-se, fundamentalmente, no modelo associado à resolução do problema de fluxo de cargas, exigindo pouca modelagem do sistema, e é essencial para a maioria dos estudos nos quais é necessário determinar os limites de estabilidade de tensão para vários casos pré e pós-contingência [2, 23, 24]. Os métodos dinâmicos utilizam um modelo caracterizado por equações diferenciais não lineares.

1.2 Estrutura da dissertação

Após uma breve introdução ao problema da estabilidade de tensão, expõe-se de seguida a forma como foi organizada esta dissertação, de forma a facilitar a sua leitura e compreensão.

No capítulo 1 é dada uma visão geral sobre a abordagem e metodologia de estudo.

No capítulo 2 é feita uma descrição detalhada de conceitos e noções fundamentais para uma melhor compreensão do problema da estabilidade de tensão. Neste capítulo

são também descritos alguns métodos de análise estática da estabilidade de tensão. Na secção 2.1 descrevem-se as curvas P-V e Q-V. Os métodos estáticos baseados no cálculo de curvas P-V e Q-V são métodos práticos para a análise da estabilidade de tensão em Sistemas Eléctricos de Energia. Estas curvas têm sido largamente usadas nos estudos de operação e planeamento de sistemas eléctricos pois possibilitam a compreensão das diferentes condições de funcionamento do sistema, para sucessivos aumentos de carga, pois são obtidas a partir do perfil da tensão em função do nível de carga. Podem-se realizar aumentos de carga para apenas algumas áreas seleccionadas ou para todo o sistema. A curva P-V pode ser determinada através de fluxos de carga convencionais ou através do método da continuação. Este último permite a obtenção do ponto de colapso de tensão com uma excelente precisão, no entanto este método baseado em etapas previsão-correcção apresenta como desvantagem um alto esforço computacional, o que implica maiores tempos de cálculo, principalmente para sistemas muito carregados. Na secção 2.2 analisa-se a estabilidade de tensão calculando as sensibilidades V-Q. As sensibilidades V-Q revelam o efeito de todos os modos de variações tensão-potência reactiva mas não conseguem identificar modos individuais de colapso de tensão. Assim, foi desenvolvida a análise modal Q-V, referida na secção 2.3, de forma a ultrapassar os problemas que ocorrem na análise da sensibilidade V-Q. Na secção 2.4 enumeram-se alguns dos índices de estabilidade de tensão mais utilizados em sistemas eléctricos. O objectivo dos índices de estabilidade é medir a proximidade do sistema à instabilidade de tensão de forma a evitar a ocorrência de colapsos de tensão e permitir a execução de medidas com carácter preventivo. Os índices de estabilidade de tensão são índices pré-determinados e têm como objectivo definir um valor escalar que possa ser monitorizado à medida que os parâmetros do sistema mudam. Os índices mencionados neste trabalho conseguem identificar os barramentos críticos e os ramos críticos dum sistema.

No capítulo 3 são apresentados os resultados das simulações obtidas para as redes eléctricas IEEE testadas (14, 30 e 57 barramentos). Os resultados experimentais obtidos são analisados e comparados numa perspectiva de identificar os barramentos/ramos críticos de um sistema, por forma a prevenir ou tentar minimizar os efeitos de um colapso de tensão .

Finalmente, o capítulo 4 é dedicado à discussão dos resultados obtidos no decurso dos estudos de estabilidade de tensão efectuados, apresentando-se as principais conclusões do trabalho desenvolvido. Neste capítulo também são referidos possíveis desenvolvimentos para trabalhos futuros nesta área.

Os dados das redes IEEE utilizadas são fornecidos no Apêndice A.

Capítulo 2

Análise da Estabilidade de Tensão

2.1 Introdução

A estabilidade de tensão é a capacidade de se manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis, em todos os barramentos do Sistema Eléctrico de Energia, quer sob condições normais de exploração quer após a ocorrência de uma perturbação [1, 5, 9].

Quando uma rede é submetida a aumentos no consumo de energia reactiva, as reservas existentes nos geradores e a acção dos compensadores síncronos conseguem, geralmente, manter níveis de tensão adequados nos barramentos do sistema. Normalmente, existem reservas suficientes de potência reactiva e é possível controlar os níveis de tensão, em todos os barramentos, mantendo-os dentro dos valores desejados, mesmo que ocorram algumas perturbações. Porém, quando isso não é possível, ocorrem fenómenos de instabilidade de tensão no Sistema Eléctrico de Energia [1].

A instabilidade de tensão é a ausência de estabilidade de tensão no Sistema Eléctrico de Energia [2]. Assim, considera-se que o sistema é instável se, em pelo menos um barramento, uma perturbação, quer seja por um aumento de carga ou por uma alteração das condições do sistema, provocar uma diminuição progressiva e incontrolável da tensão. A principal causa de instabilidade de tensão está relacionada com a incapacidade do sistema em conseguir acompanhar a sua crescente necessidade de potência reactiva [1, 12]. Portanto, controlando a potência reactiva, a tensão pode ser mantida nos valores adequados.

A instabilidade de tensão é um fenómeno local, tendo em conta que os problemas se

podem corrigir localmente, já que a maioria das medidas a ter em conta para a resolução destes problemas têm, fundamentalmente, alcance local. Porém as suas consequências podem afectar uma extensa área da rede [1, 12, 22].

Os problemas de instabilidade de tensão são, normalmente, não oscilatórios, isto é, são quase sempre um decréscimo aperiódico de tensão, contrariamente ao que acontece na instabilidade do ângulo rotórico [2]. A estabilidade do ângulo rotórico é definida como a capacidade do sistema de manter o sincronismo das máquinas geradoras ligadas à rede, após a ocorrência de uma perturbação. Em muitas situações, a instabilidade de tensão e instabilidade do ângulo rotórico podem existir simultaneamente.

A diminuição incontrolável da tensão nos barramentos poderá evoluir para o colapso de tensão do sistema. O colapso de tensão é a última e mais complexa fase de um fenómeno de instabilidade de tensão.

As principais causas que afectam a estabilidade de tensão são as seguintes [1, 16]:

- O afastamento cada vez maior das centrais eléctricas dos centros de consumo, quer por razões económicas quer por restrições ambientais, obriga à existência de extensas redes de transporte o que provoca elevadas quedas de tensão [15].
- Má coordenação entre os sistemas de controlo e os sistemas de protecção.
- Influência das características das cargas face a variações de tensão.
- Em linhas de transmissão sobrecarregadas, pedidos adicionais de energia reactiva podem provocar o colapso de tensão.
- Saída de linhas de transmissão podem causar sobrecargas nas linhas adjacentes, o que provoca o aumento das perdas de energia reactiva nas linhas. Depois da saída de uma linha poderá haver uma redução considerável da tensão.
- Os dispositivos de controlo de tensão dos geradores (AVRs), tentam repor os níveis de tensão aumentando a excitação dos geradores. A energia reactiva fornecida pelo gerador pode aumentar de tal forma que os seus limites sejam atingidos, provocando uma diminuição da tensão aos seus terminais.
- Os transformadores com regulação em carga, que ligam a rede de alta tensão à rede de distribuição, tentam repor os níveis de tensão na distribuição, porém a cada mudança nas tomadas dos transformadores com regulação em carga, a

potência fornecida pelos geradores aumenta, o que faz com que cresçam as perdas nas linhas o que, conseqüentemente, provoca uma diminuição da tensão na linha.

- Compensação de energia reactiva insuficiente: o recurso excessivo a baterias de condensadores, que têm como finalidade injectar potência reactiva, torna o sistema propenso a sofrer de problemas de instabilidade. A compensação de energia reactiva pode ser mais eficiente se for realizada utilizando, simultaneamente, condensadores síncronos, bateria de condensadores e sistemas estáticos de compensação.

O colapso de tensão é um fenómeno dinâmico que pode ser originado por contingências severas da rede ou em períodos de ponta de consumo de energia, pois o aumento contínuo da carga durante o dia, pode levar a um rápido decréscimo dos níveis de tensões nos barramentos. O aumento da carga origina um aumento de corrente nas linhas de transmissão o que provoca perdas elevadas.

Após a ocorrência do colapso de tensão, o sistema demora bastante tempo até voltar a uma situação de funcionamento normal e dentro dos parâmetros desejados, pois grande parte do sistema sai fora de serviço. Isso provoca a interrupção no fornecimento de energia eléctrica o que origina elevadas perdas económicas e de imagem para a empresa distribuidora de energia e para os seus consumidores [4, 3].

Os graves incidentes verificados nos Sistemas Eléctricos de Energia de vários países ocorridos nas últimas décadas, têm levado a um estudo cada vez mais pormenorizado do fenómeno do colapso de tensão, de forma a proceder à identificação das causas e das possíveis medidas de reforço para a prevenção ou minimização dos efeitos de um colapso de tensão [20, 21, 7].

Como exemplo de incidentes com ocorrência de colapso de tensão citam-se [1, 2, 17, 18]:

- França em 1978 (26 min) e em 1987 (6-7 min)
- Bélgica em 1982 (4-5 min)
- Suécia em 1983 (55 s)
- Japão em 1970 (30 min) e em 1987 (20 min)
- USA em 1994, 1996 e em 2003

De forma a manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis, em todos os barramentos do Sistema Eléctrico de Energia, é importante estudar os métodos de análise de estabilidade de tensão pois estes indicam qual a distância de um determinado ponto de equilíbrio ao limite de estabilidade, além das possíveis medidas correctivas capazes de garantir um determinado nível de segurança [24].

A análise estática anula as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo, em cada instante de funcionamento do sistema. Portanto, as equações que definem o sistema ficam reduzidas a equações algébricas, o que requer muito menos tempo computacional, viabilizando a sua aplicação on-line e permitindo o uso de técnicas de análise estática [1].

No passado, a indústria de energia eléctrica dependeu largamente de programas convencionais para o cálculo dos trânsitos de potências para proceder à análise estática da estabilidade de tensão. As curvas P-V e Q-V têm sido frequentemente usadas em Sistemas Eléctricos de Energia para analisar a estabilidade traçando as curvas nos barramentos pretendidos, variando-se as condições de carga. Estes métodos de análise estática de estabilidade de tensão permitem o cálculo de índices de estabilidade e a determinação da margem de estabilidade de tensão do sistema.

2.2 Curvas P-V e Curvas Q-V

Os métodos estáticos baseados no cálculo de curvas P-V e Q-V são métodos práticos para a análise da estabilidade de tensão em Sistemas Eléctricos de Energia. Estas curvas têm sido largamente usadas nos estudos de operação e planeamento de sistemas eléctricos pois ajudam a compreender e explicar o fenómeno de instabilidade de tensão.

Estas curvas possibilitam a compreensão das diferentes condições de operação do sistema, para sucessivos aumentos de carga, pois são obtidas a partir do perfil da tensão em função do nível de carga. Podem-se realizar incrementos de carga para apenas algumas áreas seleccionadas ou para todo o sistema [6].

As curvas P-V mostram a variação da tensão, num dado barramento do sistema, à medida que a potência da carga aumenta e, para sistemas multi-nodais, são obtidas realizando sucessivos estudos de cálculo de trânsito de potências. Assim, o incremento da carga é normalmente realizado executando sucessivos fluxos de carga convencionais,

utilizando um simulador de trânsito de potências até que o ponto P_c correspondente a uma carga, P_{cr} , seja alcançado.

Na figura 2.1 é visualizada a forma padrão de uma curva P-V onde são mostradas as grandezas básicas.

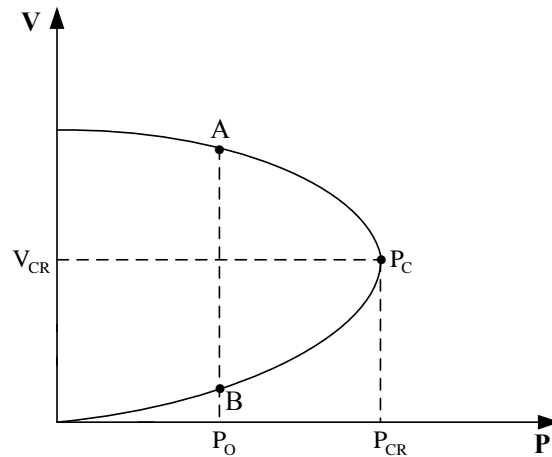


Figura 2.1: Curva P-V.

O ponto P_c é a carga máxima que os sistemas de produção e transmissão conseguem atingir, ou seja, é o limite máximo de transferência de potência. A tensão correspondente à potência máxima transmissível denomina-se por tensão crítica.

Como podemos observar, para potências transmitidas menores que P_{cr} existem sempre dois valores de tensão. Para tensões menores, é necessário ter uma intensidade de corrente grande para se conseguir produzir uma certa potência [29]. Assim, a intersecção da curva P-V com a característica da carga P_O resulta em dois pontos de operação, A e B. O ponto A corresponde às condições normais de funcionamento. O ponto B, de tensão mais baixa e corrente mais elevada, corresponde à parte inferior da curva.

A curva P-V caracteriza-se por possuir pontos de funcionamento estáveis na parte superior e instáveis na parte inferior da curva. Portanto, o ponto A é um ponto de funcionamento estável enquanto o ponto B é um ponto de funcionamento instável.

Se a potência for gradualmente aumentada, haverá um ponto, P_{cr} , em que somente um valor de tensão será capaz de satisfazer a equação da curva. Atingido este ponto que corresponde à potência máxima transmissível, o sistema é incapaz de fornecer potência activa adicional. Se a carga aumentar além deste ponto, o sistema sofre um colapso de tensão.

Em sistemas multi-nodais, cada ponto da curva P-V é obtido a partir da solução de um problema de trânsito de potências baseado no método de Newton-Raphson. Após cada incremento de carga, o estado de operação do sistema é actualizado através da resolução de um novo problema de fluxo de cargas. O processo é interrompido quando o algoritmo de cálculo do trânsito de potências pelo método de Newton deixa de convergir. Nas curvas P-V, traçadas com soluções do problema de fluxo de cargas obtidas através do método de Newton-Raphson, o ponto em que o algoritmo diverge é o ponto P_c .

O colapso de tensão desenvolve-se em avalanche, lentamente no início e rapidamente na parte final, normalmente quando o ponto de funcionamento do sistema se situa na vizinhança da potência máxima transmissível [1, 25]. De tal forma que o ponto P_c é muitas vezes designado por ponto de colapso de tensão.

No ponto P_c , a matriz Jacobiana do fluxo de carga é singular quando a carga é modelada como potência constante [1, 2, 22]. A singularidade da matriz Jacobiana associada ao modelo de fluxo de cargas significa que a matriz Jacobiana não é invertível visto que o determinante da matriz é nulo. O método de Newton-Raphson possui problemas de convergência à medida que se aproxima do ponto de colapso de tensão devido à singularidade do Jacobiano nesse ponto. Em [28] é demonstrado que o ponto P_c da curva P-V ainda pode ser considerado coincidente com a não convergência do fluxo de carga obtido através do método de Newton-Raphson.

Para se construir a curva P-V é possível incrementar apenas a potência activa, a potência reactiva ou ambas, para apenas algumas áreas seleccionadas ou para todo o sistema. No entanto, estudos anteriores mostram que é mais conveniente realizar os incrementos de carga em todos os barramentos da rede, mantendo o factor de potência constante e repartindo os aumentos por todos os geradores. Este julga-se ser o pior cenário.

Para estes conceitos se tornarem mais claros, iremos exemplificar como construir uma curva P-V para um sistema simples, constituído apenas por dois barramentos, no qual um gerador ligado ao barramento 1 alimenta uma carga ligada ao barramento 2.

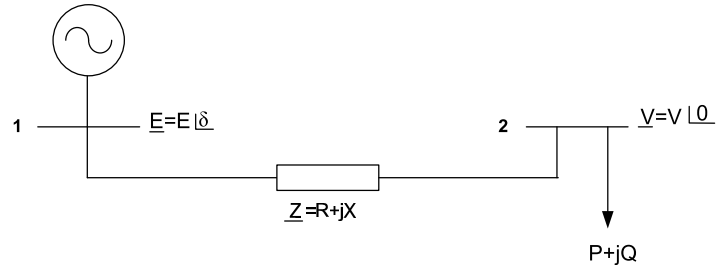


Figura 2.2: Rede com 2 barramentos e um gerador.

A equação da corrente que passa na linha entre os dois barramentos da rede representada na figura 2.2 é dada por:

$$\underline{I} = \frac{Ee^{j\delta} - Ve^{j0}}{R + jX} \quad (2.1)$$

onde R é a resistência da linha e X a reactância da linha.

Sabendo que

$$\underline{S} = P + jQ = \underline{V} \underline{I}^* \quad (2.2)$$

Substituindo a equação (2.1) na equação (2.2), obtém-se

$$\begin{aligned} \underline{S} &= V \left(\frac{Ee^{j\delta} - V}{R + jX} \right)^* \\ &= V \left(\frac{E(\cos\delta + j\sin\delta) - V}{R + jX} \right)^* \\ &= \frac{EV(\cos\delta - j\sin\delta) - V^2}{R - jX} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Separando as partes real e imaginária da equação (2.3), obtém-se os seguintes valores para a potência activa e reactiva consumida pela carga

$$P = \frac{-RV^2 + VE(R\cos\delta + X\sin\delta)}{R^2 + X^2} \quad (2.4)$$

$$Q = \frac{-XV^2 + VE(X\cos\delta - R\sin\delta)}{R^2 + X^2} \quad (2.5)$$

Elevando ao quadrado as equações (2.4) e (2.5) obtém-se:

$$[P(R^2 + X^2) + RV^2]^2 = [VER\cos\delta + VEX\sin\delta]^2 \quad (2.6)$$

$$[Q(R^2 + X^2) + XV^2]^2 = [VEX\cos\delta - VER\sin\delta]^2 \quad (2.7)$$

Somando as equações (2.6) e (2.7) obtém-se:

$$(P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) + V^4 - (VE)^2 + 2PRV^2 + 2QXV^2 = 0 \quad (2.8)$$

Rearranjando a equação (2.8) obtém-se a seguinte expressão:

$$V^4 + [2(RP + XQ) - E^2]V^2 + (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) = 0 \quad (2.9)$$

A equação (2.9) pode ser transformada na expressão simplificada (2.10)

$$V^4 + bV^2 + c = 0 \quad (2.10)$$

em que o discriminante é dado pela expressão

$$\Delta = b^2 - 4c \quad (2.11)$$

E

$$X_A = \frac{-b + \sqrt{\Delta}}{2} \quad (2.12)$$

$$X_B = \frac{-b - \sqrt{\Delta}}{2} \quad (2.13)$$

Portanto,

$$V = \left\{ \pm\sqrt{X_A}, \pm\sqrt{X_B} \right\} \quad (2.14)$$

Resolvendo a equação (2.9) em ordem ao módulo da tensão no barramento 2, V , obtém-se 4 soluções possíveis, porém as soluções de interesse são apenas as soluções positivas ($+\sqrt{X_A}, +\sqrt{X_B}$).

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP - XQ \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP + XQ) - (XP - RQ)^2}} \quad (2.15)$$

Da equação (2.15) tiram-se as seguintes equações:

$$V_A = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP - XQ + \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP + XQ) - (XP - RQ)^2}} \quad (2.16)$$

$$V_B = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP - XQ - \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP + XQ) - (XP - RQ)^2}} \quad (2.17)$$

em que V_A corresponde às condições normais de funcionamento e o ponto de funcionamento encontra-se na parte superior da curva P-V, enquanto V_B de tensão mais baixa

e corrente mais elevada, corresponde à parte inferior da curva. Assim, para sucessivos aumentos de carga, são obtidos 2 valores para a amplitude da tensão. Desta forma, num sistema simples como o representado na figura 2.2, cada ponto da curva P-V é encontrado a partir das sucessivas soluções de V_A e V_B [10].

De seguida, determina-se a expressão do ângulo da tensão.

$$\underline{E} = \underline{V} + \underline{Z}I \quad (2.18)$$

em que

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \left(\frac{\underline{S}}{\underline{V}} \right)^* \\ &= \frac{P - jQ}{V} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Substituindo na equação (2.18) obtém-se:

$$\underline{E} = V + (R + jX) \left(\frac{P - jQ}{V} \right) \quad (2.20)$$

ou ainda:

$$Ee^{j\delta} = V + (R + jX) \left(\frac{P - jQ}{V} \right) \quad (2.21)$$

Separando a parte real da equação (2.21) da parte imaginária

$$VE\cos\delta = V^2 + RP + XQ \quad (2.22)$$

$$VE\sin\delta = -RQ + XP \quad (2.23)$$

Portanto, o ângulo da tensão, δ , pode obter-se da equação (2.23):

$$\delta = \arcsen\left(\frac{XP - RQ}{VE}\right) \quad (2.24)$$

Por simplicidade, considere-se agora a linha de transmissão da figura 2.2 puramente reactiva portanto a rede não tem perdas activas ($R=0$). Neste caso, o módulo da tensão é dado pela seguinte expressão:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - XQ \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2XQ - (XP)^2}} \quad (2.25)$$

A curva P-V, representada na figura 2.4, foi traçada, em primeiro lugar, com factor de potência unitário, isto é, $Q=0$. Assim, face a esta simplificação, tiraram-se as seguintes equações:

$$V_A = \sqrt{\frac{E^2}{2} + \sqrt{\frac{E^4}{4} - (XP)^2}} \quad (2.26)$$

$$V_B = \sqrt{\frac{E^2}{2} - \sqrt{\frac{E^4}{4} - (XP)^2}} \quad (2.27)$$

Os pontos da curva P-V mostrados na figura 2.4 foram determinados resolvendo as equações (2.26) e (2.27), para sucessivos aumentos da potência da carga.

Para $P=0$, obtiveram-se os seguintes valores: $V_A = E$ e $V_B = 0$.

Na figura 2.3 está representado o diagrama de fasores da corrente na linha de transmissão e das tensões na emissão e recepção e retira-se que:

$$V = E \cos \delta \quad (2.28)$$

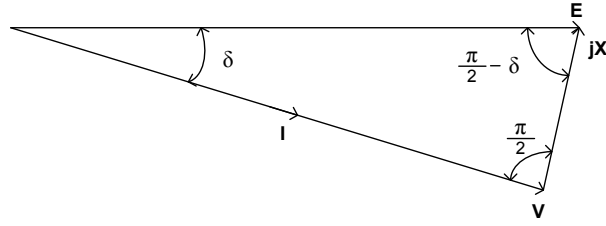


Figura 2.3: Diagrama de fasores da corrente na linha e das tensões na emissão e recepção.

Substituindo a equação (2.28) na equação (2.4), desprezando a resistência, obtém-se

$$\begin{aligned} P &= \frac{E^2 \cos \delta \sin \delta}{X} \\ &= \frac{E^2}{2X} \sin 2\delta \end{aligned} \quad (2.29)$$

Verifica-se que o valor da potência activa máxima que a linha consegue transportar, P_{CR} , ocorre para $\delta = \frac{\pi}{4}$ e é dada pela seguinte expressão [2]:

$$P_{CR} = \frac{E^2}{2X} \quad (2.30)$$

Desta forma, substituindo $P = P_{CR}$ nas equações (2.26) e (2.27) obtiveram-se, respectivamente, os seguintes valores: $V_A = V_B = \sqrt{\frac{E^2}{2}} = \frac{E}{\sqrt{2}}$. Portanto, $V_{CR} = \frac{E}{\sqrt{2}}$.

A curva P-V, para o caso de uma linha de transmissão puramente reactiva, com factor de potência unitário, é apresentada na figura 2.4.

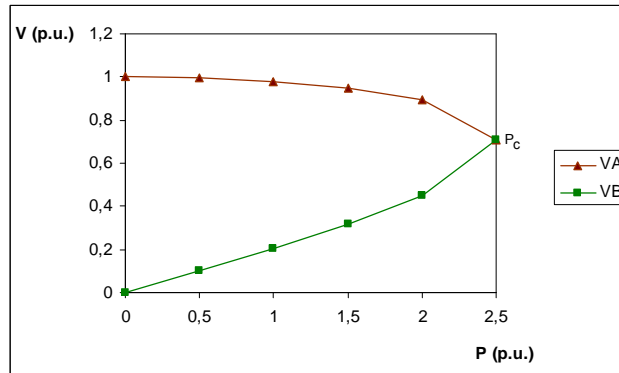


Figura 2.4: Curva P-V, para sistema simples sem perdas e factor de potência unitário, com $E=1$ p.u. e $X=0,2$ p.u.

Analisando a figura 2.4, verifica-se que variando a potência da carga entre zero e P_{CR} , são obtidos dois valores para o módulo da tensão no barramento da carga. Isto é, verifica-se que para cargas com potências menores que P_{CR} existem sempre 2 valores de tensão. Assim, para $E=1$ p.u. e reactância de linha $X=0,2$ p.u., a capacidade máxima de transferência de potência P_{CR} é igual a $2,5$ p.u., o que corresponde a uma tensão crítica igual a $0,707$ p.u. Portanto, o ponto de colapso de tensão é atingido para a potência máxima transmissível $P_{CR} = 2,5$ p.u. Em suma, para um carregamento maior do que P_{CR} , o sistema é incapaz de fornecer potência activa adicional e torna-se instável, pois deixará de haver um ponto de equilíbrio.

De seguida, analisou-se o impacto da reactância da linha de transmissão no problema da estabilidade de tensão. Por simplicidade, considerou-se na mesma que a linha de transmissão da figura 2.2 é puramente reactiva e o factor de potência é unitário. Assim, traçaram-se curvas P-V para diferentes valores da reactância de linha $X=0,1$ p.u., $X=0,2$ p.u., $X=0,3$ p.u., $X=0,4$ p.u., $X=0,5$ p.u., $X=0,7$ p.u., conforme mostra a figura 2.5.

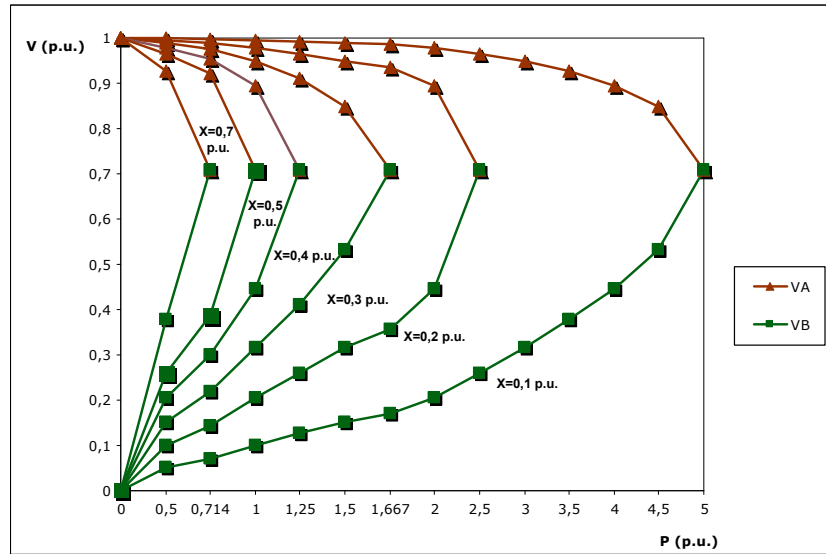


Figura 2.5: Curvas P-V para diferentes valores da reactância de linha, com $E=1$ p.u.

Do estudo da figura 2.5, observa-se que variando a reactância da linha, obtiveram-se diferentes valores de P_{CR} . Verifica-se que à medida que se aumenta o valor da reactância da linha, menor é a capacidade de transferência, P_{CR} , da rede. Portanto, o aumento da reactância da linha diminui a margem de estabilidade de tensão. A distância do ponto de operação do sistema ao ponto de colapso de tensão, P_C , define a margem de

estabilidade de tensão. Para $E=1\text{p.u.}$, qualquer que seja o valor da reactância de linha, a tensão crítica, onde V_A e V_B são coincidentes, é sempre igual a $V_{CR}=0,707\text{p.u.}$

Por último, analisou-se o impacto do factor de potência da carga na estabilidade de tensão, tanto para factores de potência de carga capacitivos como indutivos. Então, para uma rede eléctrica sem perdas, alimentando uma carga de impedância constante obtém-se a família de curvas P-V mostrada na figura 2.6, para diferentes valores do factor de potência [2].

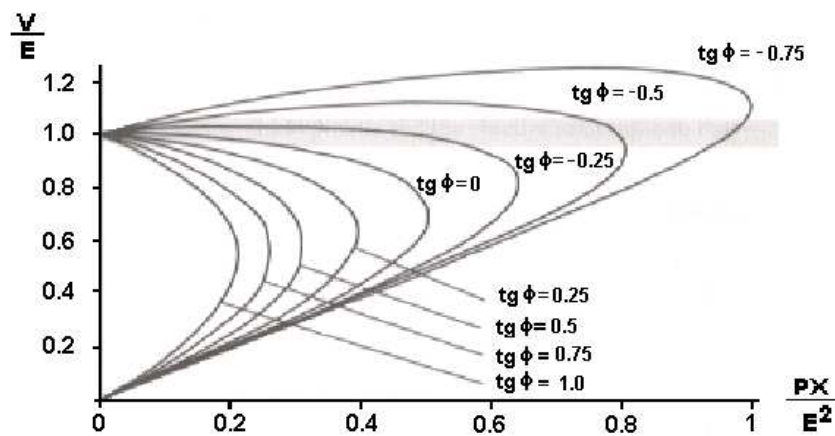


Figura 2.6: Família de curvas P-V, para diferentes factores de potência da carga.

- A figura 2.6 mostra que quanto menores forem os valores de $\text{tg}\phi$, maiores são os valores da potência máxima. Contudo, a tensão que corresponde a essa potência máxima também aumenta, o que pode ser problemático visto que a capacidade máxima de transferência poderá ser atingida para tensões próximas dos valores de operação normal.
- Os valores de $\text{tg}\phi$ menores que zero correspondem a cargas sobrecompensadas. Para valores de $\text{tg}\phi < 0$, há uma parte do ramo superior da curva P-V em que a tensão aumenta com a potência da carga. Para cargas com factor de potência negativo, quanto mais potência activa for consumida mais energia reactiva é produzida pela carga. Verifica-se que quanto mais negativa for $\text{tg}\phi$, maior é a curva P-V.

Em sistemas multi-nodais, cada ponto da curva P-V é obtido realizando sucessivos estudos de cálculo de trânsito de potências, conforme se vai aumentando a potência da

carga. A solução sucessiva de fluxos de cargas é executada até que o ponto de colapso de tensão, P_c , correspondente à potência activa máxima transmissível, P_{cr} , seja alcançado. O cálculo de fluxo de cargas é realizado utilizando programas computacionais de trânsito de potências e, normalmente, os programas de fluxo de cargas convencionais são baseados no Método de Newton-Raphson, formulado para coordenadas polares. No entanto, no limite de estabilidade de tensão, a matriz Jacobiana torna-se singular. Consequentemente, os algoritmos de fluxo de cargas convencionais são susceptíveis de terem problemas de convergência perto do limite de estabilidade. Mesmo recorrendo ao cálculo com dupla precisão ou a algoritmos anti-divergentes existem problemas de instabilidade numérica. O método de continuação resolve este problema, reformulando ligeiramente as equações de fluxo de cargas de forma a evitar a singularidade do Jacobiano. Deste modo, é possível obter a solução do problema de fluxo de cargas tanto para pontos de equilíbrio estáveis como instáveis. Portanto, utilizando o método da continuação, é possível determinar qualquer ponto da curva P-V contrariamente ao que acontecia nos fluxos de carga convencionais que apenas permitem obter a parte superior da curva P-V.

O método da continuação que será descrito é baseado na abordagem proposta em [19]. O método de continuação utiliza um processo iterativo que envolve passos de previsão e correcção de forma a encontrar a solução de um conjunto de equações de fluxo de cargas que foram reformuladas com a inclusão do factor de carregamento do sistema como uma nova variável.

O conjunto das equações do fluxo de cargas, com a introdução do factor de carregamento λ , pode ser expresso como:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (2.31)$$

onde

V representa o vector dos módulos das tensões nodais.

θ representa o vector dos ângulos das tensões nodais.

λ é o factor de carregamento.

Em geral, a dimensão do conjunto de equações não-lineares (2.31) é $2n_1 + n_2$, em

que n_1 e n_2 corresponde ao número de barramentos PQ e PV, respectivamente.

O objectivo do método de continuação é traçar os perfis de tensão a partir do caso base utilizando passos de previsão e correcção. O caso base é encontrado pelo método convencional de fluxo de cargas.

Existem diversas técnicas para se determinar o passo previsão, mas as mais usadas são as dos métodos secante e tangente. No método do vector tangente, a estimativa da próxima solução pode ser encontrada dando um passo na direcção do vector tangente à curva P-V. A técnica de previsão pela secante é feita através das soluções anterior e actual para estimar a solução seguinte. Apesar do método da secante também poder ser usado para fazer a previsão do estado seguinte, a técnica de previsão que foi utilizada foi a do vector tangente, pois este é, normalmente, mais preciso do que a técnica de previsão pela secante. Então, o primeiro ponto no passo de previsão é o cálculo do vector tangente. Esse cálculo é realizado derivando ambos os membros do conjunto de equações de fluxos de cargas (2.31), e obtém-se a seguinte expressão:

$$d[F(\theta, V, \lambda)] = F_\theta d\theta + F_V dV + F_\lambda d\lambda = 0 \quad (2.32)$$

Matricialmente

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (2.33)$$

em que a matriz da esquerda é composta pelo Jacobiano do fluxo de cargas convencional e por uma coluna F_λ , correspondente à nova variável λ ; o vector da direita corresponde ao vector tangente.

A introdução do factor de carregamento λ no conjunto das equações de fluxo de cargas faz com que o número de incógnitas se torne maior que o número de equações, pelo que o sistema passa a ser indeterminado. Para solucionar este problema, é necessário mais uma equação. Isto é resolvido se um dos componentes do vector tangente tiver o valor igual a +1 ou -1. Este componente é denominado de parâmetro de continuação.

Então, o sistema 2.33 passa a ser

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ e_K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_\theta \\ d_V \\ d_\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Em outras palavras, se o vector t designar o vector tangente obtém-se:

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ e_K \end{bmatrix} [t] = J't = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

onde e_K é um vector linha com todos os elementos nulos excepto o k -ésimo elemento (correspondente ao parâmetro de continuação) que será igual a um.

Se a escolha do índice K for correcta, o vector tangente terá uma norma não nula e a matriz Jacobiana aumentada (J') não será singular no ponto de colapso de tensão, P_C . O valor de um dos componentes do vector tangente será igual a $+1$ ou -1 , dependendo de como a K -ésima variável estiver a variar. Terá valor positivo ($+1$) se estiver a aumentar de valor e valor negativo (-1) se estiver a diminuir.

Depois de se encontrar o vector tangente através da resolução da equação matricial (2.35), a previsão para a solução seguinte é obtida resolvendo o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} \theta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d_\theta \\ d_V \\ d_\lambda \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

em que o símbolo $*$ representa a solução prevista e σ é um valor escalar que define o tamanho do passo da previsão. O tamanho do passo deve ser escolhido de forma a que a solução prevista esteja dentro do raio de convergência do passo corrector.

Depois do passo previsão estar concluído, é necessário corrigir a solução que foi estimada antes de se aumentar a potência de carga. O passo correcção utiliza técnicas de parametrização por forma a eliminar a singularidade da matriz Jacobiano no ponto de colapso de tensão, P_C . Uma das técnicas de parametrização que pode ser usada é a parametrização local que consiste em resolver o conjunto de equações $F(\theta, V, \lambda) = 0$, acrescida por uma equação. Esta equação adicional especifica o valor da variável de estado escolhida como parâmetro de continuação. Assim, na parametrização local, cada

uma das variáveis de estado, nomeadamente os ângulos e amplitude das tensões nos barramentos, podem ser escolhidas como parâmetros de continuação. Então, o novo conjunto de equações é dado por:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ x_K - \eta \end{bmatrix} = 0 \quad (2.37)$$

Na equação matricial 2.37, x_K corresponde à variável de estado seleccionada como o parâmetro de continuação e η é o valor estimado de x_K , isto é, η é o valor previsto para o k -ésimo de x_K . Este conjunto de equações pode ser resolvido pelo método de Newton, ligeiramente modificado. A introdução da equação adicional, $x_K - \eta$, faz com que a matriz Jacobiano não seja singular no ponto de colapso de tensão, P_c . O método de continuação pode ser utilizado mesmo depois do ponto de colapso de tensão ter sido encontrado, podendo dessa forma obter-se as soluções correspondentes à parte inferior da curva P-V. A componente do vector tangente associada ao factor de carregamento λ (isto é, $d\lambda$) é positiva para a parte superior da curva P-V, é zero no ponto de colapso de tensão e negativa abaixo deste ponto crítico. Então, pode-se, a partir do sinal de $d\lambda$, verificar se o ponto de colapso de tensão, P_c , foi ou não alcançado [1].

A selecção do parâmetro de continuação adequado é muito importante no processo de correcção da solução prevista. Essa selecção é feita verificando qual a variável de estado que apresenta o maior valor do componente do vector tangente. Assim, um bom método é escolher para parâmetro de continuação a variável de estado que tem a maior taxa de variação próxima a uma solução dada. Por exemplo, o factor de carregamento, λ , como parâmetro de continuação é provavelmente a melhor escolha quando partindo do caso base, especialmente se o caso inicial é caracterizado por um carregamento normal ou leve. Nesta situação, as variáveis de estado θ e V mantêm-se aproximadamente constantes. Porém, o uso do factor de carregamento como parâmetro de continuação na região do ponto crítico, P_c , é desaconselhável visto que varia pouco comparativamente com as variáveis de estado θ e V . Devido a este motivo, o parâmetro de continuação deve ser recalculado a cada passo do processo. Portanto, uma vez a escolha do parâmetro de continuação ter sido feita para o primeiro passo, os seguintes serão determinados a partir da equação:

$$x_K : |t_K| = \max \{|t_1|, |t_2|, \dots, |t_m|\} \quad (2.38)$$

em que t é o vector tangente de dimensão $m = 2n_1 + n_2 + 1$ e K corresponde ao maior componente do vector tangente.

Observando a figura 2.7, é possível compreender melhor como o método de continuação é aplicado de forma a traçar-se a curva P-V.

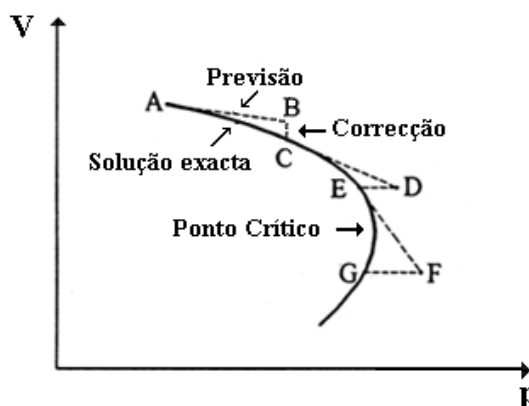


Figura 2.7: Método de continuação usando os passos de previsão e correcção.

Portanto, a partir de uma solução inicial conhecida **A** obtida pelo fluxo de cargas convencional, utiliza-se a técnica de previsão pelo vector tangente para estimar a solução **B**. Seguidamente, o passo corrector determina a solução exacta **C**, utilizando um método de fluxo de cargas convencional, ligeiramente modificado, escolhendo como parâmetro de continuação o factor de carregamento λ . Se a nova potência estimada **D** for maior que a potência máxima na solução exacta, o factor de carregamento λ como parâmetro de continuação faria com que o método divergisse. Assim, é necessário corrigir a solução que foi estimada **D** escolhendo para isso o módulo da tensão como parâmetro de continuação. Isso faz com que se encontre a solução exacta **E**. Pode-se concluir então, que se o parâmetro de continuação for o factor de carregamento λ , a correcção será uma linha vertical no plano V-P (segmento BC). Por outro lado, se o módulo da tensão for escolhido como parâmetro de continuação, a correcção será uma linha horizontal no plano V-P (segmento DE)[1].

O fluxograma 2.8 resume o processo do método de continuação de forma a encontrar o ponto de colapso de tensão do sistema.

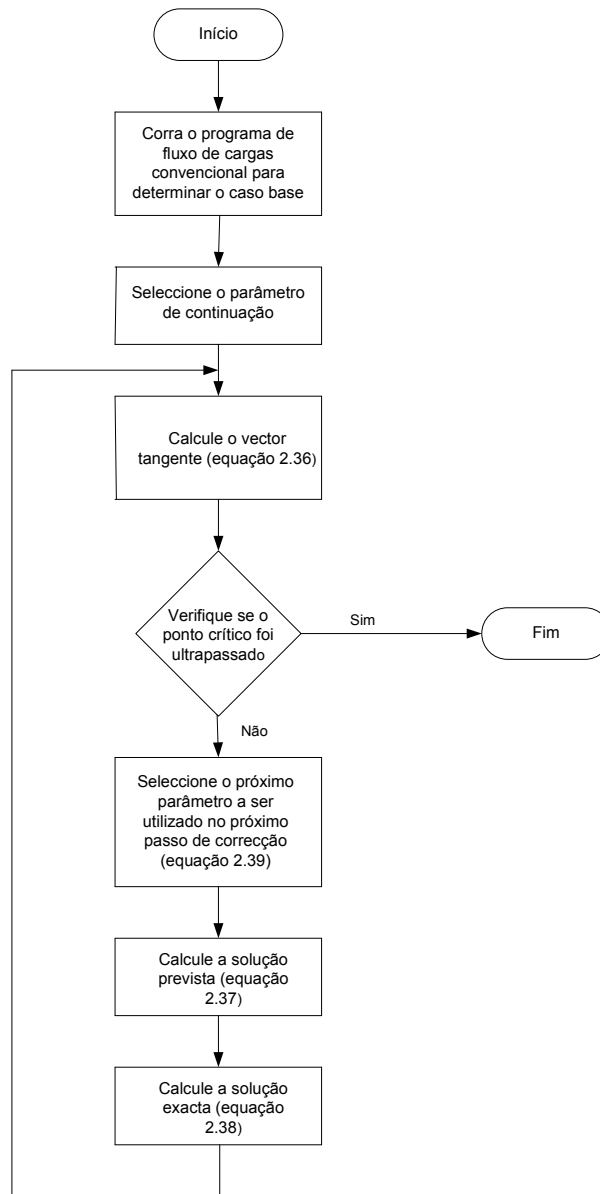


Figura 2.8: Método de continuação

O método de continuação pode ser utilizado depois do ponto de colapso de tensão ter sido encontrado, sendo possível obterem-se as soluções correspondentes à parte inferior da curva P-V. Assim, o método de continuação consegue obter soluções tanto para a parte superior da curva P-V como para a inferior. Apesar de, normalmente, no passo corrector se utilizar o fluxo de cargas baseado no método de Newton ligeiramente modificado, é possível utilizar outros métodos como, por exemplo, o método rápido baseado no princípio do desacoplamento.

O método de continuação é robusto, flexível e muito útil para a resolução de cálculo de trânsito de potências com dificuldades de convergência. No entanto, o método de continuação exige tempos computacionais consideráveis quando comparado com outros métodos. Assim, é recomendável utilizar o fluxo de cargas convencional por forma a obterem-se os pontos da curva P-V correspondentes ao caso base e até próximos do ponto de colapso de tensão. Se for pretendido o cálculo do ponto de colapso de uma forma mais exacta e a obtenção da parte inferior da curva P-V, torna-se então necessário utilizar o método de continuação [1]. Tal como os métodos convencionais de fluxo de cargas, o método de continuação não só determina o ponto de colapso de tensão, mas também indica as margens de estabilidade de tensão.

Examinando a capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão para atender à procura de carga, consegue-se determinar a proximidade do Sistema Eléctrico de Energia à instabilidade de tensão. Assim, para um dado ponto de funcionamento, a quantidade adicional de carga, com uma forma específica de crescimento que causa o colapso de tensão, designa-se por margem de carga. A margem de carga é o índice mais básico e o mais utilizado por forma a determinar a proximidade do sistema ao colapso de tensão. Se a potência da carga do sistema for escolhida para ser um parâmetro variável, então é possível traçar a curva P-V. Nesse caso, a distância de um dado ponto de operação até ao ponto P_c indica a margem de estabilidade de tensão do sistema [2, 11]. Quanto menor for a distância do ponto de operação ao ponto P_c , maior é a possibilidade do sistema apresentar problemas se for submetido a um distúrbio. Quanto mais próximo o ponto de operação estiver de P_c mais se nota o decréscimo das tensões em função de pequenas variações de carga. Normalmente assume-se que a carga apresenta factor de potência constante e, nesse caso, a variação da carga pode ser medida apenas como uma variação da potência activa.

A margem de carga como índice de colapso de tensão tem as seguintes vantagens [11]:

- É um índice reconhecido e bem aceite e de fácil compreensão.
- A margem de carga não é baseada em nenhum modelo particular para o sistema, apenas requer um modelo estático do sistema.
- A margem de carga é um índice preciso que leva em conta as não linearidades do sistema e limites, nomeadamente limites de produção de potência reactiva, atingidos com os acréscimos de carga.
- Depois da margem de carga ser calculada, é fácil e rápido determinar a sua sensibilidade em relação a qualquer parâmetro do sistema.
- A margem de carga tem em conta a forma como cresce a carga. Isto também pode ser visto como uma desvantagem.

A margem de carga requer o cálculo de vários pontos de funcionamento, logo tem maiores custos computacionais do que índices que apenas usam a informação disponível no ponto de funcionamento actual. Os custos computacionais são a pior desvantagem da margem de carga. A margem de carga também requer que se assuma uma dada direcção do aumento de carga, informação esta que nem sempre se encontra disponível correctamente. Assim, um valor elevado da margem de carga significa que o sistema possui uma capacidade de transmissão grande.

A margem de carga local [13] é um índice baseado na distância desde a carga inicial (P_{oi} , MW) até ao ponto de colapso de tensão (P_{CRi} , MW), quando a carga no nó i é aumentada com um factor de potência constante, ie,

$$P_{Lmgi} = \frac{P_{CRi} - P_{oi}}{P_{CRi}} \quad (2.39)$$

A margem de carga local P_{Lmgi} assume que as cargas nos outros nós permanecem constantes, quando a carga no nó i é aumentada com um factor de potência constante, o que é significativamente diferente da abordagem anterior para calcular a margem de carga. No entanto, a margem de carga local permite o cálculo da margem de estabilidade para cada ponto de carga. A margem de carga local P_{Lmgi} , que tem um valor entre 1 e 0, é baseado em quantidades físicas e é muito facilmente calculado pois é definido considerando apenas um determinado nó. Porém a margem de estabilidade deve ser avaliada para todo o Sistema Eléctrico de Energia. Assim, a margem de carga local deve ser calculada para todos o barramentos PQ do sistema.

Concluí-se que as curvas P-V revelam qual a margem de estabilidade de tensão, mas não indicam o tipo de medida preventiva que resultaria numa melhoria das margens do sistema.

Tal como nas curvas P-V, as curvas Q-V são obtidas realizando sucessivos estudos de cálculo de trânsito de potências. As curvas Q-V mostram a relação entre o valor da tensão num dado barramento e a potência reactiva injectada nesse barramento.

O ponto onde a derivada $\frac{dq}{dv}$ é nula é o ponto onde se encontra o limite de estabilidade de tensão. Os pontos de funcionamento representados no lado direito da curva Q-V, representada na figura 2.9, são pontos estáveis, enquanto os pontos representados no lado esquerdo representam situações de instabilidade de tensão. O valor mínimo de potência reactiva que é necessário para garantir que o sistema se mantenha estável é o ponto que corresponde à derivada nula da curva [1].

As curvas Q-V podem ser determinadas ligando um gerador fictício com potência activa zero e registando a produção de potência reactiva, tendo em conta a variação da tensão aos seus terminais. Este gerador é designado por compensador síncrono devido ao facto de não produzir potência activa [26]. As curvas Q-V podem ajudar a definir a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de operação ou para obter a tensão pretendida.

Na figura 2.9 é visualizada a curva Q-V típica, onde os valores de tensão (variável independente) são representados no eixo das abcissas e a potência reactiva injectada no eixo da coordenadas.

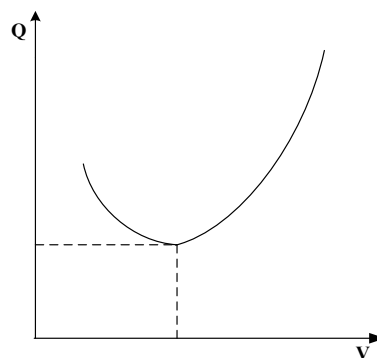


Figura 2.9: Curva Q-V.

Apesar de fornecerem informação muito importante, os métodos baseados nas curvas P-V e Q-V não identificam, facilmente, as áreas críticas de estabilidade de tensão, e como os pontos das curvas são obtidos através da realização de um grande número de trânsito de potências, consome-se muito tempo nesta análise [1, 2]. Várias técnicas especiais já foram propostas para o estudo da análise estática da estabilidade de tensão [1]. Alguns destes métodos são descritos em [17] porém, muitos deles ainda não encontraram grande aplicabilidade prática nos Sistemas Eléctricos de Energia

De seguida, serão abordados dois métodos que têm sido aplicados na análise estática de estabilidade de tensão de sistemas:

- Análise da sensibilidade V-Q
- Análise Modal

As principais vantagens destes métodos de análise estática de estabilidade de tensão em relação à análise das curvas P-V e Q-V, é que estes fornecem informação relacionada com a estabilidade de tensão tanto de uma perspectiva abrangente do sistema como conseguem identificar, claramente, as áreas problemáticas do sistema [1].

2.3 Análise da sensibilidade V-Q

Os métodos de análise de sensibilidade são baseados no aumento progressivo da potência da carga até que se atinja o ponto de colapso de tensão. Para a análise da sensibilidade V-Q, é necessário conhecer as características da rede para que se possa construir a matriz Jacobiana e a partir daí extrair as sensibilidades $\frac{dq}{dv}$. A estabilidade do sistema pode ser analisada através do sinal das sensibilidade V-Q (relação entre tensão e potência reactiva) em todos os barramentos do sistema [1].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

onde

ΔP : Representa os desvios de potência activa injectada para todos os barramentos do tipo PQ e PV da rede.

ΔQ : Representa os desvios de potência reactiva injectada para todos os barramentos do tipo PQ da rede.

$\Delta\theta$: Representa as correcções dos ângulos das tensões para todos os barramentos do tipo PQ e PV da rede.

ΔV : Representa as correcções dos módulos das tensões para todos os barramentos do tipo PQ da rede.

A identificação do ponto de colapso de tensão é feita analisando os elementos da matriz Jacobiana, pois estes fornecem a sensibilidade entre os fluxos de potência e as variações das tensões nos barramentos [1].

Se forem utilizados modelos convencionais no cálculo do trânsito de potências, para analisar a estabilidade de tensão, a matriz Jacobiana da equação matricial (2.40) é igual à calculada na formulação do método de Newton-Raphson. O Jacobiano descreve o sistema linear que melhor aproxima as equações diferenciais perto do ponto de equilíbrio [1].

Da equação matricial (2.40) obtém-se:

$$\Delta P = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V \quad (2.41)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\Delta\theta + J_{QV}\Delta V \quad (2.42)$$

Destas duas equações, obtém-se as variações dos módulos e argumentos das tensões em função das variações das potências activas e reactivas.

A estabilidade de tensão num Sistema Eléctrico de Energia é influenciada tanto pela potência activa como pela potência reactiva. Porém, para cada ponto de funcionamento, é possível analisar a estabilidade de tensão considerando-se apenas a relação entre a potência reactiva e a tensão, mantendo-se a potência activa constante. Esta consideração é análoga ao que se assume na análise da curva Q-V. Consequentemente, somente é avaliado o efeito das variações de potência reactiva na estabilidade de tensão atendendo que as variações no valor das amplitudes das tensões estão mais associadas a variações

de energia reactiva do que a variações de potência activa. Assim, estuda-se apenas o problema do ponto de vista da potência reactiva, o que minimiza o esforço computacional envolvido. Apesar das variações da potência activa não serem consideradas na formulação, os efeitos da variação na carga ou na capacidade de potência transmissível são levados em conta através do estudo da análise da sensibilidade V-Q, em diferentes condições de funcionamento [1, 24].

Assumindo que em cada ponto de funcionamento as variações da potência activa são desprezáveis ($\Delta P = 0$), a equação (2.41) vem:

$$J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V = 0 \Leftrightarrow \Delta\theta = -J_{P\theta}^{-1}J_{PV}\Delta V \quad (2.43)$$

Substituindo a equação (2.43) na equação (2.42) obtém-se:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= J_{Q\theta}(-J_{P\theta}^{-1}J_{PV})\Delta V + J_{QV}\Delta V \\ &= (J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV})\Delta V \end{aligned} \quad (2.44)$$

Portanto,

$$\Delta Q = J_{RQV}\Delta V \Leftrightarrow \quad (2.45)$$

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1}\Delta Q \quad (2.46)$$

em que J_{RQV} é a matriz reactiva reduzida do Jacobiano do sistema e é dada por:

$$J_{RQV} = \left[J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV} \right] \quad (2.47)$$

O elemento i^{th} da diagonal da matriz Jacobiana reactiva reduzida J_{RQV} é a sensibilidade V-Q no barramento i . A matriz J_{RQV} não preserva a esparsidade característica das matrizes envolvidas na resolução das equações de regime permanente do fluxo de carga. A inversa da matriz Jacobiana completa pode ser expressa em função das ma-

trizes Jacobianas reduzidas como é mostrado na equação matricial (2.48):

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{RP\theta}^{-1} & -J_{RP\theta}^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \\ -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} & J_{RQV}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

em que $J_{RP\theta}$ é a matriz activa reduzida do Jacobiano do sistema e é dada por:

$$J_{RP\theta} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Como se pode observar, a inversa da matriz completa do Jacobiano é, significativamente, influenciada pelas duas matrizes reduzidas do Jacobiano, J_{RQV} e $J_{RP\theta}$. Se a matriz Jacobiana reduzida reactiva ou activa for singular, a inversão da matriz completa do Jacobiano não é possível. No ponto máximo de carregamento, a matriz reactiva reduzida é singular. A matriz Jacobiana activa reduzida, $J_{RP\theta}$, fornece informação modal adicional comparativamente a J_{RQV} , visto que contempla tanto barramentos do tipo PV como PQ, enquanto J_{RQV} contém apenas informação para barramentos do tipo PQ. A matriz J_{RQV} mostra os problemas de estabilidade de tensão a partir de um ponto de vista de potência reactiva enquanto a matriz $J_{RP\theta}$ revela os locais da rede onde acções de controlo relacionadas com a potência activa, nomeadamente, corte de carga ou redespacho de produção, podem melhorar as margens de estabilidade de tensão.

A sensibilidade V-Q é calculada resolvendo a equação (2.45). A sensibilidade V-Q num barramento é o declive da curva Q-V num determinado ponto de funcionamento.

Uma sensibilidade V-Q positiva significa que a tensão aumenta quando houver um aumento de potência reactiva injectada num dado barramento. O sistema é estável se todas as sensibilidades V-Q do sistema forem positivas. Uma sensibilidade V-Q positiva indica uma situação estável e quanto menor for a sensibilidade, mais estável será o sistema. À medida que a estabilidade diminui, a sensibilidade aumenta, tornando-se infinita no limite de estabilidade de tensão onde a matriz J_{RQV} é singular [1, 24].

Por outro lado, uma sensibilidade negativa indica instabilidade de tensão. Um sistema é instável se, em pelo menos num barramento, o módulo da tensão diminui com o aumento da potência reactiva injectada nesse barramento. Portanto, existe instabilidade de tensão quando a sensibilidade V-Q for negativa em pelo menos um barramento. Aliás, uma sensibilidade negativa pequena representa uma situação muito instável [1].

Apesar de se poder analisar a estabilidade de tensão calculando as sensibilidades

V-Q, devido à natureza não linear da relação V-Q, as amplitudes das sensibilidades para diferentes condições do sistema não fornecem uma medida directa do grau de estabilidade de tensão. As sensibilidades V-Q revelam o efeito de todos os modos de variações tensão-potência reactiva mas não conseguem identificar modos individuais de colapso de tensão [1]. Assim, foi desenvolvida a análise modal Q-V de forma a ultrapassar os problemas que ocorrem na análise da sensibilidade V-Q.

2.4 Análise modal Q-V

A análise modal constitui uma das ferramentas mais adequadas para o estudo de estabilidade para pequenas perturbações. A técnica de análise modal estática Q-V proposta em [24] baseia-se na análise da matriz reactiva reduzida do Jacobiano, obtida a partir do modelo estático de um Sistema Eléctrico de Energia, linearizado em torno do ponto de operação.

As características da estabilidade de tensão de um sistema eléctrico podem ser identificadas através do cálculo do conjunto dos menores valores próprios e os respectivos vectores próprios da matriz reactiva reduzida do Jacobiano J_{RQV} [1, 24]. Cada valor e vector próprio define um modo do sistema.

Um modo é um comportamento transitório com uma única constante de tempo (modo monotonamente crescente ou decrescente) ou um único amortecimento e frequência (modos oscilatórios). Os sistemas lineares decompõem-se em modos e cada modo tem um valor próprio e vectores próprios esquerdo e direito associados a ele. O vector próprio esquerdo traduz a participação relativa de cada equação do modo e o vector próprio direito traduz a participação relativa das variáveis de estado no modo. A estabilidade de tensão de um sistema eléctrico é identificada através do cálculo do conjunto dos menores valores próprios e os respectivos vectores próprios da matriz reduzida do Jacobiano.

Sendo,

$$J_{RQV} = \zeta \Lambda \eta \quad (2.50)$$

onde

ζ : Representa o vector próprio direito de J_{RQV} .

Λ : Representa a matriz diagonal dos valores próprios de J_{RQV} .

η : Representa o vector próprio esquerdo de J_{RQV} .

Da equação (2.50) :

$$J_{RQV}^{-1} = \zeta \Lambda^{-1} \eta \quad (2.51)$$

Substituindo na equação (2.46) vem:

$$\Delta V = \zeta \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.52)$$

Ou

$$\Delta V = \sum_i \frac{\zeta_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.53)$$

onde ζ_i é a i^{th} coluna do vector próprio direito de J_{RQV} e η_i a i^{th} linha do vector próprio esquerdo de J_{RQV} .

Cada valor próprio λ_i e os correspondentes vectores próprios direito e esquerdo, ζ_i e η_i , respectivamente, definem o i -ésimo modo de estabilidade do sistema [24].

Como

$$\zeta^{-1} = \eta \quad (2.54)$$

Substituindo na equação (2.52) vem:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.55)$$

Reescrevendo a equação (2.55) obtém-se:

$$v = \Lambda^{-1}q \quad (2.56)$$

onde

$v = \eta\Delta V$: Representa o vector das variações modais da tensão.

$q = \eta\Delta Q$: Representa o vector das variações modais da potência reactiva.

A diferença entre as equações (2.46) e (2.56) é que Λ^{-1} é uma matriz diagonal, enquanto a matriz J_{RQV}^{-1} não é diagonal. A equação (2.56) representa equações de primeira ordem.

Matricialmente, a equação (2.56) vem:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_1 \\ q_2 \\ \vdots \\ q_n \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Desta forma, a i -ésima tensão modal relaciona-se com a correspondente injeção reactiva modal por:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i}q_i \quad (2.58)$$

A amplitude de cada variação modal da tensão é igual ao produto entre o inverso do valor próprio λ_i e a amplitude da variação modal da potência reactiva. Se o valor de λ_1 for próximo de zero, uma pequena variação da carga no barramento 1 provocará uma grande variação da tensão nesse barramento. No entanto, os outros barramentos não serão afectados. Desta forma, o colapso de tensão ocorrerá no barramento 1. Infelizmente, as matrizes Jacobianas dos Sistemas Eléctricos actuais não são matrizes diagonais. Porém, a matriz Jacobiano pode ser diagonalizada usando a análise modal [27].

- Se $\lambda_i > 0$, a i -ésima variação modal da tensão, v_i , e a i -ésima variação modal

da potência reactiva, q_i , ocorrem na mesma direcção, indicando que o sistema é estável.

- Se $\lambda_i < 0$, qualquer valor de q_i fará com que v_i seja negativo, o que implica instabilidade do sistema. Portanto, todos os valores próprios de J_{RQV} devem ser positivos para que as tensões modais e, conseqüentemente, o sistema seja estável. Assim, se $\lambda_i < 0$, as i^{th} variações modais da tensão e da potência reactiva têm direcções opostas, logo um aumento de potência reactiva injectada provoca um decréscimo nos níveis de tensão, o que revela que existe instabilidade de tensão no sistema [1, 24].
- Se $\lambda_i = 0$ a tensão modal i^{th} sofre um colapso de tensão porque qualquer alteração na potência reactiva modal provoca uma variação infinita na tensão modal. Isto é, se um valor próprio tender para zero, isso implica que pequenas variações na potência reactiva podem causar grandes variações na tensão modal.

A amplitude de λ_i determina o grau de estabilidade da tensão modal i^{th} . Quanto mais pequeno for λ_i positivo, mais perto a tensão modal i^{th} está de ser instável. Desta forma, os valores próprios podem medir a proximidade à instabilidade, porém os valores próprios não fornecem uma medida exacta devido à não linearidade do problema. Um sistema diz-se estável em termos de tensão se os valores próprios da matriz J_{RQV} são todos positivos. À medida que o sistema vai perdendo estabilidade de tensão devido, nomeadamente, a aumentos no consumo de energia reactiva, os valores próprios de J_{RQV} tornam-se mais pequenos, até que no ponto crítico da estabilidade de tensão do sistema pelo menos um dos valores próprios de J_{RQV} é nulo. É impraticável e desnecessário calcular todos os valores próprios de um sistema de vários barramentos. O número de valores próprios a serem calculados, por forma a garantir que o valor próprio crítico esteja incluído nesse número, é difícil de determinar. Na prática, raramente é necessário calcular mais que 5 a 10 menores valores próprios para identificar os modos críticos [1]. À medida que o sistema se aproxima do colapso de tensão, os valores próprios que inicialmente tinham uma componente real pequena podem não ser os valores próprios críticos. A proximidade de um valor próprio com o eixo imaginário não é suficiente para se determinar o modo crítico [27]. A informação obtida a partir do menor valor próprio nem sempre indica a estabilidade de tensão do sistema pois o menor modo analisado pode não representar o modo crítico [1, 24]. À medida que os pontos de operação se aproximam do ponto de singularidade, o modo crítico pode ser identificado medindo o deslocamento dos valores próprios que foram determinados. O modo crítico

corresponde ao que originar maior deslocamento porém, é possível que o modo crítico não esteja incluído nos valores próprios calculados.

Se a i -ésima tensão modal entrar em colapso, as demais tensões permanecem inalteráveis visto que não existe acoplamento entre elas. Portanto, o colapso das tensões do sistema é o colapso de uma tensão modal. Isto é, o sistema não suporta uma particular combinação das cargas reactivas [1, 27].

Os vectores próprios associados aos valores próprios críticos indicam quais as cargas responsáveis pelo colapso de tensão. Através da determinação dos vectores próprios direito e esquerdo da matriz reactiva reduzida do Jacobiano J_{RQV} , obtém-se os factores de participação dos barramentos do tipo PQ. Estes factores de participação dos barramentos revelam as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão devido a variações de potência reactiva [1]. Barramentos com elevado factor de participação são considerados barramentos críticos.

O factor de participação do barramento k no modo i é dado por:

$$P_{ki} = \zeta_{ki} \eta_{ki} \quad (2.59)$$

P_{ki} calcula a contribuição do valor próprio λ_i para a análise da sensibilidade V-Q no barramento k . P_{ki} é o produto entre os vectores próprios esquerdo e direito da matriz J_{RQV} . Quanto maior for o valor de P_{ki} , mais λ_i contribui na determinação da sensibilidade V-Q no barramento k

Para a identificação das áreas críticas é desnecessário o cálculo dos vectores próprios esquerdo e direito de J_{RQV} pois as diferenças pouco significativas entre eles não são muito importantes para a análise modal estática. Portanto, os factores de participação podem ser calculados utilizando apenas o vector próprio direito.

A análise modal ajuda a determinar a estabilidade do sistema e quanta carga extra ou capacidade de transmissão de potência é necessária. Quando o Sistema Eléctrico de Energia atinge o ponto crítico de estabilidade de tensão, a análise modal é útil pois ajuda a identificar as áreas críticas de estabilidade de tensão e os elementos que participam em cada modo [1]. Através da aplicação deste método, consegue-se identificar os melhores locais para se proceder à instalação de compensadores estáticos por forma a melhorar as margens de estabilidade do sistema.

A informação obtida através da análise modal embora valiosa não deve ser sobrestimada, pois subjacente encontra-se uma simplificação - a linearização do sistema - que, em alguns dos casos, pode não ser válida visto que os Sistemas Eléctricos de Energia são, por natureza, não lineares. Por não considerar o impacto das variações de potência activa, a análise modal Q-V pode não avaliar claramente o quão estável o sistema é, pois na região do ponto de singularidade do Jacobiano, nem sempre as variações no valor das amplitudes das tensões estão só associadas a variações de energia reactiva. Por vezes, nessa região, os módulos da tensão podem ser mais sensíveis a variações de potência activa do que a variações de potência reactiva.

Os métodos que foram descritos anteriormente permitem verificar a estabilidade de tensão do Sistema Eléctrico de Energia. De seguida, vão-se calcular índices de estabilidade de tensão de forma a prever a proximidade ao colapso de tensão.

2.5 Índices de estabilidade de tensão

O objectivo dos índices de estabilidade é medir a proximidade do sistema à instabilidade de tensão de forma a evitar a ocorrência de colapsos de tensão e permitir a execução de medidas com carácter preventivo. Os índices de estabilidade de tensão são índices pré-determinados e têm como objectivo definir um valor escalar que possa ser monitorizado à medida que os parâmetros do sistema mudam.

Qualquer índice de estabilidade de tensão, para ser útil e eficiente, deve possuir as seguintes qualidades [32]:

- O índice deve ser relacionado com os parâmetros controláveis através de uma função simples.
- Algumas medidas correctivas podem ser derivadas a partir dos índices.

Estes índices devem ajudar os operadores do Sistema Eléctrico de Energia a determinar a proximidade do sistema ao colapso de tensão pelo que devem ser de cálculo fácil e baixo custo computacional.

2.5.1 Determinante da matriz Jacobiana

Em [40] foi formulada uma das primeiras propostas de detecção da proximidade do sistema ao colapso de tensão. O objectivo deste método é detectar o ponto de colapso de tensão, para qualquer modelo do sistema, monitorizando o valor do determinante da matriz Jacobiana, que se torna zero no ponto crítico.

Como no ponto crítico, o Jacobiano do sistema é singular e portanto possui um valor do determinante associado igual a zero, demonstra-se que se os sinais do determinante da matriz Jacobiana para os pontos iniciais e finais forem diferentes, o ponto final de funcionamento é instável, supondo, é claro, que o ponto inicial de funcionamento será estável.

Assim, foi desenvolvido um índice $F(S_K)$ tal que:

- Se $F(S_K) = F(S_0)$ implica que o sistema é estável
- Se $F(S_K) \neq F(S_0)$ implica que o sistema é instável

onde $F(S_K)$ equivale ao sinal ($\det J(F(S_K))$) e $F(S_0)$ equivale ao sinal ($\det J(F(S_0))$), sendo J a matriz Jacobiana do sistema, com S_0 representando o ponto inicial de funcionamento e S_K o ponto de funcionamento em análise.

Como este método é baseado na análise da matriz Jacobiana da rede (portanto, é necessário o conhecimento, geral ou de uma parte da rede) este método só pode ser utilizado em locais onde exista informação relativa de diversos pontos da rede e/ou se conheça a configuração da rede. Logo este índice é numericamente impraticável e é altamente não linear.

2.5.2 Factores de sensibilidade

Os factores de sensibilidade são índices pré-determinados que detectam problemas de estabilidade de tensão, nomeadamente problemas no controlo de tensão das curvas Q-V dos geradores, e indicam quais as medidas correctivas necessárias. O factor de sensibilidade de tensão é definido por:

$$VSF_i = \max_i \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\} \quad (2.60)$$

À medida que o gerador i se aproxima da parte inferior da curva Q-V, o factor de sensibilidade de tensão VSF_i aumenta e muda de sinal, o que revela problemas de instabilidade de tensão. Se somente as tensões do sistema forem analisadas, obtém-se:

$$VSF = \left\| \frac{dV}{d\lambda} \right\| \quad (2.61)$$

Estes índices são computacionalmente simples e pouco dispendiosos. Para pequenas redes podem indicar a proximidade à instabilidade de tensão, o que nem sempre é verdade para sistemas de grandes dimensões visto que estes índices não se mostram muito sensíveis às variações dos parâmetros. Os factores de sensibilidade são altamente não lineares e revelam-se pouco adequados para a previsão da proximidade ao colapso de tensão.

2.5.3 Índice $\frac{V}{V_0}$

Em [11], o índice $\frac{V}{V_0}$ é muito facilmente definido e calculado. Assumindo que se conhecem os módulos das tensões em todos os barramentos do sistema (V), resolve-se um novo trânsito de potências para o sistema num estado idêntico mas com todas as cargas a zero, de forma a obterem-se os novos valores das tensões nos barramentos (V_0). A partir do valor do quociente $\frac{V}{V_0}$ para cada nó do sistema, é possível obter-se um mapa de estabilidade de tensão, permitindo a imediata detecção de pontos fracos e a execução de medidas de correcção. Apesar de ser um índice altamente não linear, o índice $\frac{V}{V_0}$ tem sido usado com sucesso, desde 1982, na rede Belga em estudos off-line.

2.5.4 Índice de estabilidade Kessel-Glavitsch

O índice proposto por Kessel-Glavitsch [30] permite testar on-line a estabilidade de tensão de um Sistema Eléctrico de Energia. Para isso, é definido um índice L , o qual pode variar entre 0 (sistema não sobrecarregado) e 1 (colapso de tensão). O índice de estabilidade L utiliza informação da solução do fluxo de cargas.

O sistema que está representado na figura 2.10, constituído por um gerador, uma linha em π e uma carga, será o ponto de partida para a análise que vai ser efectuada. O barramento 1 da rede é classificado como sendo do tipo PQ e o barramento 2 como sendo do tipo PV.

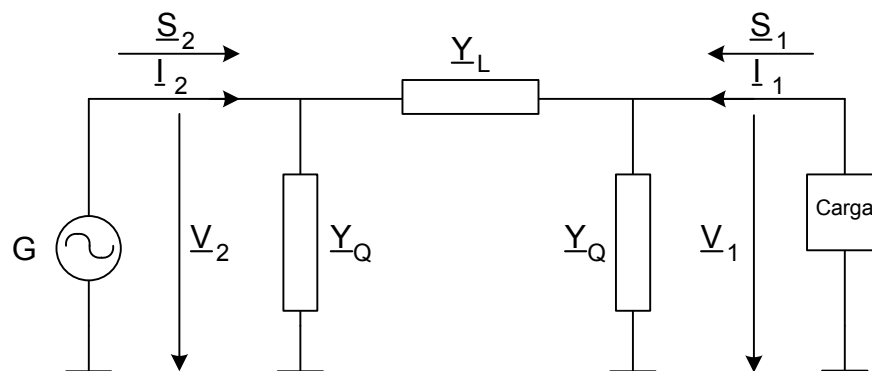


Figura 2.10: Sistema de 2 barramentos.

Na figura 2.10, o nó 1 é o barramento que alimenta a carga e cuja tensão tem interesse em estudar e o nó 2 é o barramento gerador.

Nos diversos estudos de análise de redes eléctricas é quase sempre usada a análise nodal das redes eléctricas. Comparativamente com o método das correntes das malhas, na análise nodal o número de variáveis e equações é usualmente menor, a numeração dos nós da rede a partir do seu esquema unifilar é muito simples e a preparação dos dados é fácil.

A matriz das admitâncias do sistema relaciona as tensões nodais e as correntes injectadas em todos os barramentos, tal como se mostra na equação (2.62).

$$[Y] [V] = [I] \quad (2.62)$$

A equação matricial que descreve o funcionamento da rede de dois barramentos da figura 2.10 terá a seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

A equação associada ao nó da carga 1 pode ser descrita em termos da matriz das admitâncias do sistema:

$$\underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2 = \underline{I}_1 \quad (2.64)$$

$$\underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2 = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{V}_1^*} \quad (2.65)$$

em que:

- \underline{Y}_{11} : Admitância própria do nó 1.
- \underline{Y}_{12} : Admitância comum entre o nó 1 e o nó 2.
- \underline{Y}_{22} : Admitância própria do nó 2.
- \underline{Y}_{21} : Admitância comum entre o nó 2 e o nó 1.
- $\underline{S}_1 = \underline{V}_1 \underline{I}_1^*$: Potência aparente no barramento 1.

Multiplicando a equação (2.65) por $\frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}}$ obtém-se:

$$\frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}} [\underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2] = \frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}} \begin{bmatrix} \underline{S}_1^* \\ \underline{V}_1^* \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

$$\underline{V}_1^2 + \underline{V}_o \underline{V}_1^* = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{Y}_{11}} = a + jb \quad (2.67)$$

onde a e b são as componentes real e imaginária definidas, respectivamente, por:

$$a = \frac{P_1 G_1 - Q_1 B_1}{Y_{11}^2} \quad (2.68)$$

$$b = -\frac{P_1 B_1 + Q_1 G_1}{Y_{11}^2} \quad (2.69)$$

E a tensão \underline{V}_o é definida como:

$$\underline{V}_o = \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} \underline{V}_2 \quad (2.70)$$

A admitância própria \underline{Y}_{11} é dada por:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=0 \neq i}^2 y_{ij} \Leftrightarrow \underline{Y}_{11} = \underline{y}_{10} + \underline{y}_{12} \Leftrightarrow \underline{Y}_{11} = \underline{Y}_Q + \underline{Y}_L \quad (2.71)$$

e a admitância comum \underline{Y}_{12} é dada por:

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -\underline{y}_{ij} \Leftrightarrow \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_L \quad (2.72)$$

Substituindo as equações (2.71) e (2.72) na equação (2.70) obtém-se:

$$\underline{V}_o = \frac{-\underline{Y}_L}{\underline{Y}_Q + \underline{Y}_L} \underline{V}_2 \quad (2.73)$$

A equação complexa (2.67) é resolvida analiticamente em ordem a V_1 e obtém-se o seguinte resultado:

$$V_1 = \sqrt{\frac{V_o^2}{2} + a \pm \sqrt{\frac{V_o^4}{4} + aV_o^2 - b^2}} \quad (2.74)$$

Através da equação (2.74), verifica-se que existem duas soluções para a tensão.

A equação (2.67) pode ser escrita sob a forma:

$$|\underline{S}_1 - \underline{Y}_{11}^* V_1^2| = V_o V_1 Y_{11} \quad (2.75)$$

Numa interpretação geométrica da equação (2.75), pode-se afirmar que todos os estados com o módulo da tensão constante V_1 descrevem circunferências no plano complexo \underline{S}_1 , em que $(\underline{Y}_{11}^* V_1^2)$ determina o centro da circunferência e $(V_o V_1 Y_{11})$ determina o raio.

Critério de estabilidade para um sistema de dois barramentos

Quando se varia V_1 na região de permissão definida por $D = \{V_1 | 0 \leq V_1 < \infty\}$, um conjunto de círculos é produzido, cuja união forma o espaço de estados possíveis no plano complexo \underline{S}_1 . A curva envolvente desta área é o limite de estabilidade do sistema de dois barramentos que está a ser analisado. Fora desta curva, não há soluções com significado físico.

Pode ser demonstrado que na curva envolvente, as duas soluções da equação (2.74) têm que ser coincidentes. Desta forma:

$$\pm \sqrt{\frac{V_o^4}{4} + aV_o^2 - b^2} = 0 \quad (2.76)$$

que pode ser transformado em:

$$Re \left\{ \frac{V_1}{V_o} \right\} = -0.5 \quad (2.77)$$

Sabendo que

$$S_1 - Y_{11}V_1^2 = V_oV_1Y_{11} \quad (2.78)$$

Dividindo a equação (2.78) por $Y_{11}V_1^2$ obtém-se:

$$\frac{S_1}{Y_{11}V_1^2} - 1 = \frac{V_o}{V_1} \quad (2.79)$$

Portanto

$$\left| 1 + \frac{V_o}{V_1} \right| = \frac{S_1}{Y_{11}V_1^2} \quad (2.80)$$

A relação (2.80) pode ser usada para definir um índice L para analisar a estabilidade de tensão. A sua gama varia entre 0 e 1, isto é, $0 \leq L \leq 1$ para a solução com o maior módulo de tensão V_1 .

$$L = \left| 1 + \frac{V_o}{V_1} \right| = \left| \frac{S_1}{Y_{11}V_1^2} \right| \quad (2.81)$$

Portanto, é possível caracterizar a proximidade do estado actual do sistema ao limite de estabilidade de tensão através do cálculo do índice L .

Generalização para uma rede de n barramentos

Para que a análise do índice L tenha interesse, tem que se estender o conceito para sistemas multi-nodais. De forma a calcular o índice L em sistemas multi-nodais, têm que ser distinguidas duas categorias de barramentos: uma é caracterizada pelo comportamento de nós do tipo PQ que são nós de consumo; a outra categoria contém nós de geração que podem ser do tipo PV ou de referência.

O sistema eléctrico permite uma representação em termos da matriz híbrida H:

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (2.82)$$

em que:

- V^L : Vector das tensões nos barramentos de consumo.
- I^L : Vector das correntes nos barramentos de consumo.
- V^G : Vector das tensões nos barramentos de geração.
- I^G : Vector das correntes nos barramentos de geração.

A matriz híbrida H é obtida através da matriz de admitâncias nodais Y_{bus} por uma inversão parcial:

$$\begin{bmatrix} H \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z^{LL}] & [F^{LG}] \\ [K^{GL}] & [Y^{GG}] \end{bmatrix} \quad (2.83)$$

em que Z^{LL} , F^{LG} , K^{GL} e Y^{GG} são submatrizes da matriz híbrida H.

Obtém-se então a equação matricial:

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z^{LL}] & [F^{LG}] \\ [K^{GL}] & [Y^{GG}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (2.84)$$

em que o índice L refere-se a nós do tipo PQ e o índice G a nós do tipo PV.

Para qualquer nó de consumo j , $j \in \alpha_L$, pode ser derivada uma equação referente à tensão no barramento j a partir da equação matricial (2.84):

$$\underline{V}_j = \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i + \sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i \quad (2.85)$$

onde

- α_L : Conjunto dos nós de consumo.
- α_G : Conjunto dos nós de geração.

Multiplicando a equação (2.85) por \underline{V}_j^* obtém-se

$$V_j^2 - \sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} V_i V_j^* = \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} L_i V_j^* \quad (2.86)$$

A equação (2.86) pode ser convertida para a seguinte forma:

$$V_j^2 + V_{oj} V_j^* = V_j^* \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} L_i \quad (2.87)$$

em que

$$V_{oj} = - \sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} V_i \quad (2.88)$$

Como

$$\begin{aligned} V_j^* \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} L_i &= V_j^* L_j \underline{Z}_{jj} + V_j^* \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \underline{Z}_{ji} L_i \\ &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + V_j^* \underline{Z}_{jj} \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ji} \underline{S}_i^*}{\underline{Z}_{jj} V_i^*} \\ &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + \underline{Z}_{jj} \underline{S}_j^{corr*} \\ &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + \frac{\underline{S}_j^{corr*}}{\underline{Y}_{jj}} \\ &= \frac{\underline{S}_j^{+*}}{\underline{Y}_{jj}} \end{aligned} \quad (2.89)$$

Note-se que \underline{S}_j^{+*} consiste em duas parcelas:

$$\underline{S}_j^{+*} = \underline{S}_j^* + \underline{S}_j^{corr*} \quad (2.90)$$

em que

$$\underline{S}_j^{corr*} = \underline{V}_j^* \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ji} \underline{S}_i^*}{\underline{Z}_{jj} \underline{V}_i^*} \quad (2.91)$$

Desta forma, constata-se que a tensão nodal \underline{V}_j é afectada pela potência aparente, \underline{S}_j , injectada no próprio nó j e por uma potência equivalente \underline{S}_j^{corr} que indica a contribuição das outras cargas do sistema.

Substituindo-se a equação (2.89) na equação (2.87) obtém-se:

$$V_j^2 + \underline{V}_{oj} \underline{V}_j^* = \frac{S_j^{+*}}{\underline{Y}_{jj}} \quad (2.92)$$

Como se pode observar, a estrutura da equação (2.92) é idêntica à equação (2.67). A diferença entre estas duas equações reside na tensão equivalente \underline{V}_{oj} e na potência \underline{S}_j . Neste caso, a tensão equivalente \underline{V}_{oj} , apesar de não ser constante, vai variar muito ligeiramente, porque os geradores mantêm as tensões quase constantes à medida que as cargas variam.

Assim, por analogia com o sistema de dois barramentos, um índice local L_j pode ser encontrado para cada nó j :

$$L_j = \left| 1 + \frac{\underline{V}_{oj}}{\underline{V}_j} \right| = \left| \frac{\underline{S}_j^+}{\underline{Y}_{jj}^* \underline{V}_j^2} \right| \quad (2.93)$$

Substituindo \underline{V}_{oj} da equação (2.88) na equação (2.93) obtém-se o índice local L_j , que revela o risco de instabilidade de tensão no barramento j :

$$L_j = |L_j| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right| \quad (2.94)$$

Para situações de funcionamento estável, a condição $L_j \leq 1$ não pode ser violada para qualquer dos nós de consumo j . O índice de estabilidade local L_j é utilizado para se identificarem os barramentos críticos de uma rede. O barramento com o maior valor de L_j é o barramento mais vulnerável do sistema [33].

O índice global L , que descreve a estabilidade de todo o sistema, pode ser definido por:

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \{L_j\} \quad (2.95)$$

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left\{ \left| 1 + \frac{V_{oj}}{\underline{V}_j} \right| \right\} \quad (2.96)$$

Assim, o índice L é dado por:

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left| \frac{S_j^+}{\underline{Y}_{jj}^* V_j^2} \right| = \max_{j \in \alpha_L} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} V_i}{\underline{V}_j} \right| \quad (2.97)$$

O resultado importante a retirar desta formulação é que $L < 1$ para que seja garantida a estabilidade de tensão.

O índice local L_j permite determinar os nós críticos que podem originar o colapso da tensão. O índice L permite estimar a distância do estado actual do sistema ao limite de estabilidade de tensão apenas para barramentos de consumo. Se $L < 1$ é porque existe uma solução em termos de tensão (valores reais de amplitude e fase da tensão) para um dado problema do fluxo de cargas. O limite de estabilidade de tensão é alcançado para $L = 1$, isto é, se o índice L for igual à unidade é porque ocorreu colapso de tensão. À medida que L se vai aproximando da unidade, o determinante do Jacobiano torna-se cada vez mais pequeno.

Se todas as tensões, em módulo e fase, nos barramentos PV permanecerem inalteráveis, o índice L é exacto. Quando isso não acontece, a aproximação feita é bastante

aceitável logo este índice pode ser utilizado para estimar a distância do estado actual do sistema ao seu limite de estabilidade de tensão. O índice de estabilidade L aumenta com o aumento de carga e é igual a um quando chega ao ponto de bifurcação.

Concluí-se que:

- O índice L tem uma estrutura muito simples e pode ser manuseado facilmente.
- O índice L pode ser extendido a sistemas multi-nodais.
- A instabilidade causada pelo aumento uniforme da carga é prevista com precisão.
- A precisão com que se prevê um dado estado é muito satisfatório.
- Os tempos computacionais são bastantes razoáveis.

Em [43], a forma de calcular L_j foi simplificada através de algumas aproximações aceitáveis que reduzem, consideravelmente, o tempo computacional. A partir do índice de estabilidade de tensão proposto em [30], desprezando-se a influência da parte real da matriz de admitâncias nodais Y ($\frac{X}{R}$ é normalmente elevado para grande parte das linhas de transmissão) simplificou-se o cálculo do índice L_j para cada barramento de consumo j .

$$L_j = |L_j| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} C_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (2.98)$$

Os elementos da matriz C_{ji} são calculados da matriz de admitâncias nodais $[Y_{bus}]$ da seguinte forma:

$$[C] = - [B^{LL}]^{-1} [B^{LG}] \quad (2.99)$$

onde $[B^{LL}]$ é a parte imaginária da matriz $[Y^{LL}]$ e $[B^{LG}]$ a parte imaginária da matriz $[Y^{LG}]$.

A matriz B^{LL} e a sua decomposição triangular são conhecidas após um cálculo de fluxo de cargas:

$$[B^{LL}] = -[L_{BLL}][L_{BLL}]^T \quad (2.100)$$

onde $[L_{BLL}]$ e $[L_{BLL}]^T$ são, respectivamente, as matrizes triangulares inferiores e superiores.

2.5.5 Índices nas linhas

Índice L_{mn}

Em [36] foi estabelecido um critério de estabilidade que revela a proximidade ao colapso de tensão de cada uma das linhas de uma rede. O índice L_{mn} pode ter um valor máximo de 1 quando o sistema estiver a ponto de sofrer um colapso de tensão e um valor mínimo de 0 quando não há carga no sistema.

Considere-se a linha de transmissão da figura 2.11, ligada entre dois barramentos de uma rede.

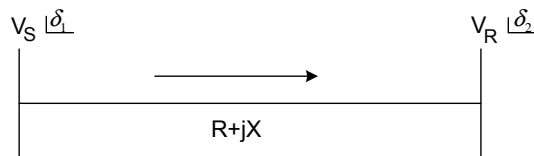


Figura 2.11: Linha de transmissão típica.

As potências na extremidade emissão S (Sending) e na extremidade recepção R (Receiving) são, respectivamente, iguais a

$$\underline{S}_S = P_S + jQ_S = \underline{V}_S \underline{I}_S^* \quad (2.101)$$

$$\underline{S}_R = P_R + jQ_R = \underline{V}_R \underline{I}_R^* \quad (2.102)$$

Representando as linhas com o modelo π vem

$$\underline{S}_R = \frac{V_S V_R}{Z} e^{j(\theta - \delta_1 + \delta_2)} - \frac{V_R^2}{Z} e^{j\theta} \quad (2.103)$$

$$\underline{S}_S = \frac{V_S^2}{Z} e^{j\theta} - \frac{V_S V_R}{Z} e^{j(\theta + \delta_1 - \delta_2)} \quad (2.104)$$

em que $Z e^{j\theta} = R + jX$ é a impedância série da linha de transmissão que une os barramentos S e R.

Separando a parte real e a parte imaginária de \underline{S}_R obtém-se:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{Z} \cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_R^2}{Z} \cos\theta \quad (2.105)$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R}{Z} \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_R^2}{Z} \sin\theta \quad (2.106)$$

Substituindo $\delta_1 - \delta_2 = \delta$ na equação (2.105), o trânsito de potências activa na linha, no barramento R, vem:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{Z} \cos\theta \Leftrightarrow \quad (2.107)$$

$$V_R^2 \cos\theta - V_S V_R \cos(\theta - \delta) + Z P_R = 0 \quad (2.108)$$

Substituindo $\delta_1 - \delta_2 = \delta$ na equação (2.106), o trânsito de potências reactiva na linha, no barramento R, é igual a:

$$Q_R = \frac{V_S V_R}{Z} \text{sen}(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{Z} \text{sen}\theta \Leftrightarrow \quad (2.109)$$

$$V_R^2 \text{sen}\theta - V_S V_R \text{sen}(\theta - \delta) + Z Q_R = 0 \quad (2.110)$$

δ pode ser calculado usando a equação [37]:

$$\delta = \arccos \frac{V_S^2 - (P_S R + Q_S X)}{V_S V_R} \quad (2.111)$$

Resolvendo a equação (2.110) em ordem a V_R , a fórmula resolvente do polinómio de 2º grau é dada por:

$$V_R = \frac{V_S \text{sen}(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \text{sen}(\theta - \delta)]^2 - 4ZQ_R \text{sen}\theta}}{2 \text{sen}\theta} \quad (2.112)$$

Como $Z \text{sen}\theta = X$

$$V_R = \frac{V_S \text{sen}(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \text{sen}(\theta - \delta)]^2 - 4XQ_R}}{2 \text{sen}\theta} \quad (2.113)$$

Para se obterem valores reais de V_R em termos de Q_R , a equação (2.113) tem de possuir raízes reais. Para isso, o discriminante tem de ser igual ou maior que zero. Portanto a condição seguinte, que pode ser usada como um critério de estabilidade, tem de ser satisfeita:

$$L_M = [V_S \text{sen}(\theta - \delta)]^2 - 4XQ_R \geq 0 \quad (2.114)$$

O índice L_M é influenciado pelo valor da potência reactiva no barramento R, di-

minuindo com o aumento de potência reactiva. Se Q_R for maior que um dado limite crítico, obtêm-se valores imaginários de V_R , o que revela instabilidade de tensão.

Outra condição que pode ser usada como critério de estabilidade, de forma a obterem-se valores reais de V_R em função da potência reactiva, para a representação da linha com o modelo π é a seguinte [36]:

$$L_{mn} = \frac{4XQ_R}{[V_S \text{sen}(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (2.115)$$

em que:

X: Reactância da linha.

Q_R : Potência reactiva no barramento R.

V_S : Módulo da tensão no barramento S.

θ : Ângulo da impedância da linha.

δ : Diferença entre o ângulo da tensão no barramento S (Sending) e o ângulo no barramento R (Receiving).

L_{mn} é designado por índice de estabilidade da linha. O critério de estabilidade $L_{mn} \leq 1$ é usado para encontrar o índice de estabilidade para cada linha ligada entre dois barramentos de uma rede. Desde que o índice de estabilidade L_{mn} se mantenha menor que 1 o sistema é estável. Quando este índice exceder o valor 1 todo o sistema perde a estabilidade e ocorre o colapso de tensão [36].

De forma semelhante, obtêm-se o índice de proximidade ao colapso de tensão em função da potência activa, resolvendo a equação (2.108) em ordem a V_R . A fórmula resolvente do polinómio de 2º grau é dada por:

$$V_R = \frac{V_S \cos(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \cos(\theta - \delta)]^2 - 4ZP_R \cos\theta}}{2\cos\theta} \quad (2.116)$$

Como $Z \cos \theta = R$

$$V_R = \frac{V_S \cos(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \cos(\theta - \delta)]^2 - 4RP_R}}{2 \cos \theta} \quad (2.117)$$

Para se obterem valores reais de V_R em termos de P_R o discriminante da equação (2.117) tem de ser igual ou maior que zero de forma a possuir raízes reais, pelo que o índice de proximidade ao colapso de tensão em função da potência activa é expresso por:

$$L_{pn} = \frac{4RP_R}{[V_S \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (2.118)$$

Portanto, o índice de estabilidade L_{pn} indica o estado da linha de transmissão e mostra a proximidade do ponto de operação ao limite de instabilidade. Se o índice L_{pn} apresentar valores superiores a 1, o sistema é considerado instável [37].

Índices VCPI

Em [33] foram propostos índices para analisar a estabilidade de cada linha do sistema, utilizando fluxos de carga convencionais. O objectivo destes índices é determinar a proximidade de um dado ponto de funcionamento ao colapso de tensão, ou seja, pretende-se avaliar a segurança do sistema. O cálculo destes índices é baseado na transferência máxima de potência. O método proposto é capaz de identificar o local exacto da ocorrência do colapso de tensão no Sistema Eléctrico de Energia.

Considere a linha de transmissão da figura 2.12, ligada entre dois barramentos, que ligada a outras linhas formam uma rede eléctrica complexa.

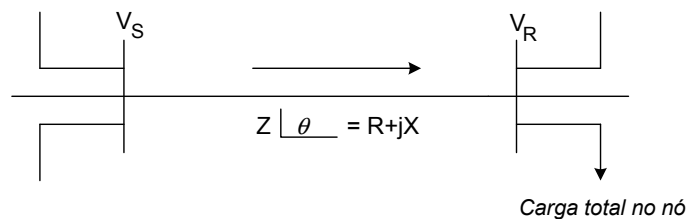


Figura 2.12: Linha de transmissão típica.

Um circuito equivalente é apresentado na figura 2.13, em que a impedância da carga $Z_R e^{j\phi}$ é alimentada por uma fonte de tensão constante V_S e onde $Z_S e^{j\theta}$ é a impedância da linha. Sabe-se que $\phi = \text{tg}^{-1} \left[\frac{Q_R}{P_R} \right]$, onde P_R e Q_R são, respectivamente, os trânsitos de potência activa e reactiva.

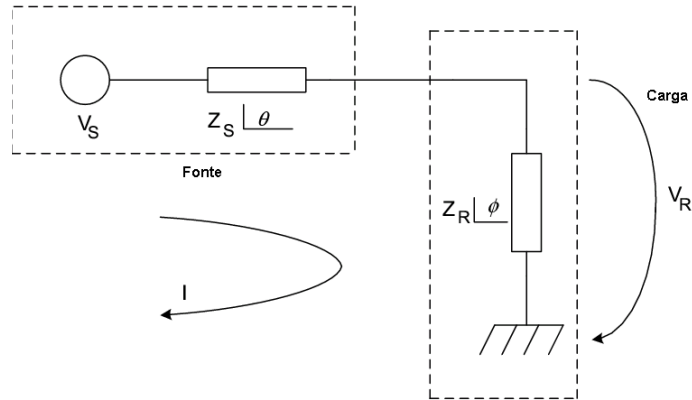


Figura 2.13: Linha de transmissão modelada com os seus parâmetros.

De acordo com a figura 2.13, deduz-se a expressão da corrente na linha em função da tensão na fonte, da impedância da linha e da impedância da carga:

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \frac{V_S}{\underline{Z}_{eq}} \\ &= \frac{V_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_R} \end{aligned} \quad (2.119)$$

O módulo da corrente é então dado por:

$$I = \frac{V_S}{\sqrt{(Z_S \cos \theta + Z_R \cos \phi)^2 + (Z_S \sin \theta + Z_R \sin \phi)^2}} \quad (2.120)$$

O módulo da tensão na carga é dado por:

$$\begin{aligned} V_R &= Z_R I \\ &= Z_R \frac{V_S}{\sqrt{(Z_S \cos \theta + Z_R \cos \phi)^2 + (Z_S \sin \theta + Z_R \sin \phi)^2}} \end{aligned} \quad (2.121)$$

Desenvolvendo o denominador da equação (2.121) obtém-se:

$$V_R = \frac{Z_R V_S}{\sqrt{Z_S^2 (\cos^2 \theta + \sin^2 \theta) + Z_R^2 (\cos^2 \phi + \sin^2 \phi) + 2 Z_S Z_R (\sin \theta \sin \phi + \cos \theta \cos \phi)}} \quad (2.122)$$

Como

$$\cos^2(X) + \sin^2(X) = 1 \quad (2.123)$$

e

$$\cos(X)\cos(Y) + \sin(X)\sin(Y) = \cos(X - Y) \quad (2.124)$$

Tendo em consideração as equações (2.123) e (2.124), e pondo Z_S em evidência na equação (2.122), obtém-se:

$$V_R = \frac{Z_R}{Z_S} \frac{V_S}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2 \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right) \cos(\theta - \phi)}} \quad (2.125)$$

Assim, o trânsito de potências activa e reactiva na carga é descrito pelas expressões seguintes:

$$P_R = V_R I \cos \phi \quad (2.126)$$

$$Q_R = V_R I \text{sen} \phi \quad (2.127)$$

Que podem ser descritas por:

$$P_R = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right) \cos(\theta - \phi)} \frac{Z_R}{Z_S} \cos \phi \quad (2.128)$$

e

$$Q_R = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right) \cos(\theta - \phi)} \frac{Z_R}{Z_S} \text{sen} \phi \quad (2.129)$$

De forma semelhante, as perdas activas e reactivas da linha são descritas pelas expressões seguintes:

$$P_{perdas} = Z_S I^2 \cos \theta = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right) \cos(\theta - \phi)} \cos \theta \quad (2.130)$$

e

$$Q_{perdas} = Z_S I^2 \text{sen} \theta = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right) \cos(\theta - \phi)} \text{sen} \theta \quad (2.131)$$

A transferência máxima de potência activa é obtida através da condição $\frac{dP_R}{dZ_R} = 0$, o que implica que $\frac{Z_R}{Z_S} = 1$, isto é, $Z_R = Z_S$. Substituindo $\frac{Z_R}{Z_S} = 1$ na equação (2.128), a transferência de potência activa máxima, $P_{R(max)}$, é obtida da seguinte forma:

$$P_{R(max)} = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{2 + 2\cos(\theta - \phi)} \cos(\phi) \quad (2.132)$$

Como

$$\cos(2X) = \cos^2(X) - \operatorname{sen}^2(X) \Leftrightarrow 2\cos^2(X) = 1 + \cos(2X) \quad (2.133)$$

Substituindo $X = \frac{\theta - \phi}{2}$ vem

$$2\cos^2(X) = 1 + \cos(\theta - \phi) \quad (2.134)$$

Substituindo a equação (2.134) na equação (2.132):

$$P_{R(max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos\phi}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (2.135)$$

Aplicando a mesma técnica, a transferência máxima de potência reactiva, $Q_{R(max)}$, a potência máxima de perdas activas $P_{perdas(max)}$ e a potência máxima de perdas reactivas $Q_{perdas(max)}$ na linha são obtidas, respectivamente, pelas seguintes expressões:

$$Q_{R(max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\operatorname{sen}\phi}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (2.136)$$

$$P_{perdas(max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos\theta}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (2.137)$$

$$Q_{perdas(max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\operatorname{sen}\theta}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (2.138)$$

Baseado no fluxo máximo de potência que pode ser transferido, são propostos índices que revelam a proximidade ao colapso de tensão:

$$VCPI(1) = \frac{P_R}{P_{R(max)}} \quad (2.139)$$

$$VCPI(2) = \frac{Q_R}{Q_{R(max)}} \quad (2.140)$$

$$VCPI(3) = \frac{P_{perdas}}{P_{perdas(max)}} \quad (2.141)$$

$$VCPI(4) = \frac{Q_{perdas}}{Q_{perdas(max)}} \quad (2.142)$$

onde P_R , Q_R , P_{perdas} e Q_{perdas} são obtidos a partir de fluxos de carga convencionais.

Verificou-se, experimentalmente, que $VCPI(1) = VCPI(2)$ e $VCPI(3) = VCPI(4)$ logo, em vez de se determinar 4 índices, apenas é necessário o cálculo de 2 bastando para isso, por exemplo, calcular $VCPI(1)$ e $VCPI(3)$. Desta forma, determina-se o quociente entre a potência transferida para a carga e a potência máxima que pode ser transferida e o quociente entre as perdas na linha e a potência máxima de perdas [33].

A formulação dos dois índices de estabilidade é a seguinte:

$$\begin{aligned} VCPI(potencia) &= \frac{P_R}{P_{R(max)}} \\ &= \frac{P_R}{\frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos\phi}{4\cos^2(\frac{\theta-\phi}{2})}} \end{aligned} \quad (2.143)$$

$$\begin{aligned}
 VCPI(perdas) &= \frac{P_{perdas}}{P_{perdas(max)}} \\
 &= \frac{P_{perdas}}{\frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos\theta}{4\cos^2\frac{\theta-\phi}{2}}}
 \end{aligned} \tag{2.144}$$

Uma das principais causas de ocorrência de colapso de tensão deve-se ao excesso de potência transferida na linha ou à excessiva absorção de potência pela própria linha.

Com o crescente fluxo de potência transferida pelas linhas de transmissão, os valores de VCPI(potência) e VCPI(perdas) aumentam gradualmente, e quando atingem o valor igual a 1, ocorre o colapso da tensão. Portanto, se qualquer linha da rede atingir esse valor, é possível prever o colapso de tensão [39].

Índice FVSI

Em [8] foi proposto um índice para analisar a estabilidade de tensão. Este índice de linha, FVSI, permite determinar o ponto de colapso de tensão, a carga máxima permitida, o barramento mais fraco do sistema elétrico e a linha mais crítica da rede. O FVSI pode ser calculado para qualquer uma das linhas da rede e depende, essencialmente, da potência reactiva. A linha que tiver o valor do índice mais próximo da unidade será tomada como a linha mais crítica do sistema [41].

O FVSI tem uma formulação matemática muito simples e utiliza o mesmo conceito dos índices propostos em [36] e [42], nos quais o discriminante da equação quadrática da tensão tem de ser igual ou maior que zero para atingir a estabilidade. Se o discriminante for menor que zero, as raízes serão imaginárias, o que pode levar à instabilidade do sistema [41].

Considere-se a linha de transmissão da figura 2.14, ligada entre dois barramentos de uma rede, em que:

- V_1 e V_2 : Módulo da tensão no barramento 1 e barramento 2, respectivamente.
- P_1 e Q_1 : Potência activa e potência reactiva no nó 1.
- P_2 e Q_2 : Potência activa e potência reactiva no nó 2.

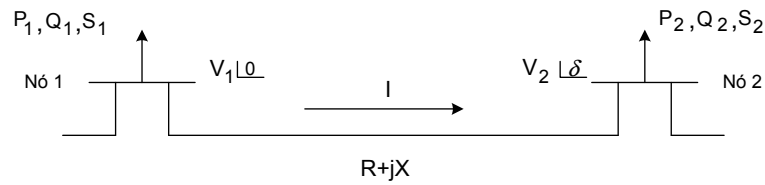


Figura 2.14: Modelo de 2 barramentos.

A potência aparente no barramento 2 é definida como:

$$\underline{S}_2 = \underline{V}_2 \underline{I}^* \quad (2.145)$$

Rearranjando a equação (2.145) vem:

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \left(\frac{\underline{S}_2}{\underline{V}_2} \right)^* \\ &= \frac{P_2 - jQ_2}{V_2 e^{-j\delta}} \end{aligned} \quad (2.146)$$

Substituindo a equação (2.146) na equação (2.145) obtém-se:

$$\frac{P_2 - jQ_2}{V_2 e^{-j\delta}} = \frac{V_1 e^{j0} - V_2 e^{j\delta}}{R + jX} \quad (2.147)$$

Logo

$$(P_2 - jQ_2)(R + jX) = V_1 V_2 e^{-j\delta} - V_2^2 \quad (2.148)$$

Separando a parte real da parte imaginária na equação (2.148) obtém-se:

$$RP_2 + XQ_2 = V_1 V_2 \cos\delta - V_2^2 \quad (2.149)$$

e

$$XP_2 - RQ_2 = -V_1V_2\text{sen}\delta \quad (2.150)$$

A potência activa no barramento 2 pode ser obtida da seguinte forma:

$$P_2 = \frac{RQ_2 - V_1V_2\text{sen}\delta}{X} \quad (2.151)$$

Substituindo a equação (2.151) na equação (2.149) obtém-se a equação quadrática da tensão no barramento 2, que é dada por:

$$V_2^2 - \left(\frac{R}{X}\text{sen}\delta + \text{cos}\delta\right) V_1V_2 + \left(\frac{R^2}{X} + X\right) Q_2 = 0 \quad (2.152)$$

As raízes de V_2 são:

$$V_2 = \frac{\left(\frac{R}{X}\text{sen}\delta + \text{cos}\delta\right) V_1 \pm \sqrt{\left[\left(\frac{R}{X}\text{sen}\delta + \text{cos}\delta\right) V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right) Q_2}}{2} \quad (2.153)$$

Para se obterem valores reais de V_2 em termos de Q_2 , a equação (2.153) tem de possuir raízes reais. Para isso, o discriminante tem de ser igual ou maior que zero [38].

$$\left[\left(\frac{R}{X}\text{sen}\delta + \text{cos}\delta\right) V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right) Q_2 \geq 0 \quad (2.154)$$

Da equação (2.154) obtém-se:

$$\frac{4\left(\frac{X^2+R^2}{X}\right) Q_2}{\left[\frac{R\text{sen}\delta+X\text{cos}\delta}{X}\right]^2 V_1^2} \leq 1 \Leftrightarrow \quad (2.155)$$

$$\frac{4 \left(\frac{X^2 + R^2}{X} \right) Q_2}{\frac{1}{X^2} [R \operatorname{sen} \delta + X \operatorname{cos} \delta]^2 V_1^2} \leq 1 \Leftrightarrow \quad (2.156)$$

Logo,

$$\frac{4Z^2 Q_2 X}{V_1^2 (R \operatorname{sen} \delta + X \operatorname{cos} \delta)^2} \leq 1 \quad (2.157)$$

Em barramentos adjacentes δ é normalmente pequeno, isto é, $\delta \approx 0$, logo $\operatorname{sen} \delta \approx \delta \approx 0$ e $\operatorname{cos} \delta \approx 1$.

Então, o índice de estabilidade da linha i-j é definido como:

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \quad (2.158)$$

onde:

- Z: Impedância da linha.
- X: Reactância da linha.
- Q_j : Potência reactiva no nó j.
- V_i : Módulo da tensão no nó i.

Se o valor de FVSI for próximo da unidade, isso revela que a respectiva linha está próxima do seu ponto de instabilidade. Se FVSI exceder 1, um dos barramentos ligados à linha tem uma diminuição progressiva e incontrolável da tensão, levando ao colapso do sistema. Portanto, o valor de FVSI deverá ser mantido abaixo de um, de forma a obter-se uma operação estável do sistema.

Índice LQP

A. Mohamed *et al.* [42] derivaram um índice de estabilidade de linha baseado na transmissão de potência numa linha.

Na figura 2.15 ilustra-se uma linha de transmissão de um Sistema Eléctrico de Energia.

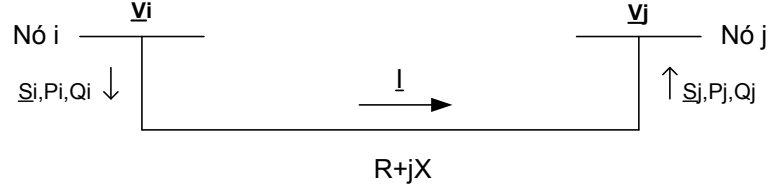


Figura 2.15: Linha de transmissão entre o barramento i e o barramento j.

Para se formular este índice, foi necessário determinar, em primeiro lugar, a equação de corrente que circula entre os nós i e j.

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \frac{V_i - V_j}{\underline{Z}} \\ &= \frac{V_i - V_j}{R + jX} \end{aligned} \quad (2.159)$$

A equação de potência pode ser então ser derivada até se chegar à expressão dada por:

$$\frac{X}{V_i^2} Q_i^2 - Q_i + \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \quad (2.160)$$

As raízes da equação (2.160) são dadas por:

$$Q_i = 1 \pm \frac{\sqrt{1 - 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right)}}{2 \left(\frac{X}{V_i^2} \right)} \quad (2.161)$$

O índice LQP é definido considerando que:

$$1 - 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \geq 0 \Leftrightarrow 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \leq 1 \quad (2.162)$$

Assim

$$LQP = 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \leq 1 \quad (2.163)$$

em que:

X: Reactância da linha.

Q_j : Potência reactiva no barramento j.

V_i : Módulo da tensão no barramento i.

P_i : Potência activa no barramento i.

Portanto, concluí-se que desde que o índice de estabilidade LQP se mantenha menor que 1, o sistema permanece estável. Logo, se LQP exceder o valor 1 ocorre o colapso de tensão.

2.6 Conclusões

O problema da estabilidade de tensão é responsável por muitos dos maiores colapsos dos Sistemas Eléctricos de Energia. Devido ao aumento da carga e das interligações, os sistemas tornaram-se cada vez mais complexos, pelo que são obrigados a operarem perto dos seus limites de estabilidade. Neste capítulo, foram abordados conceitos básicos sobre a estabilidade de tensão dos sistemas e descreveram-se algumas das técnicas mais importantes utilizadas na análise do problema. Assim, estudaram-se métodos e índices de estabilidade de tensão que permitem identificar os barramentos e ramos críticos dum sistema e que podem evidenciar a proximidade de ocorrência de colapsos de tensão de forma a permitir a execução de medidas preventivas.

Capítulo 3

Implementação dos Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão

Como foi visto no capítulo anterior, o risco de colapso de tensão tem originado o desenvolvimento de diversos métodos para analisar a estabilidade de tensão de um Sistema Eléctrico de Energia. Este capítulo apresenta resultados de testes realizados aplicando algumas das metodologias propostas no capítulo 2.

3.1 Curvas P-V e Curvas Q-V

A análise da estabilidade de tensão de um Sistema Eléctrico de Energia pode ser realizada através da visualização de curvas P-V e Q-V em barramentos críticos do sistema. As curvas P-V são normalmente traçadas para se determinar a margem de estabilidade de tensão do sistema enquanto, as curvas Q-V complementam a análise das curvas P-V, evidenciando o valor mínimo de potência reactiva que é necessário para garantir que o sistema se mantenha estável.

3.1.1 Curvas P-V

As curvas P-V mostram a variação da tensão num dado barramento à medida que a potência da carga ou o factor de carregamento λ aumenta. Após a obtenção de uma curva P-V, consegue-se determinar o limite máximo de transferência de potência do

sistema.

Cada ponto da curva P-V, apresentada na figura 3.1, foi obtido a partir da solução de um problema de fluxo de cargas convencional baseado no método de Newton-Raphson, incrementando-se a carga em todos os barramentos do sistema de forma proporcional relativamente ao caso base, mantendo-se o factor de potência constante. Analisando a figura 3.1, verifica-se que à medida que a potência da carga é aumentada, nota-se um decréscimo no valor do módulo da tensão no barramento 14.

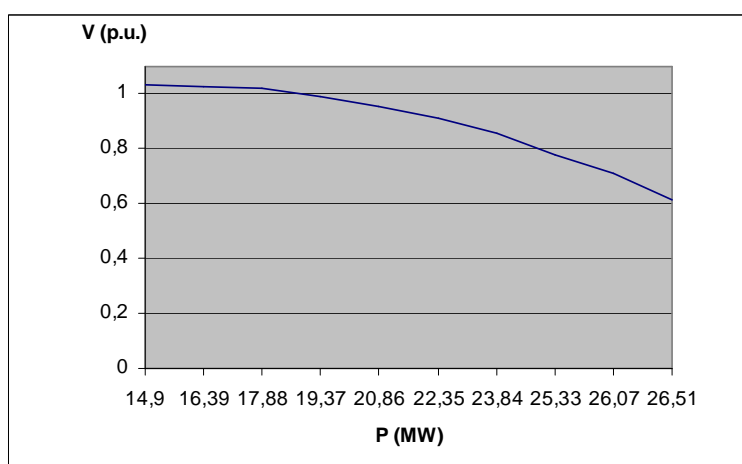


Figura 3.1: Curva P-V para o barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.

O incremento de carga foi realizado executando sucessivos estudos de fluxos de carga, utilizando o programa computacional PowerWorld 8.0. O processo iterativo foi interrompido quando o algoritmo de cálculo do trânsito de potências baseado no método de Newton-Raphson deixou de convergir. Através do método de fluxo de carga convencional é possível obterem-se pontos da curva P-V muito próximos do ponto máximo de carregamento do sistema. No entanto, o método de Newton-Raphson sofre de dificuldades de convergência em pontos próximos do carregamento máximo devido à singularidade do Jacobiano.

O recurso a métodos convencionais de fluxos de carga apenas permite obter a parte superior da curva P-V. Para se obter uma curva P-V completa, apesar de acarretar custos computacionais mais elevados, é necessário aplicar técnicas de continuação. Estas técnicas permitem obter qualquer ponto da curva P-V, independentemente do factor de carregamento do sistema, pois contornam as dificuldades de convergência e consistem, basicamente, em 4 etapas: parametrização, previsão, controlo de passo e correcção.

Embora os métodos convencionais de fluxos de carga apenas permitam obter a parte superior da curva P-V, já é suficiente para se determinar a margem de estabilidade de tensão, bem como os barramentos mais críticos do sistema. Assim, as curvas P-V para os sistemas IEEE 14, 30 e 57 barramentos foram obtidas incrementando-se as potências activa e reactiva em todos os barramentos dos sistemas de forma proporcional ao caso base, mantendo o factor de potência constante. Os esquemas unifilares e dados relativos aos barramentos, linhas e transformadores das redes IEEE 14, 30 e 57 barramentos são apresentados no apêndice A. Observando-se as figuras 3.2, 3.3 e 3.4 verifica-se que, para o caso base, o factor de carregamento, λ , é igual a 1 e é incrementado até que o ponto de carregamento máximo seja alcançado.

Portanto, como se pode ver na figura 3.2, a margem de estabilidade de tensão para a rede eléctrica teste IEEE 14 barramentos é de aproximadamente 77,9%. Isto significa que a potência máxima que o sistema pode transmitir é de 1,779 vezes a potência do caso inicial. Uma vez chegado a este valor, que corresponde à potência máxima transmissível, o sistema é incapaz de fornecer potência activa adicional sem entrar em colapso de tensão. Os barramento críticos da rede IEEE 14 barramentos também podem ser identificados analisando os perfis de tensão dos barramentos. Como se pode verificar, o barramento que apresenta a menor tensão do sistema é o barramento 14.

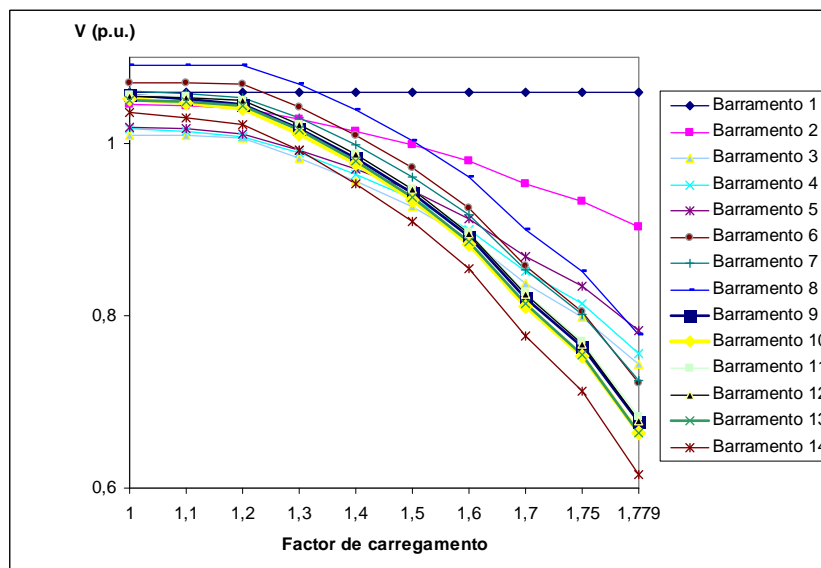


Figura 3.2: Curvas P-V para a rede IEEE 14 barramentos.

Analisando a figura 3.3, conclui-se que a margem de estabilidade de tensão para a rede eléctrica teste IEEE 30 barramentos é de aproximadamente 54,9%. Relembre-

se que a margem de estabilidade de tensão de um sistema é a distância de um ponto de operação até ao ponto P_c . Verifica-se também que os barramentos mais críticos da rede IEEE 30 barramentos são os barramentos 30, 26 e 29, com tensões críticas (tensões correspondentes à potência máxima transmissível) de 0,57863 p.u., 0,59656 p.u. e 0,61047 p.u., respectivamente.

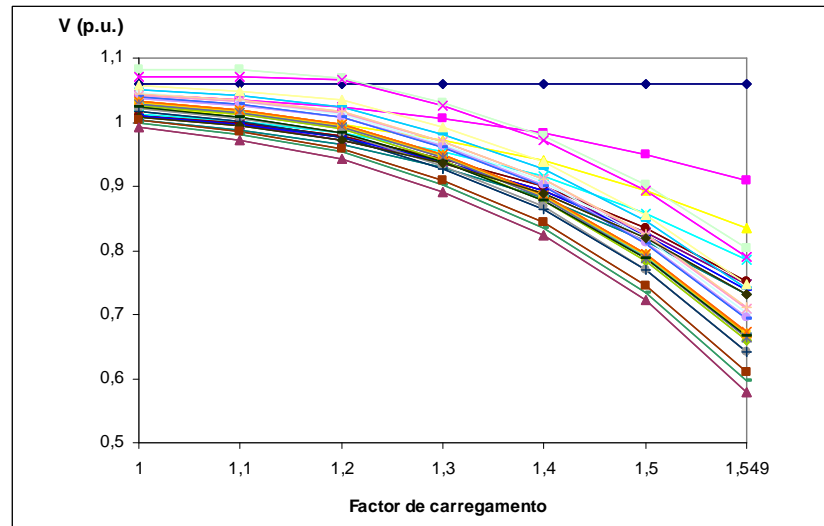


Figura 3.3: Curvas P-V para a rede IEEE 30 barramentos.

Da forma análoga, a estabilidade de tensão para a rede eléctrica teste IEEE 57 barramentos apresentada na figura 3.4 é de aproximadamente 66,9% e o barramento mais crítico desta rede é o barramento 31 (a azul) que apresenta uma tensão crítica de 0,69 p.u., seguido pelos barramentos 33 e 32.

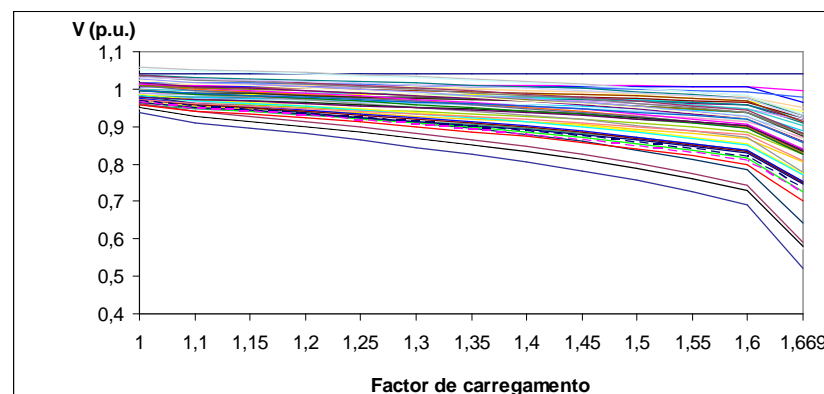


Figura 3.4: Curvas P-V para a rede IEEE 57 barramentos.

Concluí-se então que a margem de carga representa o maior consumo possível de forma a manter o sistema a operar na região estável. Quanto menor for a margem de estabilidade do sistema, maior é a possibilidade do sistema apresentar problemas se for submetido a um distúrbio. Devido a esse facto, pretende-se que o sistema apresente uma margem de estabilidade de tensão elevada. Verificou-se assim que a determinação da margem de estabilidade de tensão é de fácil compreensão porém requer o cálculo de vários pontos de operação, o que exige elevados custos computacionais.

Margem de carga local

A margem de carga local é um índice baseado na distância do caso base (P_{0i} , MW) até ao ponto de colapso de tensão (P_{CRi} , MW), ie,

$$P_{Lmgi} = \frac{P_{CRi} - P_{0i}}{P_{CRi}} \quad (3.1)$$

em que P_{0i} é a potência activa do caso base do barramento i e P_{CRi} é a potência máxima transmissível no nó i .

Portanto a equação (3.1) indica qual a margem de carga local para barramentos do tipo PQ. A carga no nó i é aumentada com um factor de potência constante enquanto as cargas nos outros nós permanecem inalteráveis, contrariamente ao que acontecia na determinação da margem de estabilidade de tensão do sistema, em que todas as cargas eram incrementadas simultaneamente. A margem de carga local, P_{Lmgi} , apresenta um valor entre 0 (colapso de tensão) e 1 e quanto menor for o valor deste índice menor é a margem de carga local. Os índices P_{Lmgi} podem então ser obtidos para cada um dos barramentos de carga.

Na figura 3.5 são apresentados os valores das margens de carga locais para os barramentos PQ da rede IEEE 14 barramentos. O esquema unifilar e dados relativos aos barramentos, linhas e transformadores são indicados no Apêndice A. Para calcular este índice, foi necessário desenhar curvas P-V para cada um dos barramentos PQ do sistema.

Analisando a figura 3.5, os barramentos da rede IEEE 14 barramentos, que apresentam as margens de carga locais menores, são os barramentos 9, 14 e 13. Logo, por apresentarem os menores valores deste índice, estes barramentos são considerados os mais críticos.

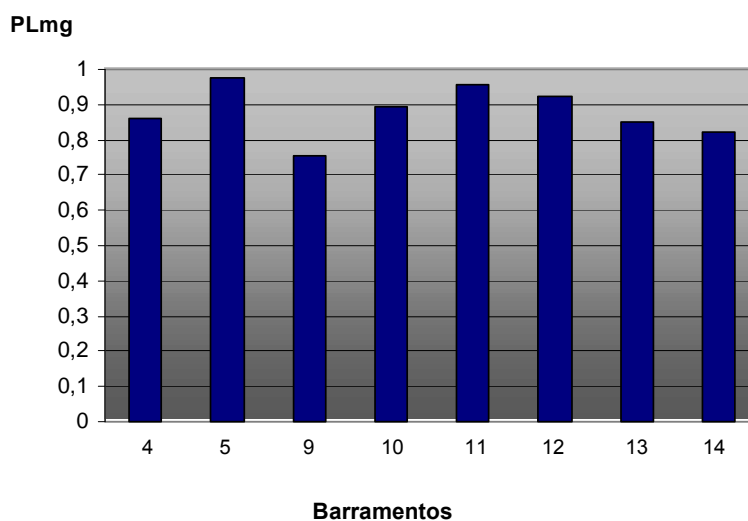


Figura 3.5: Margem de carga local na rede IEEE 14 barramentos.

Para a rede IEEE 30 barramentos traçaram-se também as curvas P-V para cada um dos barramentos PQ do sistema e, de seguida, aplicou-se a equação (3.1) de forma a calcular as margens de carga locais dos barramentos de carga.

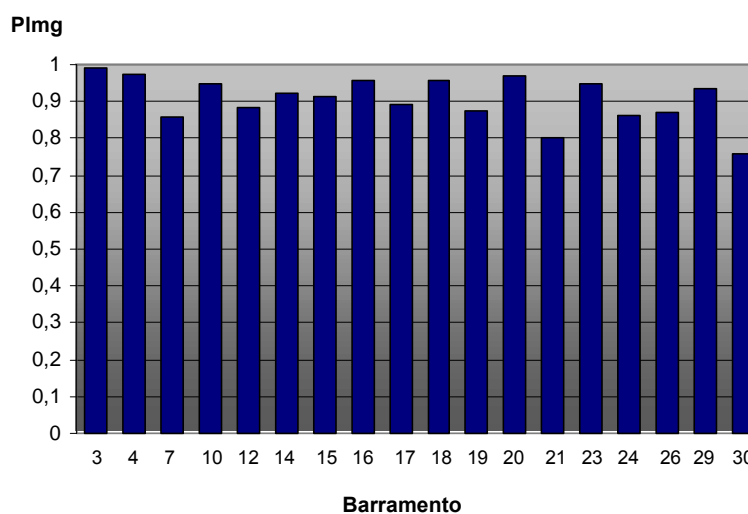


Figura 3.6: Margem de carga local na rede IEEE 30 barramentos.

Observando-se a figura 3.6, chegou-se à conclusão que o barramento que apresenta menor margem de carga local é o barramento 30, enquanto o barramento que apresenta a maior margem de carga local, isto é, o barramento que possui a menor probabilidade de apresentar problemas se for submetido a um distúrbio é o barramento 3.

Para a rede IEEE 57 barramentos foi feita a mesma análise, traçando-se também as curvas P-V para cada um dos barramentos PQ do sistema, assumindo que as cargas nos outros nós permaneciam constantes. Na figura 3.7 são apresentadas as margens locais para os barramentos PQ da rede.

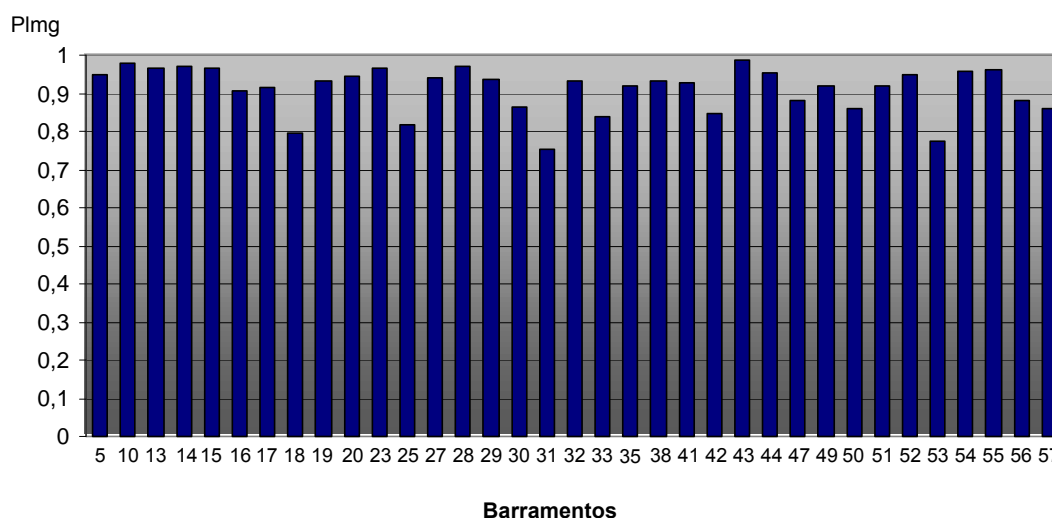


Figura 3.7: Margem de carga local na rede IEEE 57 barramentos.

Como se pode verificar, o barramento 31 é o barramento que apresenta o menor valor da margem de carga local da rede IEEE 57 barramentos.

Concluí-se assim que P_{Lmgi} é facilmente calculado pois é definido considerando apenas um determinado nó, incrementando-se a potência activa e reactiva com factor de potência constante, enquanto as cargas nos outros nós permanecem constantes.

3.1.2 Curvas Q-V

As curvas Q-V evidenciam a relação entre o valor da tensão num dado barramento e a potência reactiva injectada nesse barramento. O ponto onde a derivada $\frac{dq}{dv}$ é nula representa o limite de estabilidade de tensão, isto é, todos os pontos representados à direita do ponto que corresponde à derivada nula da curva são pontos estáveis, enquanto os pontos representados no lado esquerdo representam situações de instabilidade de tensão. O ponto mínimo da curva (que corresponde à derivada nula da curva) além de identificar o limite de estabilidade também define o valor mínimo de potência reactiva que é necessário para garantir que o sistema se mantenha estável.

A intersecção da curva Q-V com o eixo horizontal identifica a tensão no barramento sem compensação de energia reactiva. Assim, se o ponto mínimo da curva Q-V estiver acima do eixo horizontal isso significa que o sistema apresenta uma deficiência de energia reactiva, logo é necessário um fornecimento adicional de potência reactiva de forma a prevenir o colapso de tensão. Se, por outro lado, o ponto mínimo da curva Q-V estiver abaixo do eixo horizontal o sistema apresenta margem de energia reactiva. Nesse caso, a margem de energia reactiva é medida como a distância (MVar) entre o eixo horizontal e o ponto mínimo da curva [14].

As curvas Q-V para os barramentos PQ da rede IEEE 14 barramentos foram obtidas por intermédio do programa computacional PowerWorld 8.0 e são apresentadas nas figuras 3.8 e 3.9.

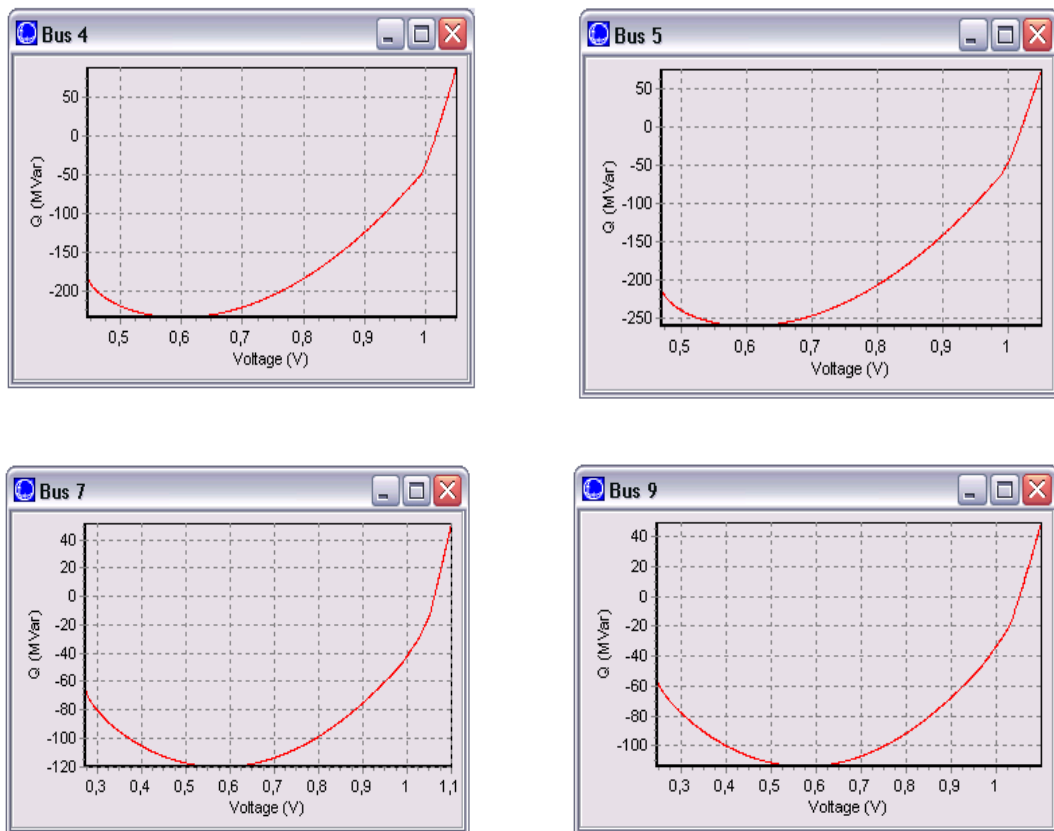


Figura 3.8: Curvas Q-V obtidas para os barramentos 4, 5, 7 e 9 da rede IEEE 14 barramentos.

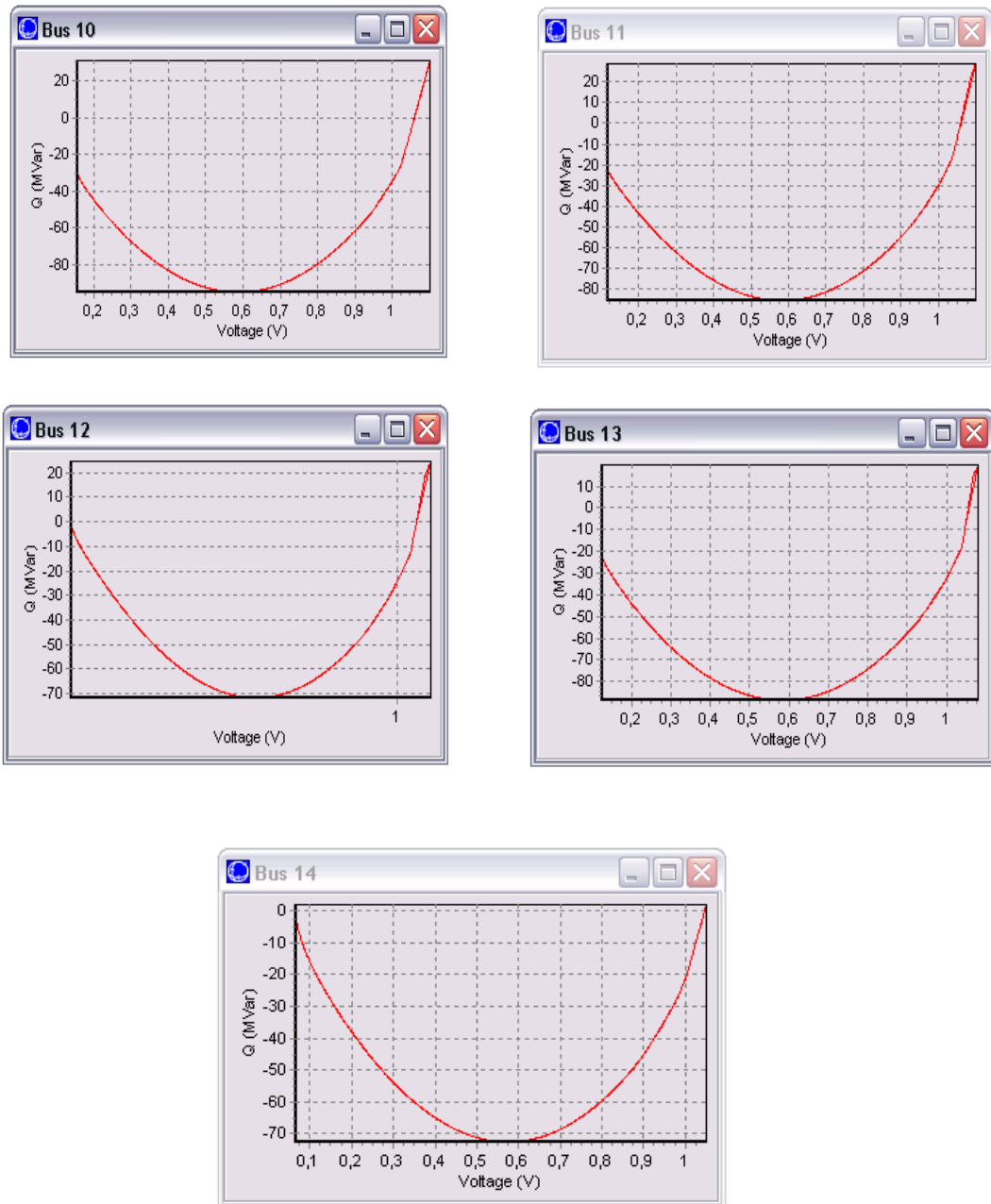


Figura 3.9: Curvas Q-V obtidas para os barramentos 10, 11, 12, 13 e 14 da rede IEEE 14 barramentos.

Através da análise das figuras 3.8 e 3.9, é possível concluir que a rede IEEE 14 barramentos tem alguma margem de potência reactiva pois os pontos críticos (pontos mínimos) de todas as curvas Q-V apresentam-se abaixo do eixo horizontal. Os barramentos 12 e 14 são os barramentos que apresentam a menor margem de energia reactiva da rede.

Em seguida, determinaram-se as curvas Q-V da rede eléctrica teste IEEE 30 barramentos, cujo esquema unifilar e dados relativos aos barramentos, linhas e transformadores são apresentados no Apêndice A. A figura 3.10 mostra as margens de potência reactiva de cada um dos barramentos PQ do sistema.

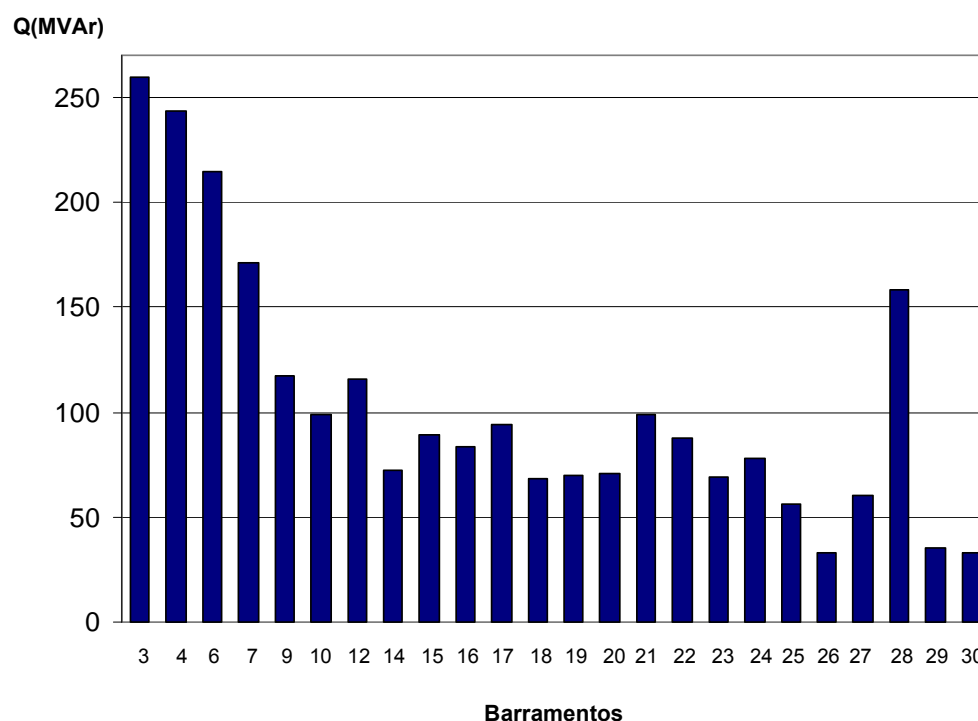


Figura 3.10: Margens de energia reactiva obtidas para a rede IEEE 30 barramentos.

Em regra, os barramentos críticos são identificados pelas menores margens de energia reactiva. Através deste critério, é possível concluir que os barramentos mais críticos são o 30, 26 e 29. Assim, o valor mínimo de potência reactiva que o barramento 30 deverá possuir de forma a garantir que o sistema se mantenha estável é de 32,599 MVar.

Por fim, determinaram-se as curvas Q-V da rede eléctrica teste IEEE 57 barramentos para definir a margem de energia reactiva de cada um dos barramentos PQ da rede.

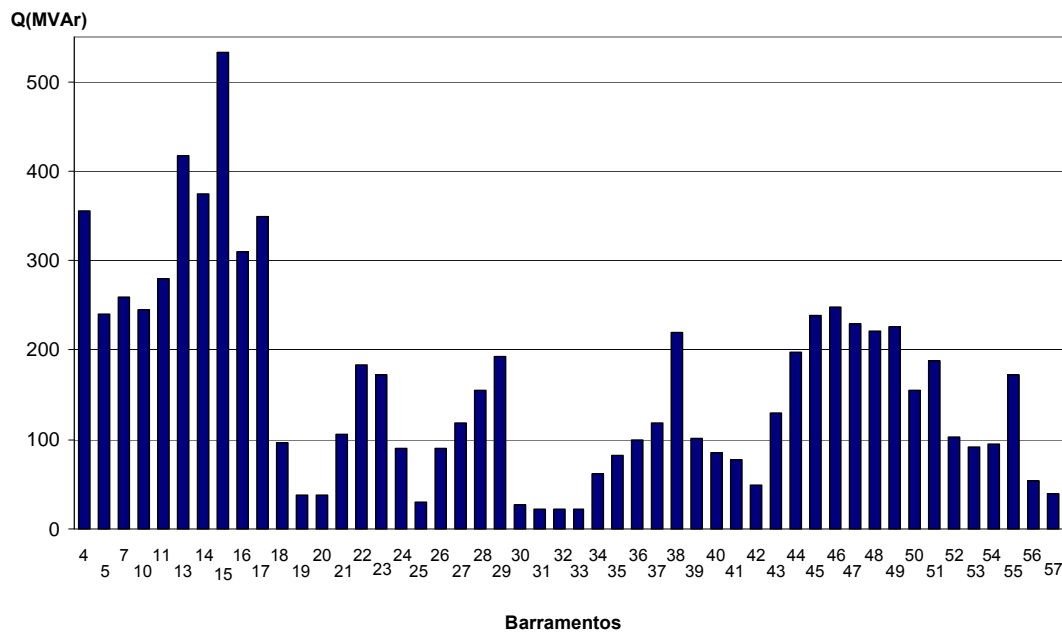


Figura 3.11: Margens de energia reactiva obtidas para a rede IEEE 57 barramentos.

A figura 3.11 mostra que os barramentos que apresentam menores margens de energia reactiva são os barramentos 31, 32 e 33. Também se pode concluir que a rede possui capacidade suficiente de energia reactiva, visto que todos os pontos mínimos das curvas Q-V estão abaixo do eixo horizontal.

Portanto, foi verificado que, a partir das curvas Q-V, é possível determinar a margem de energia reactiva num determinado barramento do sistema. Assim, as curvas Q-V podem ajudar a definir a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de funcionamento ou para obter a tensão pretendida. Também é possível concluir que os métodos das curvas P-V e Q-V fornecem geralmente indicações semelhantes, ou sejam, ambos seleccionam por norma os mesmos barramentos críticos.

3.2 Índice $\frac{V}{V_0}$

O índice $\frac{V}{V_0}$ é muito simples de calcular. Assume-se que se conhecem os módulos das tensões em todos os barramentos do sistema (V) e resolve-se um novo trânsito de potências para o sistema num estado idêntico, mas com todas as cargas a zero, de forma

a obterem-se os novos valores das tensões nos barramentos (V_0).

Em primeiro lugar, testou-se este índice na rede eléctrica teste IEEE 14 barramentos, cujo esquema unifilar e dados relativos aos barramentos, linhas e transformadores são apresentados no Apêndice A. Na figura 3.12, é possível observar o valor do índice $\frac{V}{V_0}$ obtido para duas situações de carga diferentes: para uma condição perto do caso base (factor de carregamento $\lambda = 1,1$) - situação **A** - e para o caso crítico de operação - situação **B**.

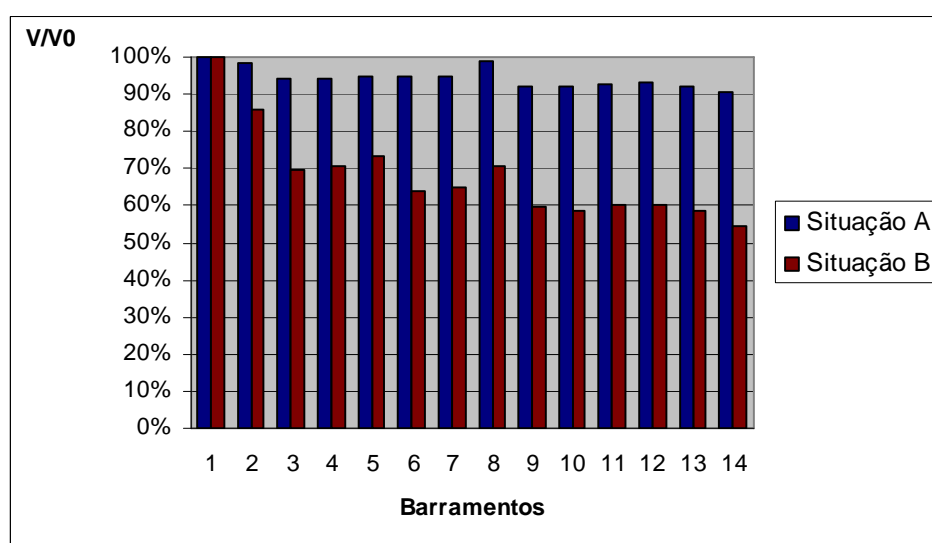


Figura 3.12: Índice V/V_0 na rede IEEE 14 barramentos.

Observa-se, tal como já se esperava, que na situação **A** o sistema encontra-se longe da instabilidade de tensão. Este facto é facilmente comprovado pois todas as tensões dos barramentos na situação **A** apresentam valores muito próximos dos obtidos para o sistema com todas as cargas a zero (V_0), contrariamente ao que acontece na situação **B**, em que as tensões nos barramentos têm valores muito afastados da situação com todas as cargas do sistema a zero. Nessa situação, verifica-se que os barramentos mais críticos são o barramento 14, barramento 10, barramento 13 e finalmente o barramento 9.

O índice $\frac{V}{V_0}$ foi também testado na rede IEEE 30 barramentos, cujo esquema unifilar e dados relativos aos barramentos, linhas e transformadores são apresentados no anexo 1. Na figura 3.13, é possível observar o valor do índice $\frac{V}{V_0}$ obtido para três situações de carga diferentes: para uma condição perto do caso base (factor de carregamento

$\lambda = 1,1$) - situação **A** - para uma condição perto do caso crítico (factor de carregamento $\lambda = 1,54$) - situação **B** - e para o caso crítico de operação - situação **C**.

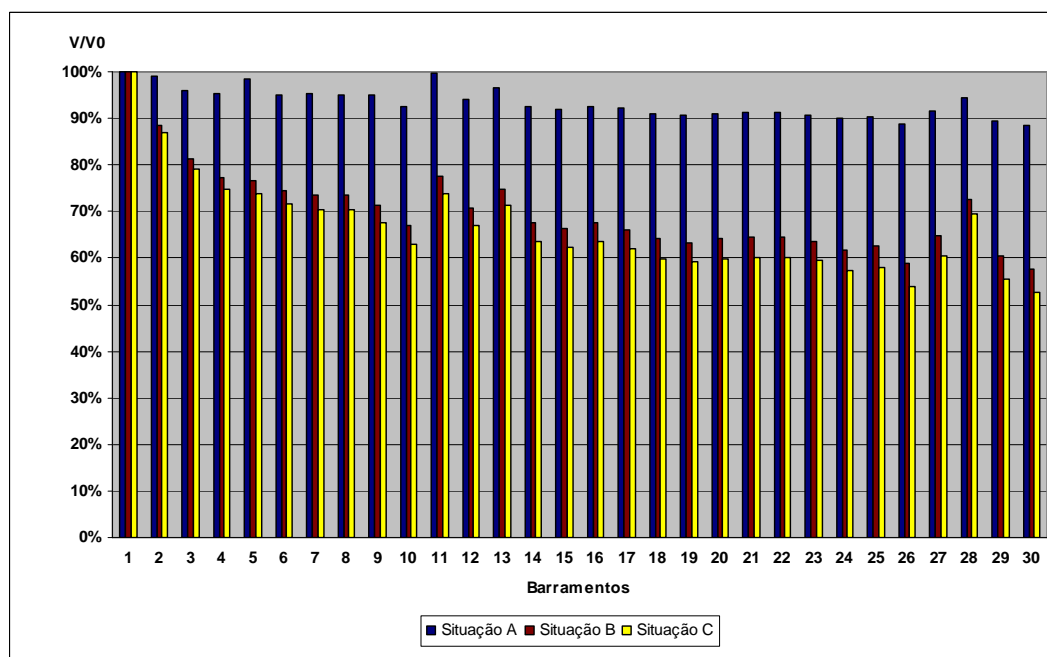


Figura 3.13: Índice V/V_0 na rede IEEE 30 barramentos.

Verifica-se, que à medida que se aproxima do limite de instabilidade de tensão, as tensões dos barramentos apresentam valores cada vez mais afastados do caso com todas as cargas do sistema a zero (V_0). Através da análise dos valores dos índices $\frac{V}{V_0}$ em todos os 30 barramentos do sistema, conclui-se que o barramento mais crítico é o barramento 30.

Finalmente, testou-se este índice na rede eléctrica teste IEEE 57 barramentos. Na figura 3.14 o valor do índice $\frac{V}{V_0}$ foi também obtido para duas situações de carga diferentes: para uma condição perto do caso base (factor de carregamento $\lambda = 1,1$) - situação **A** - e para o caso crítico de operação - situação **B**. Através da aplicação deste índice, verifica-se que o barramento mais crítico da rede é o barramento 31.

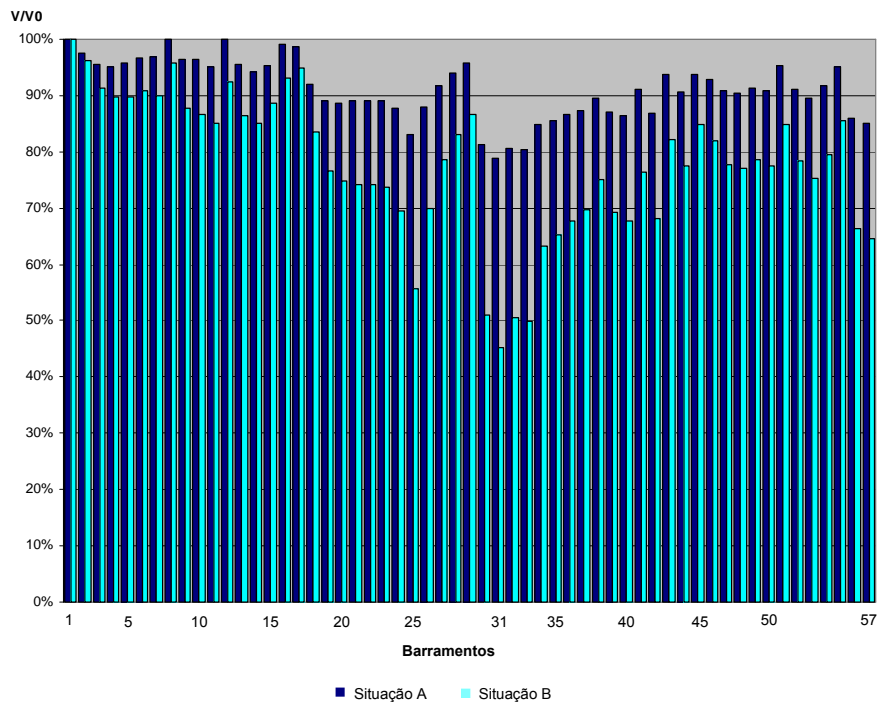


Figura 3.14: Índice V/V0 na rede IEEE 57 barramentos.

3.3 Análise modal Q-V

A técnica de análise modal estática Q-V baseia-se no cálculo dos valores próprios e dos respectivos vectores próprios da matriz reactiva reduzida do Jacobiano, a qual apenas tem informação para barramentos de consumo. Consequentemente, somente é avaliado o efeito das variações de potência reactiva na estabilidade de tensão, o que minimiza o esforço computacional envolvido. Este facto prende-se essencialmente de que variações no valor das amplitudes das tensões estão mais associadas a variações de energia reactiva do que a variações de potência activa.

A análise modal Q-V foi aplicada na rede eléctrica teste IEEE 14 barramentos para três situações de carga diferentes: para o caso base, para um caso intermédio (factor de carregamento 1,5) e para o caso crítico de operação (factor de carregamento 1,779).

Em primeiro lugar, independentemente da rede IEEE utilizada, é necessário determinar a matriz reactiva reduzida do Jacobiano, que é dada pela expressão

$$J_{RQV} = \left[J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right] \quad (3.2)$$

em que J_{QV} , $J_{Q\theta}$, $J_{P\theta}$ e J_{PV} são submatrizes da matriz Jacobiano obtida através da solução do fluxo de cargas.

Os valores próprios da matriz reactiva reduzida do Jacobiano (λ_i), para as três situações de carga consideradas, foram determinados utilizando o Matlab 7.0. Na rede IEEE 14 barramentos, há um barramento de referência e 4 barramentos tipo PV. Portanto, o número de valores próprios da matriz J_{RQV} é igual a 9. Através da magnitude dos valores próprios é possível medir a proximidade do sistema à instabilidade de tensão, ou seja, se $\lambda_i > 0$ o sistema é estável, se $\lambda_i < 0$ o sistema é instável se, por outro lado, $\lambda_i = 0$ o sistema está perto de sofrer um colapso de tensão. Em todas as situações de carga testadas, os valores próprios obtidos foram todos positivos. Assim, se todos valores próprios da matriz J_{RQV} são positivos, o sistema diz-se estável em termos de tensão.

Tal como já foi referido, raramente é necessário calcular mais de que 5 a 10 menores valores próprios para identificar os modos críticos. A tabela 3.15 apresenta os 5 menores valores próprios de J_{RQV} de cada uma das 3 situações de carga referidas.

Ponto de Operação	Caso Base	Caso Intermédio	Caso Crítico
λ_1	2.7075	2.3305	1.4369
λ_2	5.5695	4.9213	3.3732
λ_3	7.664	6.7801	4.6882
λ_4	11.335	10.143	9.957
λ_5	16.432	16.24	11.807

Figura 3.15: Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.

Como se pode verificar, a magnitude dos valores próprios decresce à medida que o

sistema se aproxima da instabilidade de tensão. No ponto crítico de operação, o menor valor próprio é igual a 1,4369. Este valor é considerado como o modo mais crítico e é utilizado para determinar os vectores próprios direito e esquerdo da matriz J_{RQV} , obtendo-se assim o valor do factor de participação de cada um dos barramentos de consumo da rede. Os vectores próprios associados aos valores próprios críticos permitem identificar quais as cargas responsáveis pelo colapso de tensão.

Na figura 3.16, é possível observar a contribuição de cada um dos barramentos de consumo da rede IEEE 14 barramentos para a instabilidade de tensão.

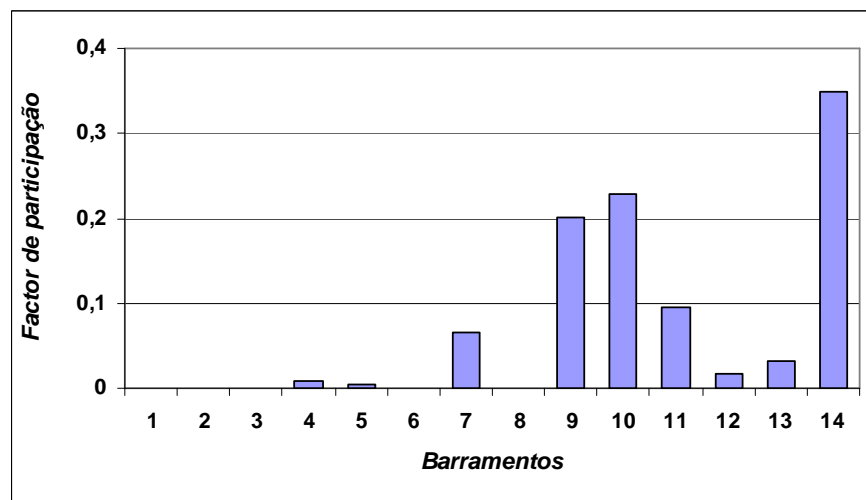


Figura 3.16: Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 14 barramentos, para o menor modo estável.

É possível verificar que os barramentos que contribuem mais para o colapso de tensão no sistema são os barramentos 14, 10 e 9 pois barramentos com elevado factor de participação são considerados os mais críticos.

Portanto, o grau de estabilidade de tensão de um sistema eléctrico pode ser identificado através do cálculo do conjunto dos menores valores próprios e os respectivos vectores próprios da matriz J_{RQV} .

A análise modal Q-V foi também aplicada na rede eléctrica teste IEEE 30 barramentos para três situações de carga diferentes: para o caso base, para um caso intermédio (factor de carregamento 1,3) e para o caso crítico de operação (factor de carregamento 1,549).

O número de valores próprios da matriz J_{RQV} é igual a 24, para todas as situações de carga diferentes, pois a rede IEEE 30 barramentos contém 1 barramento de referência e 5 barramentos tipo PV. Em todas as situações de carga testadas, obtiveram-se apenas valores próprios positivos, portanto o sistema é estável em termos de tensão.

A tabela 3.17 apresenta os 5 menores valores próprios de J_{RQV} de cada uma das 3 situações de carga referidas.

Ponto de Operação	Caso Base	Caso Intermédio	Caso Crítico
λ_1	0.50447	0.44606	0.22759
λ_2	1.037	0.93269	0.58347
λ_3	3.613	3.2958	2.2631
λ_4	4.079	3.7587	2.6559
λ_5	5.5287	5.0714	3.5063

Figura 3.17: Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.

Através da tabela 3.17, conclui-se que o menor valor próprio $\lambda = 0,22759$ é o modo mais crítico do sistema. O factor de participação para este modo foi calculado e os resultados obtidos são apresentados na figura 3.18.

Analisando a figura 3.18, verifica-se que os barramentos 30, 29 e 26 apresentam os maiores factores de participação da rede. O barramento 30 é o barramento que possui o maior factor de participação, logo é o que contribui mais para o colapso de tensão.

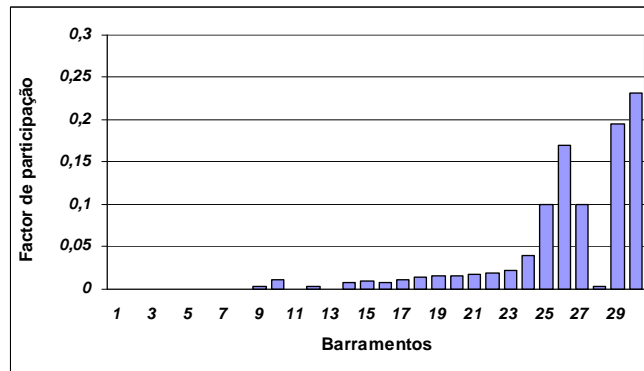


Figura 3.18: Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 30 barramentos, para o menor modo estável.

A rede teste IEEE 57 barramentos foi testada para três situações de carga diferentes: para o caso base, para um caso intermédio (factor de carregamento 1,35) e para o caso crítico de operação (factor de carregamento 1,669). A tabela 3.19 apresenta os 5 menores valores próprios de J_{RQV} de cada uma das 3 situações de carga referidas.

Ponto de Operação	Caso Base	Caso Intermédio	Caso Crítico
λ_1	0.23753	0.19461	0.045454
λ_2	0.61955	0.56034	0.39991
λ_3	0.88271	0.82652	0.5958
λ_4	1.505	0.93476	0.7023
λ_5	6.434	5.8493	0.92772

Figura 3.19: Conjunto dos menores valores próprios de cada uma das 3 situações de carga.

Em todas as situações de carga testadas na rede IEEE 57 barramentos, obtiveram-se apenas valores próprios positivos, portanto o sistema é estável em termos de tensão.

Através da tabela 3.19, verifica-se que a magnitude dos valores próprios decresce à medida que o sistema se aproxima da instabilidade de tensão. No ponto crítico de operação, o menor valor próprio é igual a $\lambda = 0,045454$, o que indica que o sistema está perto de sofrer um colapso de tensão. Assim, o menor valor próprio $\lambda = 0,045454$ é o modo mais crítico do sistema.

Na figura 3.20, é possível observar a contribuição de cada um dos barramentos de consumo da rede IEEE 57 barramentos para a instabilidade de tensão.

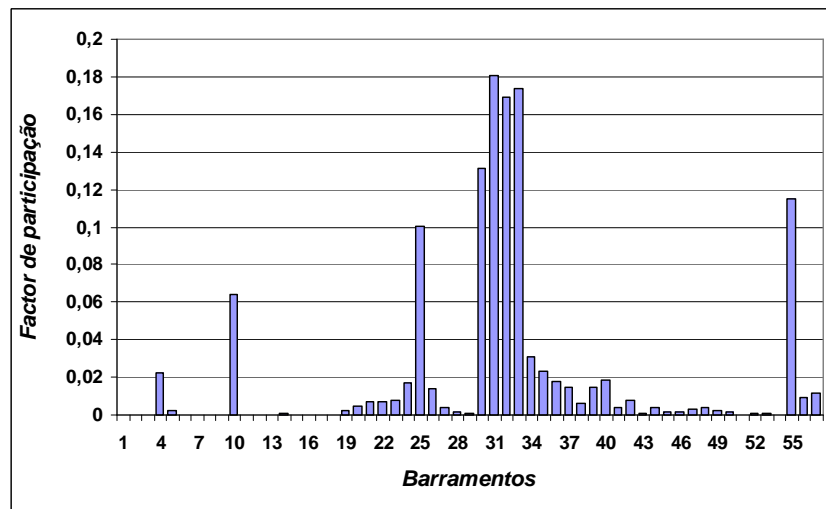


Figura 3.20: Factor de participação de todos os barramentos da rede IEEE 57 barramentos, para o menor modo estável.

A figura 3.20 mostra o valor dos factores de participação de todos os barramentos da rede. Estes factores de participação revelam as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão devido a variações de potência reactiva. Analisando a figura 3.20, verifica-se que o barramento que apresenta o maior factor de participação da rede é o barramento 31. Portanto, o barramento 31 é o barramento que contribui mais para o colapso de tensão.

Através da aplicação da análise modal consegue-se identificar os melhores locais para se proceder à instalação de compensadores estáticos por forma a melhorar as margens de estabilidade do sistema.

3.4 Índice de estabilidade Kessel-Glavitsch, L

O índice proposto por Kessel-Glavitsch [30] é uma medida quantitativa que permite caracterizar a proximidade do estado actual do sistema ao limite de estabilidade de tensão e o seu cálculo numérico é simples e rápido. Assim, mesmo para sistemas de grandes dimensões é possível calcular um índice local em cada nó j . Através deste índice local L_j , é possível determinar o índice L, que descreve a estabilidade de tensão do sistema e que apenas inclui os barramentos de consumo. O índice L pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (3.3)$$

em que α_L é o conjunto de barramentos PQ do sistema.

Se o índice L for calculado através da fórmula (3.3) é necessário determinar a matriz $[F^{LG}]$. De seguida, apresenta-se a forma como se efectuará o cálculo desta matriz.

Para um sistema multi-nodal

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (3.4)$$

Separando os barramentos de carga (PQ) dos barramentos geradores (PV), obtém-se a equação matricial:

$$\begin{bmatrix} I^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y^{LL} & Y^{LG} \\ Y^{GL} & Y^{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

em que L refere-se a nós do tipo PQ e G a nós do tipo PV.

Da equação matricial (3.5) obtém-se:

$$\begin{cases} \mathbf{I}^L = Y^{LL} V^L + Y^{LG} V^G \\ \mathbf{I}^G = Y^{GL} V^L + Y^{GG} V^G \end{cases} \quad (3.6)$$

Resolvendo a primeira equação do sistema de equações (3.6) em ordem a V^L obtém-se:

$$[V^L] = \left\{ [Y^{LL}]^{-1} \right\} [I^L] + \left\{ - [Y^{LL}]^{-1} [Y^{LG}] \right\} [V^G] \quad (3.7)$$

Substituindo a equação (3.7) na segunda equação do sistema de equações (3.6) obtém-se:

$$\begin{aligned} [I^G] &= [Y^{GL}] \left([Y^{LL}]^{-1} [I^L] - [Y^{LL}]^{-1} [Y^{LG}] [V^G] \right) + [Y^{GG}] [V^G] \\ &= [Y^{GL}] [Y^{LL}]^{-1} [I^L] - [Y^{GL}]^2 [Y^{LL}]^{-1} [V^G] + [Y^{GG}] [V^G] \\ &= \left\{ [Y^{GL}] [Y^{LL}]^{-1} \right\} [I^L] + \left\{ [Y^{GG}] - [Y^{GL}]^2 [Y^{LL}]^{-1} \right\} [V^G] \end{aligned} \quad (3.8)$$

Através das equações (3.7) e (3.8) obtém-se a equação matricial (3.9):

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z^{LL}] & [F^{LG}] \\ [K^{GL}] & [Y^{GG}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Portanto,

$$[F^{LG}] = - [Y^{LL}]^{-1} [Y^{LG}] \quad (3.10)$$

Porém, neste trabalho, optou-se por utilizar a fórmula (3.11) para se determinar o valor de todos os índices locais L_j e, conseqüentemente, o índice global L que descreve a estabilidade de tensão de todo o sistema. Portanto, definiu-se um índice local associado a cada barramento $j \in PQs$, da seguinte forma:

$$L_j = \left| \frac{S_j^+}{\underline{Y}_{jj}^* V_j^2} \right| \quad (3.11)$$

em que

$$\underline{S}_j^+ = \underline{S}_j + \underline{V}_j \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ji}^* \underline{S}_i}{\underline{Z}_{jj}^* \underline{V}_i} \quad (3.12)$$

As fórmulas (3.11) e (3.12) utilizam informação da solução do fluxo de cargas.

O gráfico 3.21 mostra o valor dos índices locais L_j para todos os barramentos do tipo PQ da rede eléctrica teste IEEE 14 barramentos. O índice de estabilidade local L_j permite identificar os barramentos críticos do sistema.

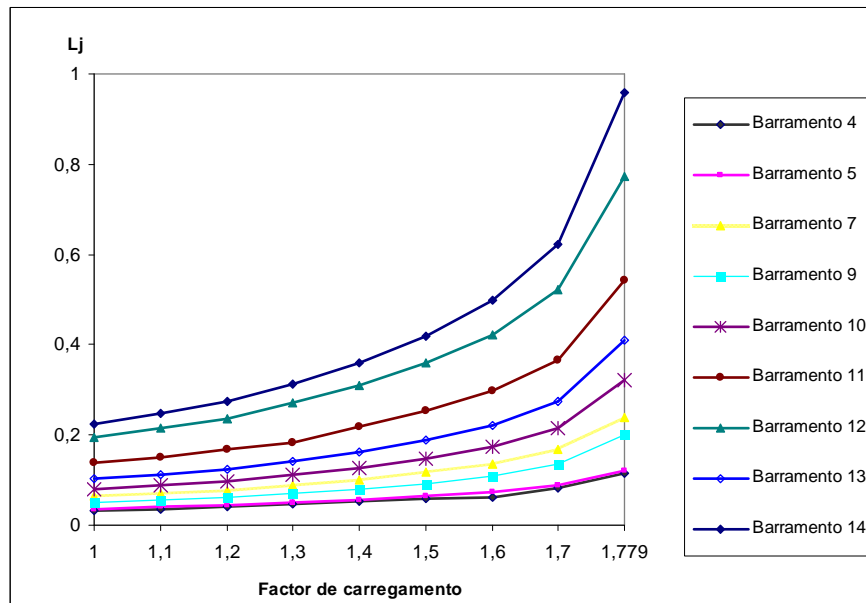


Figura 3.21: Índices L_j para a rede IEEE 14 barramentos.

Pela análise da figura 3.21 é possível verificar que o barramento que apresenta o maior valor do índice L_j da rede IEEE 14 barramentos é o barramento 14, logo é o barramento mais vulnerável do sistema.

Assim sendo, o índice de estabilidade estática de Kessel-Glavitsch da rede IEEE 14 barramentos é dado por:

$$L = \max \{L_j | j \in PQS\} = 0,958 \quad (3.13)$$

Na figura 3.22 o índice L_j e a tensão do barramento 14 (nó crítico da rede de IEEE 14 barramentos) são traçados em função do factor de carregamento.

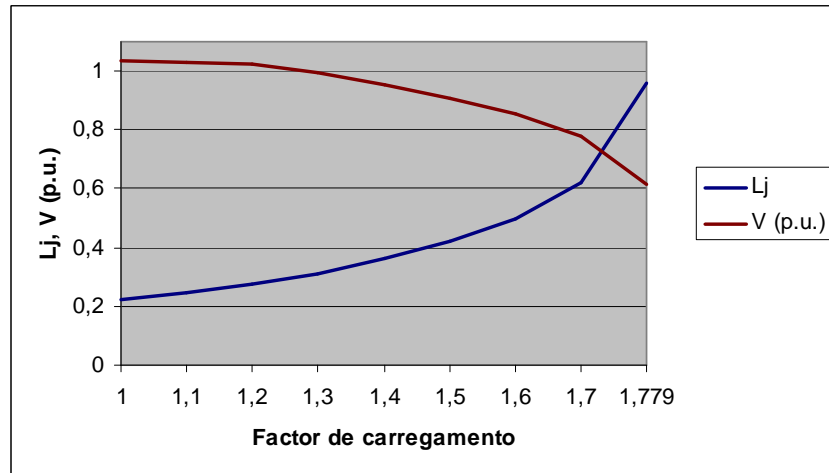


Figura 3.22: Índice L_j do barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos e a sua relação com a tensão no barramento.

Verifica-se que o valor do índice L_j cresce à medida que se aumenta a carga, contrariamente ao que sucede à tensão do barramento.

Concluí-se assim, que o índice local L_j permite determinar os nós críticos que podem originar o colapso da tensão e que o índice L permite estimar a distância do estado actual do sistema ao limite de estabilidade de tensão. Se o índice L for igual à unidade é porque ocorreu colapso de tensão. Portanto, como na rede IEEE 14 barramentos $L=0,958$, concluí-se que existe uma solução em termos de tensão (valores reais de amplitude e fase da tensão) para um dado problema do fluxo de cargas.

Os índices de estabilidade de tensão tanto podem ser usados para identificar os barramentos críticos como os ramos críticos dum sistema. Em [34], mostra-se que tanto pelo cálculo de índices de estabilidade de tensão que identificam os barramentos críticos como pelos que identificam os ramos críticos, obtêm-se resultados igualmente válidos. Porém, através dos índices que identificam as linhas críticas, é possível obter-se uma localização mais precisa de onde ocorreu o colapso de tensão, visto que um barramento é geralmente ligado a vários outros barramentos, o que torna mais difícil a localização exacta da ocorrência do colapso de tensão. Através dos índices de linhas também se

conseguem identificar a causa do colapso de tensão, isto é, se a ocorrência do colapso de tensão foi devido ao carregamento de potência activa ou reactiva.

3.5 Índices de linhas

De forma a verificar a eficácia dos índices de estabilidade de linha referidos em 2.4.5, foram utilizadas 3 redes teste IEEE: a de 14 barramentos, 30 barramentos e a de 57 barramentos. Em todas as redes IEEE usadas, a potência reactiva foi aumentada apenas num barramento, enquanto as cargas nos outros nós permaneceram constantes.

Os seguintes passos foram implementados de forma a analisar os índices de estabilidade de linha:

1. Realizar um estudo de trânsito de potências para o caso base, usando o método de Newton-Raphson.
2. Determinar o valor do índice L_{mn} , para o caso base, de cada uma das linhas das redes utilizadas.
3. Gradualmente, aumentar a potência reactiva num dado barramento, mantendo as cargas nos outros nós constantes, até que a solução do fluxo de cargas deixe de convergir. Calcular o valor do índice L_{mn} para cada variação da carga.
4. Obter o gráfico de L_{mn} versus Q .
5. Determinar qual a linha do barramento que apresenta o maior valor. Essa linha é designada a linha mais crítica do barramento.
6. Seleccionar outro barramento tipo PQ e repetir os passos de 1 até 5.
7. Após a conclusão do passo 6, obter um gráfico comum com todos os barramentos tipo PQ testados, em que seja possível verificar o valor de L_{mn} para cada variação da carga.
8. Repetir os passos de 1 a 7, mas agora para determinar os índices $VCPI(potencia)$, $VCPI(perdas)$, FVSI e LQP

Com base nos resultados obtidos através dos índices de estabilidade que identificam os barramentos críticos, foram seleccionados 3 barramentos tipo PQ de cada

uma das referidas redes com vista a testar os índices de linha L_{mn} , $VCPI(potencia)$, $VCPI(perdas)$, FVSI e LQP.

3.5.1 Índice L_{mn}

Em primeiro lugar, o índice L_{mn} foi testado na rede eléctrica IEEE 14 barramentos, que consiste em 5 barramentos geradores, 9 barramentos de carga e com 20 linhas interligadas (ver apêndice A). Tal como já foi referido, 3 barramentos de carga foram seleccionados para se determinar o efeito da variação da potência reactiva nos valores do índice L_{mn} , os quais por seu lado identificam a linha mais crítica do barramento que está a ser testado. Assim, a potência reactiva nos barramentos 10, 11 e 14 foi, gradualmente, aumentada desde o caso base até se chegar à potência máxima transmissível. Note-se que a potência máxima transmissível é o carregamento máximo de potência que pode ser injectado num barramento de carga sem que a solução do fluxo de cargas divirja.

Os gráficos apresentados nas figuras 3.23, 3.24 e 3.25 mostram o valor do índice de estabilidade de linha L_{mn} , em cada variação da carga, para os barramentos 14, 11 e 10, respectivamente. O índice que apresentar o maior valor em cada gráfico revela a linha crítica do barramento.

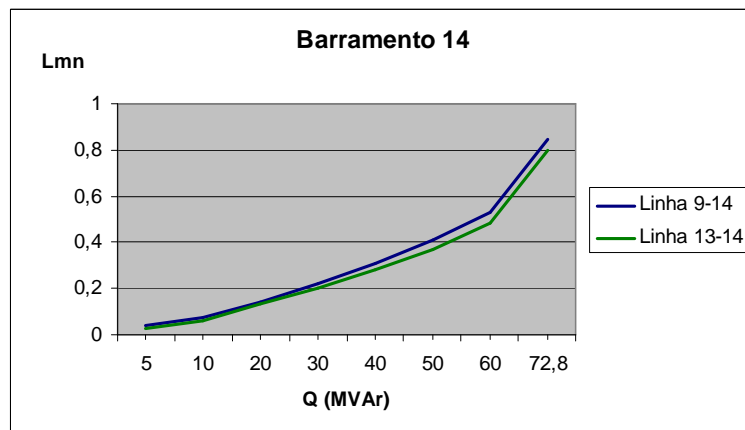


Figura 3.23: Índices l_{mn} referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.

Verifica-se que a linha 9-14 é a linha mais crítica do barramento 14 pois apresenta o maior valor de L_{mn} .

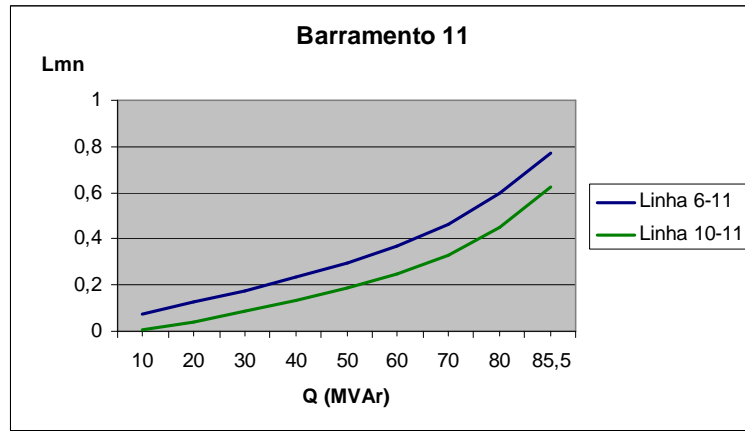


Figura 3.24: Índices l_{mn} referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos.

Neste caso, a linha 6-11 é a linha mais crítica do barramento 11 pois apresenta o maior valor de L_{mn} .

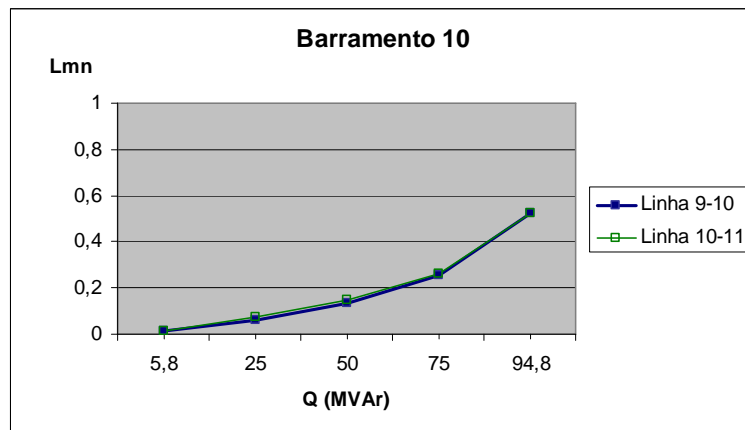


Figura 3.25: Índices l_{mn} referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos.

Analisando a figura 3.25, é possível verificar que ambas as linhas do barramento 10 apresentam valores semelhantes, sendo o valor de L_{mn} , no ponto crítico, para a linha 9-10 de 0,5238 enquanto que para a linha 10-11 é de 0,5213.

Seguidamente, o índice L_{mn} foi testado na rede eléctrica IEEE 30 barramentos, que consiste em 6 barramentos geradores, 24 barramentos de carga e com 41 linhas interligadas (ver apêndice A). A potência reactiva nos barramentos 3, 4 e 30 foi, gradualmente, aumentada desde o caso base até se chegar à potência máxima transmissível.

Os gráficos apresentados nas figuras 3.26, 3.27 e 3.28 mostram o valor do índice de estabilidade de linha L_{mn} , em cada variação da carga, para os barramentos 3, 4 e 30, respectivamente.

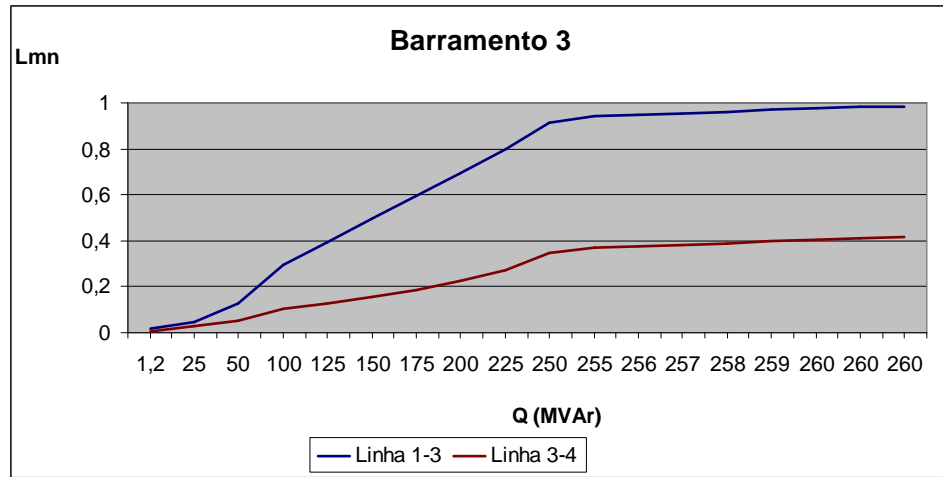


Figura 3.26: Índices l_{mn} referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.

Verifica-se que a linha 1-3 é a linha mais crítica do barramento 3 pois apresenta o maior valor de L_{mn} .

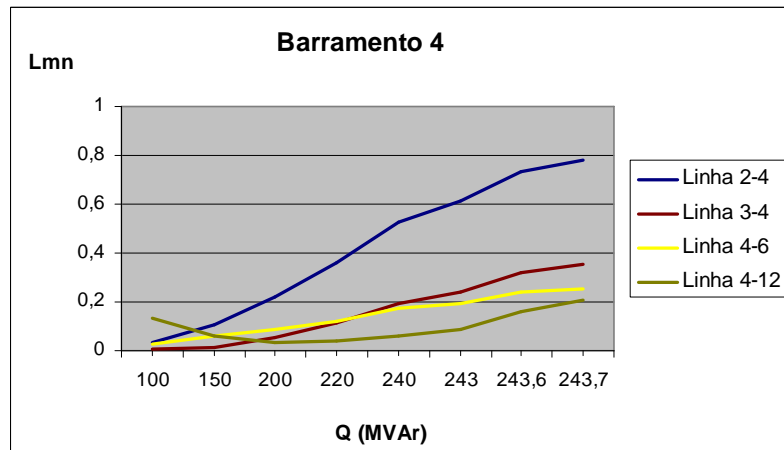


Figura 3.27: Índices l_{mn} referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.

Por apresentar o maior valor de L_{mn} , conclui-se que a linha mais crítica do barramento 4 é a linha que liga o barramento 2 ao barramento 4.

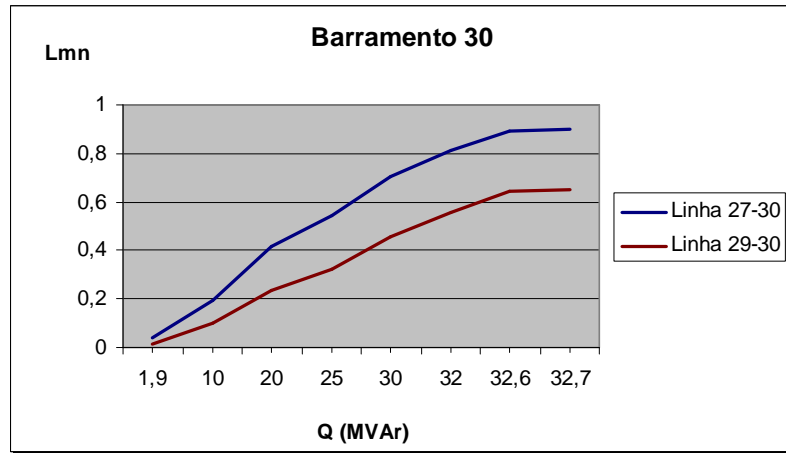


Figura 3.28: Índices l_{mn} referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.

Como é possível verificar, a linha 27-30 é a linha mais crítica do barramento 30.

Por fim, o índice L_{mn} foi testado na rede eléctrica IEEE 57 barramentos, que consiste em 7 barramentos geradores, 50 barramentos de carga e com 80 linhas interligadas (ver apêndice A). Os barramentos da rede IEEE 57 barramentos testados foram os seguintes: 27, 31 e 57. A potência reactiva foi aumentada apenas num barramento de cada vez, enquanto as cargas nos outros nós permaneceram constantes.

Os gráficos apresentados nas figuras 3.29, 3.30 e 3.31 mostram o valor do índice de estabilidade de linha L_{mn} , em cada variação da carga, para os barramentos 27, 31 e 57, respectivamente.

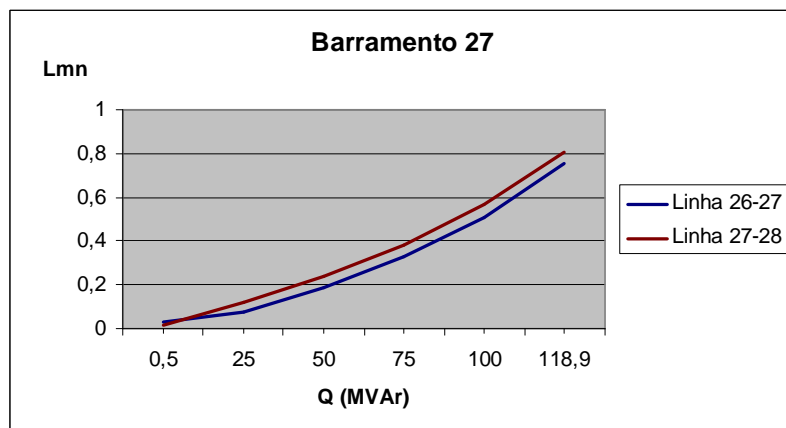


Figura 3.29: Índices l_{mn} referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.

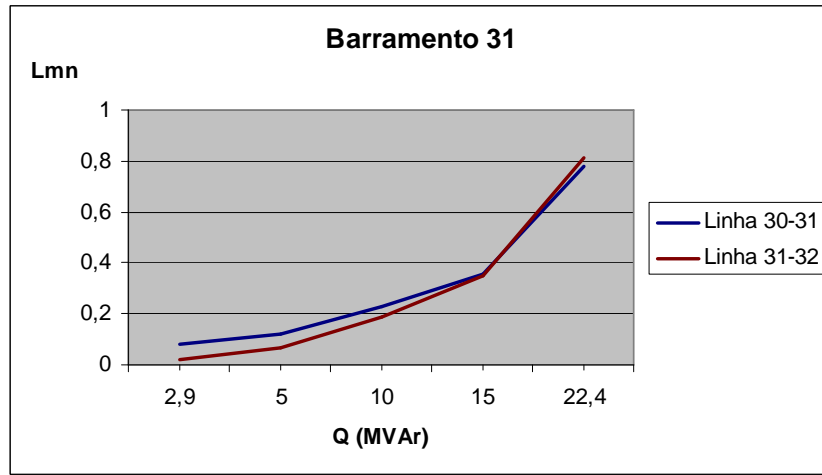


Figura 3.30: Índices l_{mn} referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.

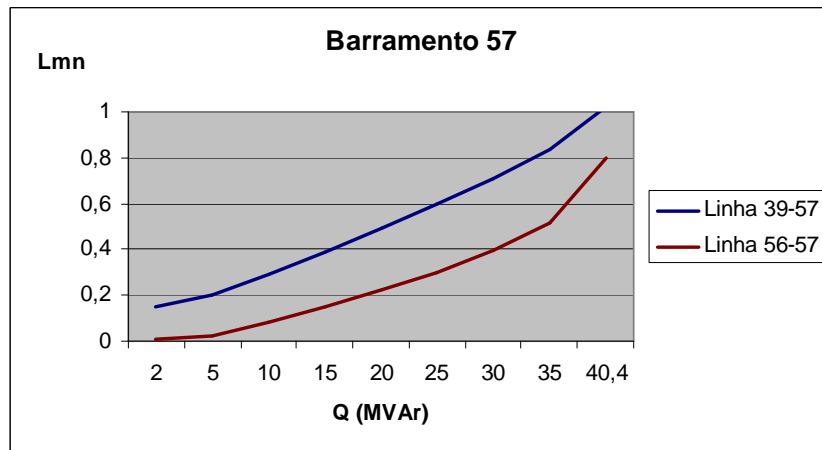


Figura 3.31: Índices l_{mn} referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.

Concluí-se que a linha mais crítica ligada ao barramento 27 é a linha 27-28, a linha mais crítica ligada ao barramento 31 é a linha 31-32 e a a linha mais crítica do barramento 57 é a linha 39-57.

Verificou-se que o índice l_{mn} no caso base apresenta um valor pequeno e devido ao aumento no carregamento do sistema tende a aproximar-se de 1.

3.5.2 Índice LQP

Da mesma forma que no cálculo do índice L_{mn} , no cálculo do índice LQP a potência da carga foi aumentada, a partir do caso base (factor de carregamento $\lambda = 1$) até que o ponto máximo de carregamento fosse alcançado. O processo de simulação consistiu em aumentar gradualmente a potência reactiva num dado barramento, mantendo as cargas nos outros barramentos constantes.

Inicialmente, o índice LQP foi testado no sistema IEEE 14 barramentos e 20 ramos. Nas figuras 3.32, 3.33 e 3.34 são apresentados os resultados obtidos com o índice de linha LQP, desde o caso base ($\lambda = 1$) até ao carregamento máximo (ponto crítico).

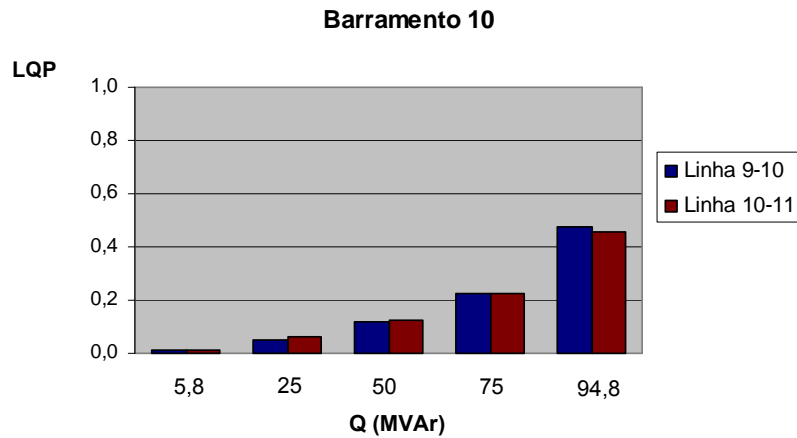


Figura 3.32: Índices LQP referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos.

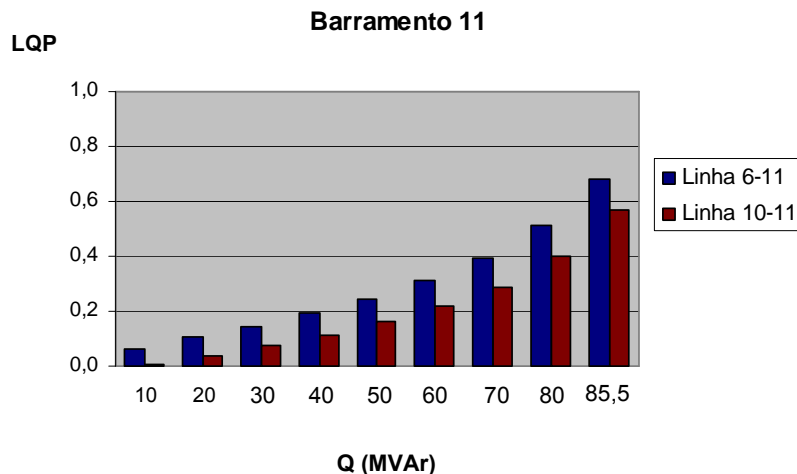


Figura 3.33: Índices LQP referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos.

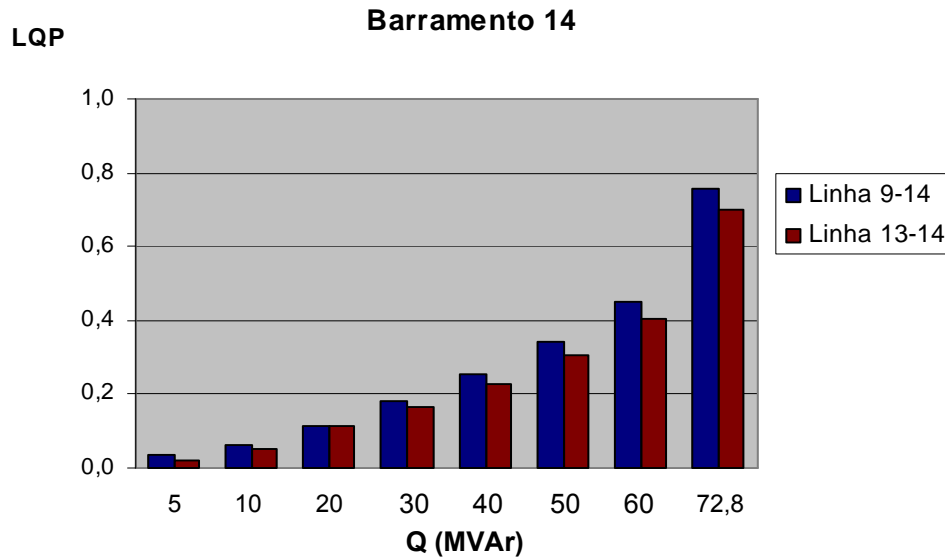


Figura 3.34: Índices LQP referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.

Observa-se que o ramo que liga o barramento 9 ao barramento 10 apresenta o maior valor do índice LQP referente ao barramento 10. Mas, mais uma vez, verifica-se que ambas as linhas do barramento 10 apresentam valores muito semelhantes, sendo o valor de LQP , no ponto crítico, para a linha 9-10 de 0,4741 enquanto que para a linha 10-11 é de 0,4557. No que se refere ao barramento 11, conclui-se que a sua linha mais crítica é a linha 6-11 pois apresenta o maior valor de LQP . Observa-se também que a linha 9-14 apresenta o maior valor de LQP portanto é a linha mais crítica do barramento 14.

O índice LQP também foi testado para a rede IEEE 30 barramentos. Os gráficos apresentados nas figuras 3.35, 3.36 e 3.37 mostram o valor do índice de estabilidade de linha LQP , no carregamento máximo do sistema (ponto crítico), para os barramentos 3, 4 e 30, respectivamente.

Na figura 3.35 comparam-se os ramos ligados ao barramento 3 quando se atinge a potência máxima transmissível. Existem duas linhas ligadas a este barramento: a linha que liga o barramento 1 ao barramento 3 e a linha entre o nó 3 e o nó 4. Analisando a figura 3.35 conclui-se que a linha mais crítica do barramento 3 é a linha 1-3.

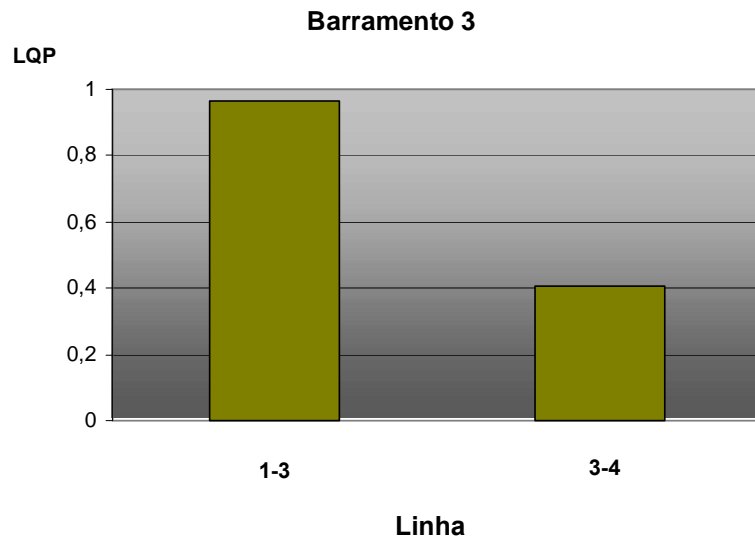


Figura 3.35: Índices LQP referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.

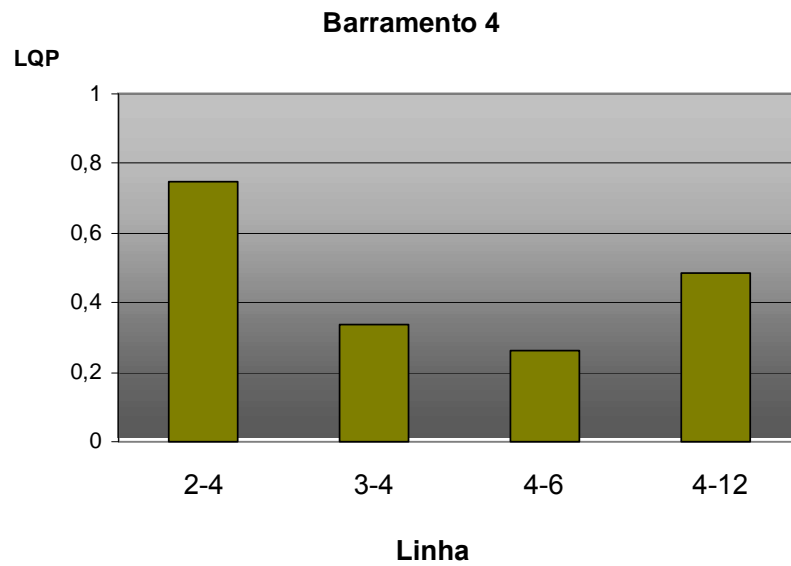


Figura 3.36: Índices LQP referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.

Analisando a figura 3.36, verifica-se que a linha mais crítica ligada ao barramento 4 é a linha 2-4.

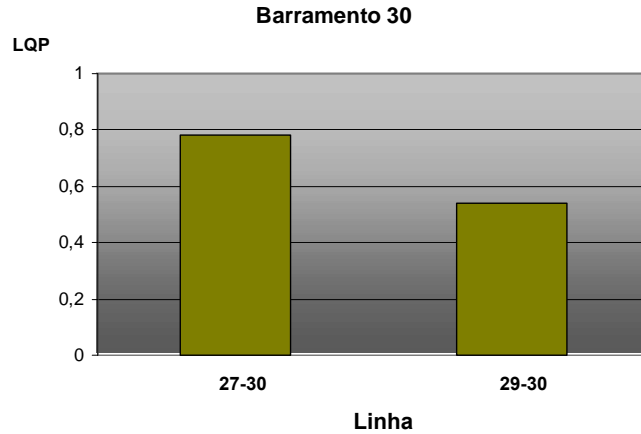


Figura 3.37: Índices LQP referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.

Verifica-se que a linha mais crítica do barramento 30 é a que liga este ao barramento 27.

Finalmente, o índice LQP foi testado no sistema IEEE 57 barramentos e 80 ramos. Nas figuras 3.38, 3.39 e 3.40 são apresentados os resultados obtidos com o índice de linha LQP , desde o caso base ($\lambda = 1$) até ao carregamento máximo do sistema (ponto crítico).

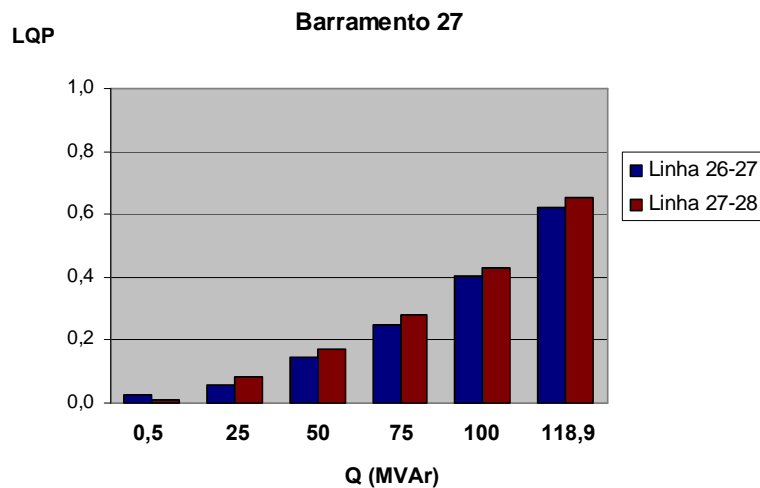


Figura 3.38: Índices LQP referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.

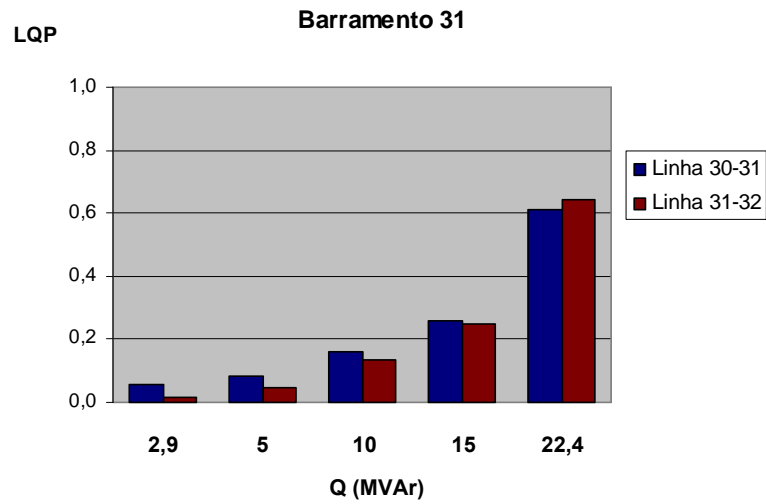


Figura 3.39: Índices LQP referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.

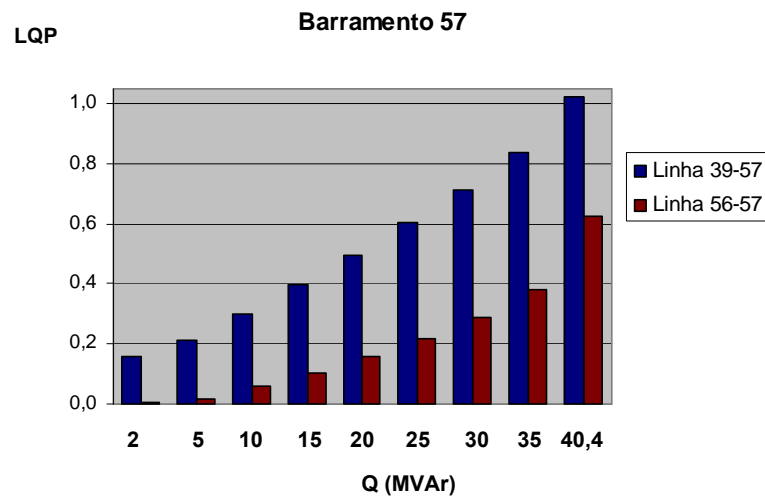


Figura 3.40: Índices LQP referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.

Observando as figuras 3.38, 3.39 e 3.40 concluí-se que, no ponto de carregamento máximo do sistema, a linha mais crítica referente ao barramento 27 é a linha 27-28, a linha mais crítica do barramento 31 é a linha 31-32 e, finalmente, a linha mais crítica do barramento 57 é o ramo que liga os barramentos 39 ao 57.

3.5.3 Índice VCPI

O cálculo dos índices VCPI são baseados na transferência máxima de potência, utilizando informação de fluxos de carga convencionais. O objectivo destes índices é determinar a proximidade de um dado ponto de operação ao colapso de tensão, ou seja, pretende-se avaliar a segurança do sistema.

Inicialmente, realizou-se um estudo de trânsito de potências completo à rede IEEE 14 barramentos, utilizando o programa computacional PowerWorld. Foram realizados aumentos sucessivos de carga até que o programa computacional utilizado, baseado no método de Newton-Raphson, deixou de convergir. Isso indica que o carregamento final é crítico e que o sistema é vulnerável a sofrer um colapso de tensão. Os resultados obtidos pelo programa computacional PowerWorld foram usados para calcular os índices VCPI para cada linha do sistema.

Os gráficos apresentados nas figuras 3.41, 3.42 e 3.43 mostram os valores dos índices de estabilidade VCPI, em cada variação da carga, para os barramentos 10, 11 e 14, respectivamente.

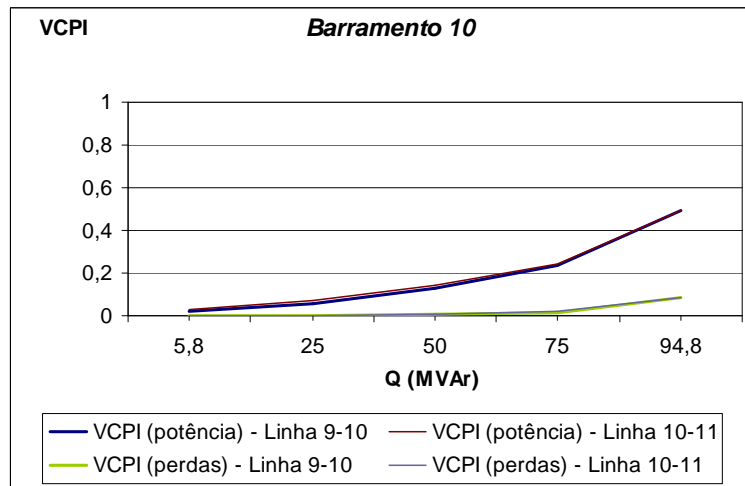


Figura 3.41: Índices *VCPI* referentes ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos.

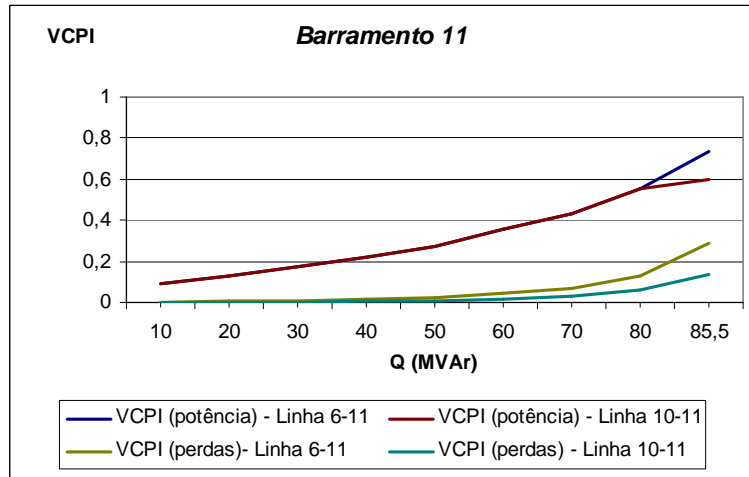


Figura 3.42: Índices *VCPI* referentes ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos.

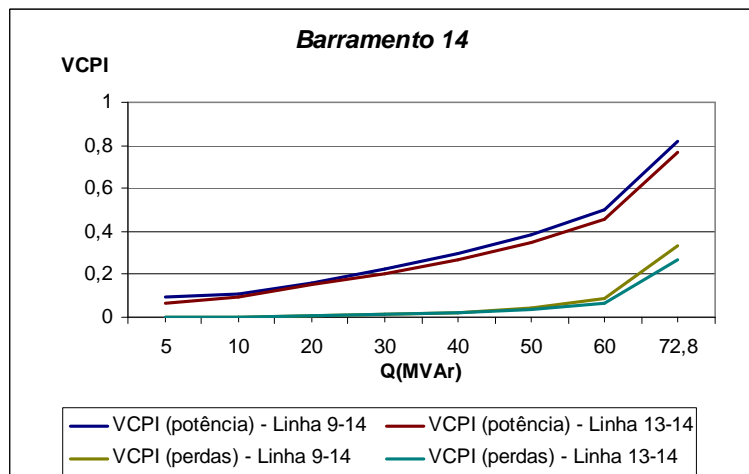


Figura 3.43: Índices *VCPI* referentes ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.

Verifica-se que à medida que se vai aumentando a potência reactiva nos barramentos, tanto o índice $VCPI(\text{potência})$ como o índice $VCPI(\text{perdas})$ crescem. Os dois indicadores, $VCPI(\text{potência})$ e $VCPI(\text{perdas})$, foram calculados para cada um dos ramos ligados aos barramentos 10, 11 e 14, por forma a se verificar o estado de cada uma das linhas. As linhas que apresentam valores elevados dos índices $VCPI$ são pontos possíveis de originarem o colapso de tensão. Analisando as figuras 3.41, 3.42 e 3.43 concluí-se que a linha mais crítica referente ao barramento 10 é a linha 9-10, apresentando a linha 10-11 valores ligeiramente menores. Por outro lado, a linha mais crítica do barramento 11 é a linha 6-11 pois apresenta os maiores valores dos índices $VCPI$. Finalmente, a linha mais crítica do barramento 14 é o ramo que liga os barramentos 9 ao 14 pois este ramo apresenta os maiores valores dos índices.

Os índices $VCPI$ também foram testados para a rede IEEE 30 barramentos e obtiveram-se, no ponto de carregamento máximo, os resultados apresentados nas figuras 3.44, 3.45 e 3.46.

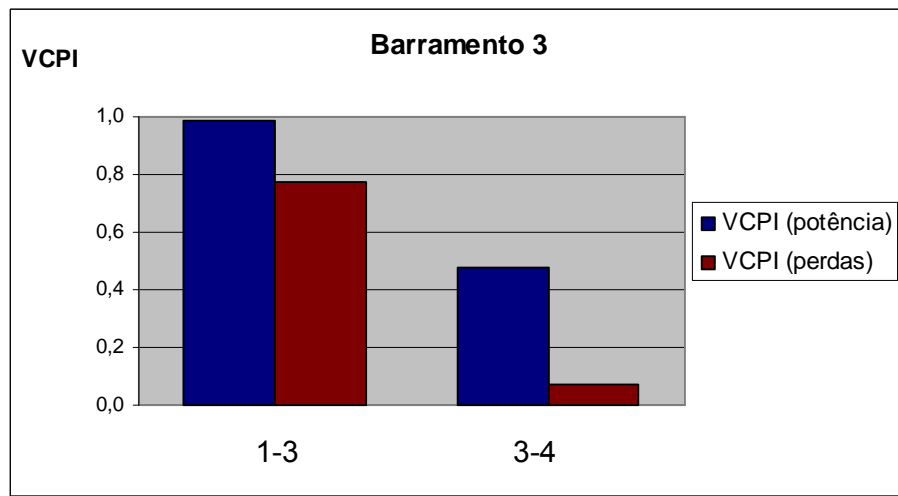


Figura 3.44: Índices $VCPI$ referentes ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.

Através da figura 3.44, concluí-se que a linha 1-3 é a mais crítica do barramento 3 pois é aquela que apresenta os maiores valores dos índices $VCPI(\text{potência})$ e $VCPI(\text{perdas})$.

Analisando a figura 3.45, observa-se que não apresenta valores do índice $VCPI(\text{perdas})$ para a linha que liga o barramento 4 ao barramento 12.

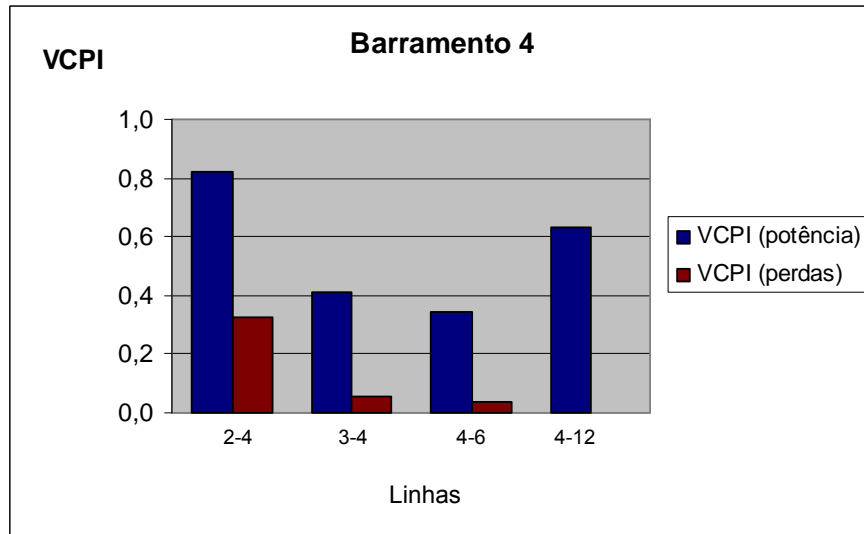


Figura 3.45: Índices $VCPI$ referentes ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.

Relembre-se que

$$VCPI(3) = \frac{P_{perdas}}{P_{perdas(max)}} \quad (3.14)$$

$$VCPI(4) = \frac{Q_{perdas}}{Q_{perdas(max)}} \quad (3.15)$$

Verificou-se em [33] que $VCPI(3) = VCPI(4)$ logo, em lugar de se determinar 2 índices, apenas é necessário o cálculo de 1 sendo para isso suficiente determinar o quociente entre as perdas activas na linha e a potência activa de perdas máxima. Porém, a linha 4-12 é um transformador, logo apenas possui reactância, o que implica que não existem perdas activas na linha 4-12. Portanto, nos casos dos transformadores, é necessário calcular tanto $VCPI(3)$ como $VCPI(4)$. Logo, obtiveram-se $VCPI(3)=0$ e $VCPI(4)=0,5139$. Verifica-se assim que a linha mais crítica, referente ao barramento 4, é a linha que liga os barramentos 2 e 4.

Observando a figura 3.46, concluí-se que a linha mais crítica ligada ao barramento 30 é a linha que liga os barramentos 27 e 30, pois é o ramo que apresenta os maiores

valores dos índices $VCPI(\text{potência})$ e $VCPI(\text{perdas})$.

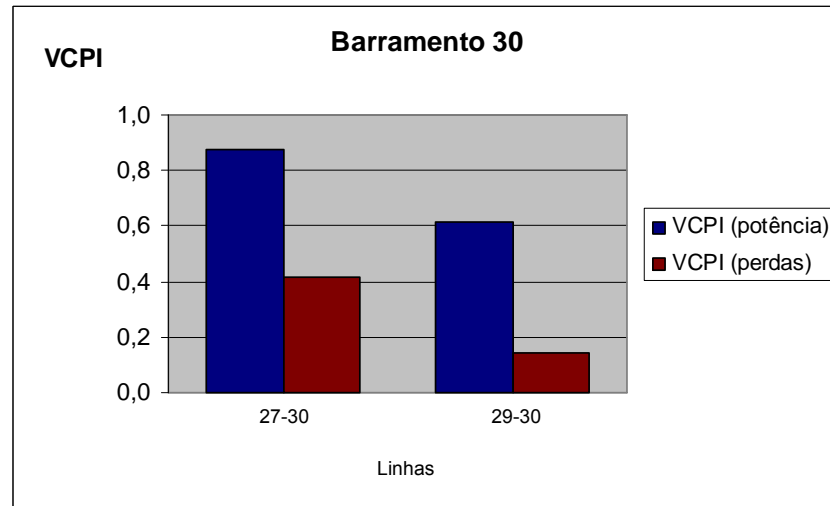


Figura 3.46: Índices $VCPI$ referentes ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.

Os índices $VCPI(\text{potência})$ e $VCPI(\text{perdas})$ foram testados para a rede IEEE 57 barramentos e obtiveram-se os resultados apresentados nas figuras 3.47, 3.48 e 3.49.

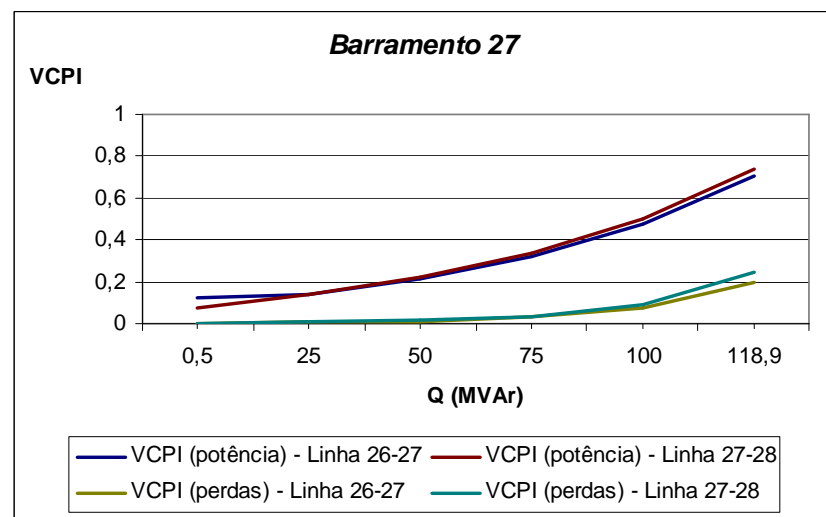
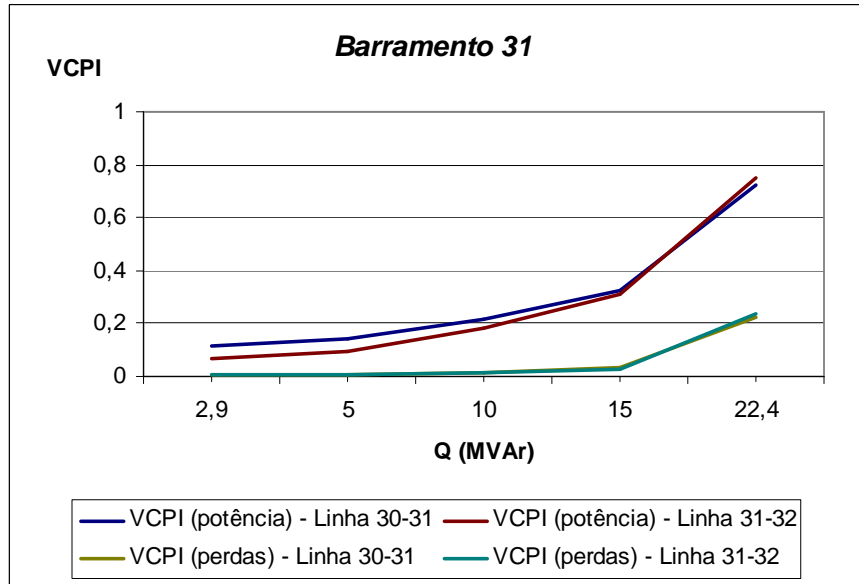
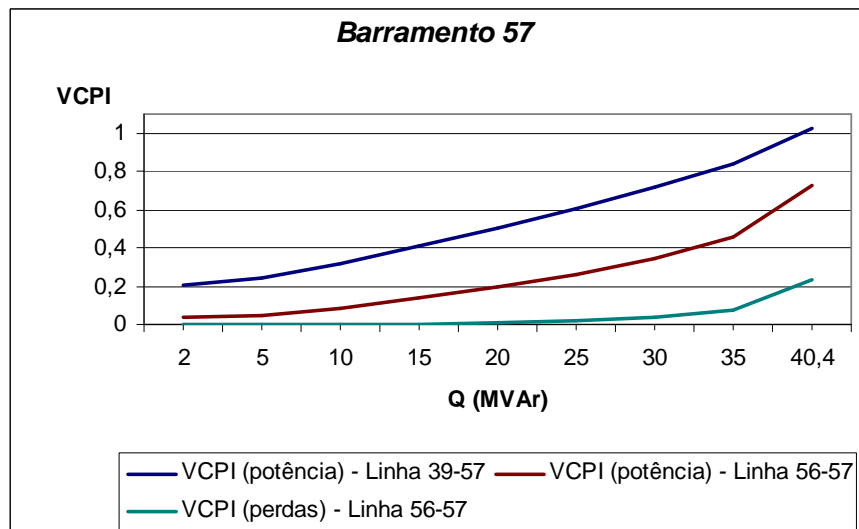


Figura 3.47: Índices $VCPI$ referentes ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.

Figura 3.48: Índices *VCPI* referentes ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.Figura 3.49: Índices *VCPI* referentes ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.

No que diz respeito ao barramento 27, é possível concluir que a linha 27-28 é a linha mais crítica no ponto de carregamento máximo, apesar de no caso base a linha que apresentava maior valor do índice $VCPI(\text{potência})$ ser a linha 26-27. As linhas que estão ligadas ao barramento 31 apresentam valores de $VCPI$ muito semelhantes, porém no ponto crítico os valores dos índices na linha 31-32 são ligeiramente maiores que na linha 30-31. Note-se que no caso base acontecia o oposto, sendo a linha 30-31 a deter um valor de índice $VCPI(\text{potência})$ maior. Na figura 3.49, não é apresentado o $VCPI(\text{perdas})$ para a linha 39-57 por ser um transformador, logo $VCPI(3) \neq VCPI(4)$. Assim, $VCPI(3)=0$ e $VCPI(4)=0,7973$. Concluí-se que a linha 39-57 é uma linha muito crítica e pode originar colapso de tensão do sistema.

3.5.4 Índice FVSI

A rede eléctrica teste IEEE 14 barramentos foi a primeira a ser utilizada por forma a testar o índice de linha FVSI. As figuras 3.50, 3.51 e 3.52 ilustram o valor do índice FVSI à medida que a potência reactiva nos barramentos 10, 11 e 14 é aumentada. Em cada uma dessas figuras, a linha que apresentar o maior valor do índice FVSI indica que essa é a linha crítica do barramento.

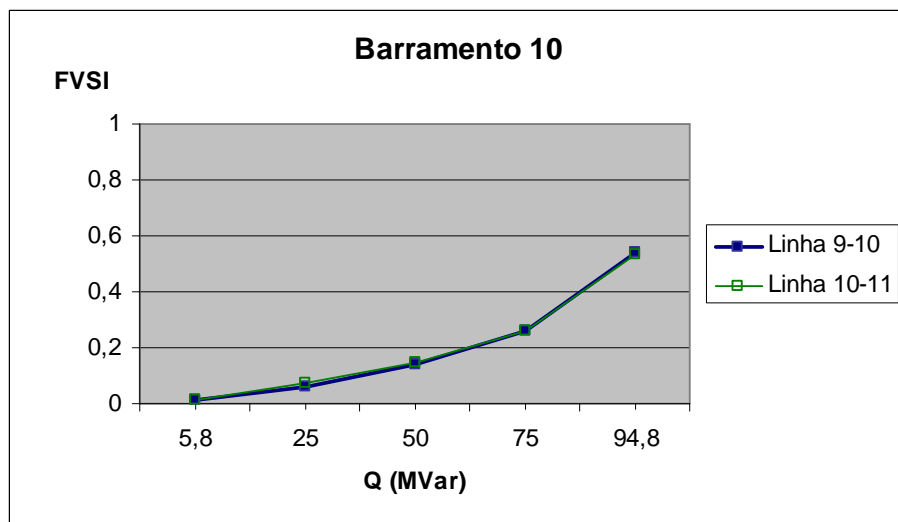


Figura 3.50: Índice FVSI referente ao barramento 10 da rede IEEE 14 barramentos.

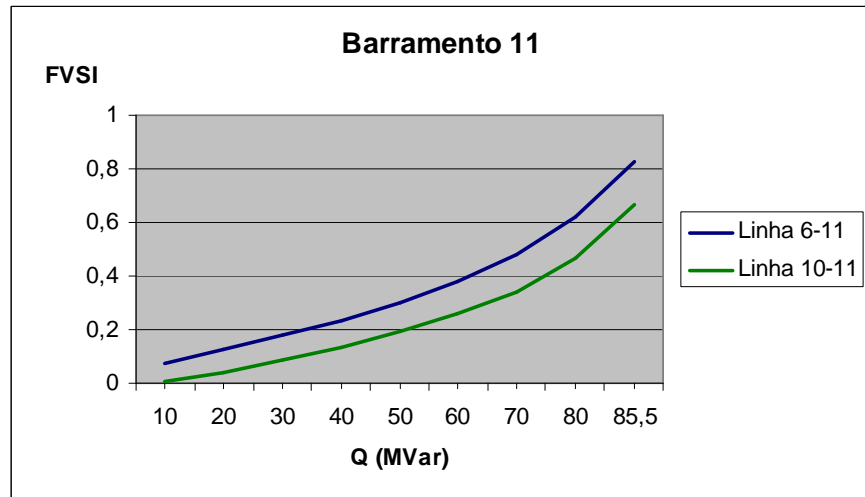


Figura 3.51: Índice FVSI referente ao barramento 11 da rede IEEE 14 barramentos.

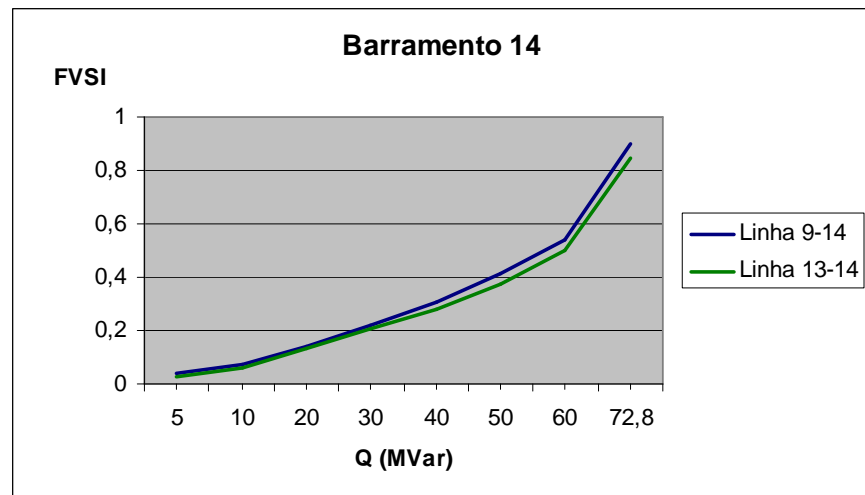


Figura 3.52: Índice FVSI referente ao barramento 14 da rede IEEE 14 barramentos.

Mais uma vez, apesar de possuírem valores muito semelhantes, a linha 9-10 é a linha mais crítica do barramento 10 ($FVSI_{9-10} = 0,5405$; $FVSI_{10-11} = 0,5346$). Verifica-se também que a linha mais crítica do barramento 11 é a linha que liga os barramentos 6 e 11. Por fim, verifica-se que o ramo crítico do barramento 14 é, novamente, a linha 9-14.

Seguidamente, testou-se o índice FVSI na rede eléctrica teste IEEE 30 barramentos e obtiveram-se as figuras 3.53, 3.54 e 3.55.

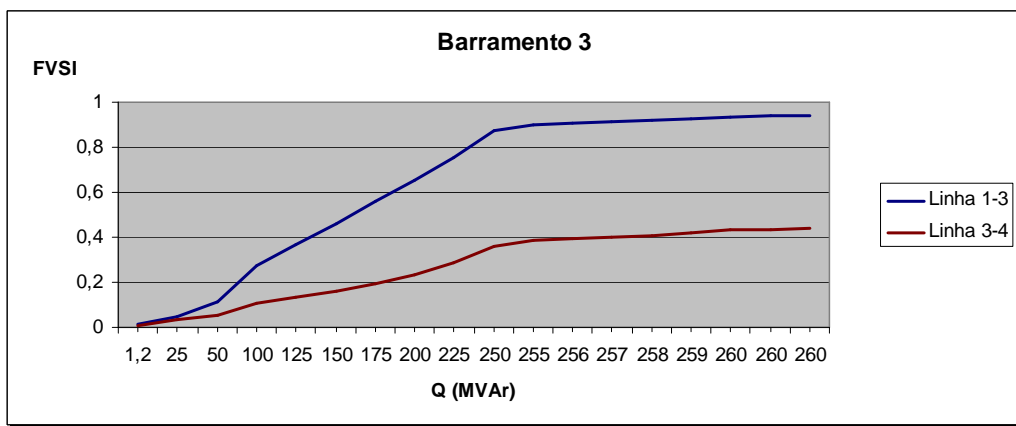


Figura 3.53: Índice FVSI referente ao barramento 3 da rede IEEE 30 barramentos.

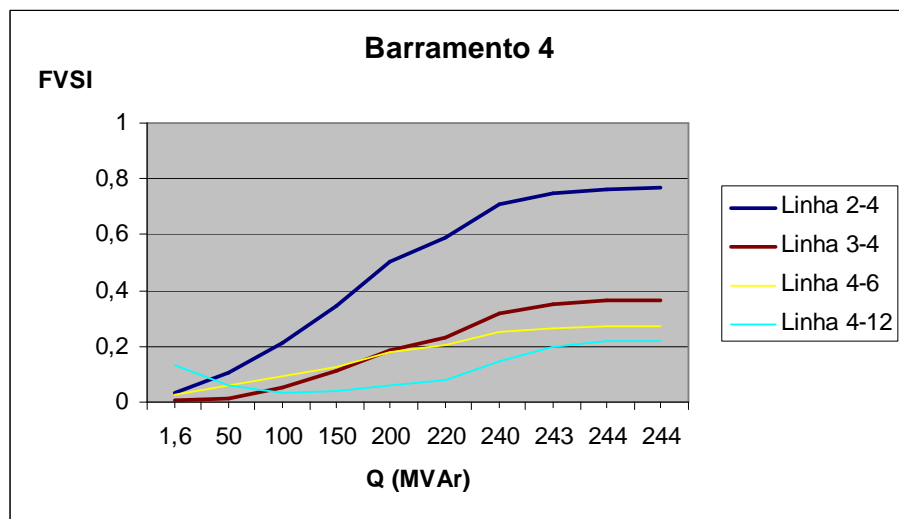


Figura 3.54: Índice FVSI referente ao barramento 4 da rede IEEE 30 barramentos.

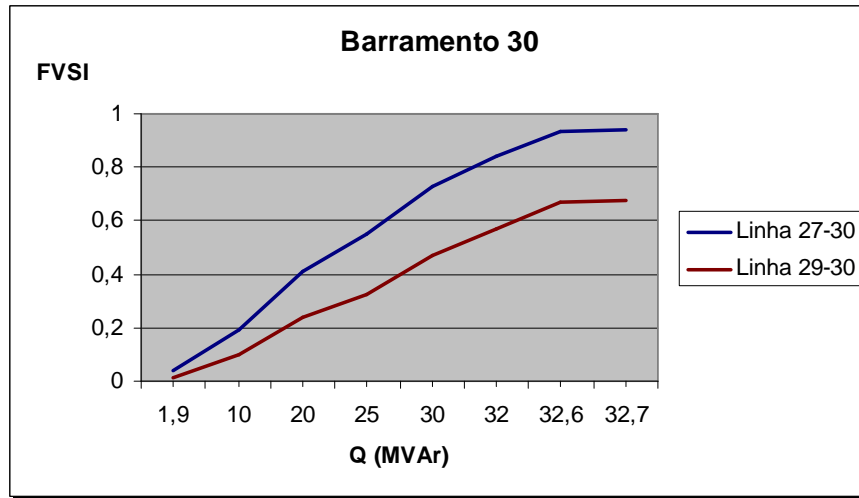


Figura 3.55: Índice FVSI referente ao barramento 30 da rede IEEE 30 barramentos.

Observando as figuras 3.53, 3.54 e 3.55 concluí-se que, no ponto de carregamento máximo do sistema, a linha mais crítica referente ao barramento 3 é a linha 1-3, a linha mais crítica do barramento 4 é a linha 2-4 e, finalmente, a linha mais crítica do barramento 30 é a linha que liga os barramentos 27 e 30.

O índice de linha FVSI foi também testado na rede eléctrica teste IEEE 57 barramentos. As figuras 3.56, 3.57 e 3.58 ilustram o valor do índice FVSI à medida que a potência reactiva nos barramentos 27, 31 e 57 é aumentada.

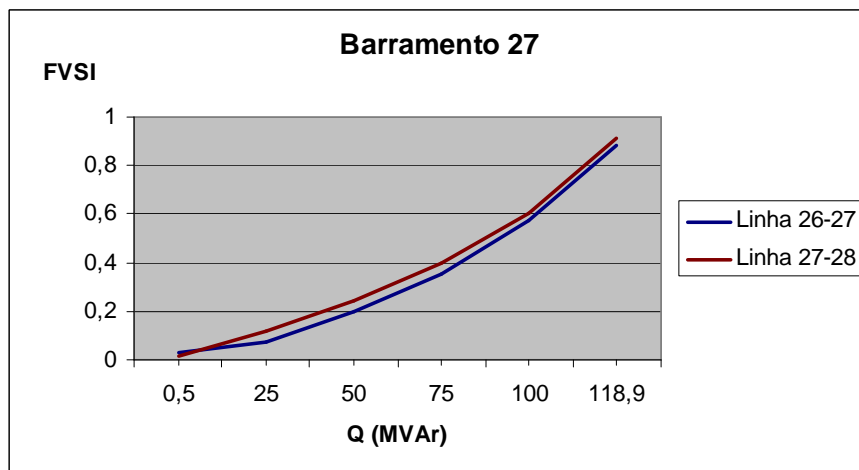


Figura 3.56: Índice FVSI referente ao barramento 27 da rede IEEE 57 barramentos.

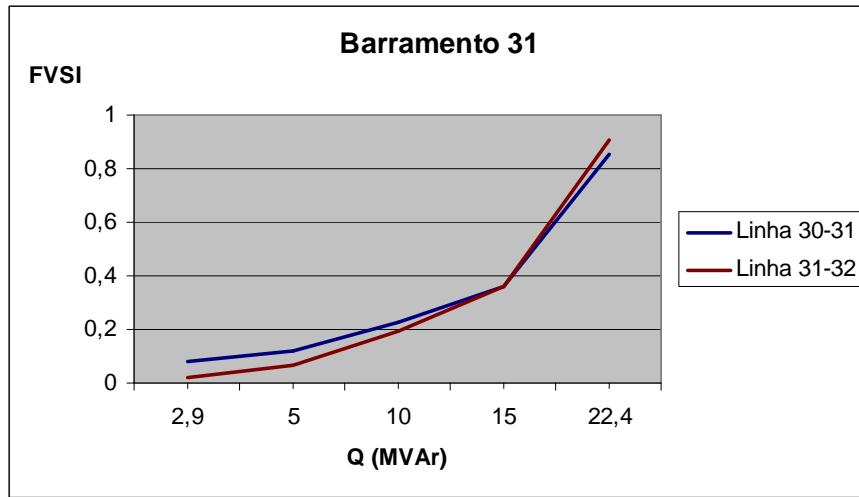


Figura 3.57: Índice FVSI referente ao barramento 31 da rede IEEE 57 barramentos.

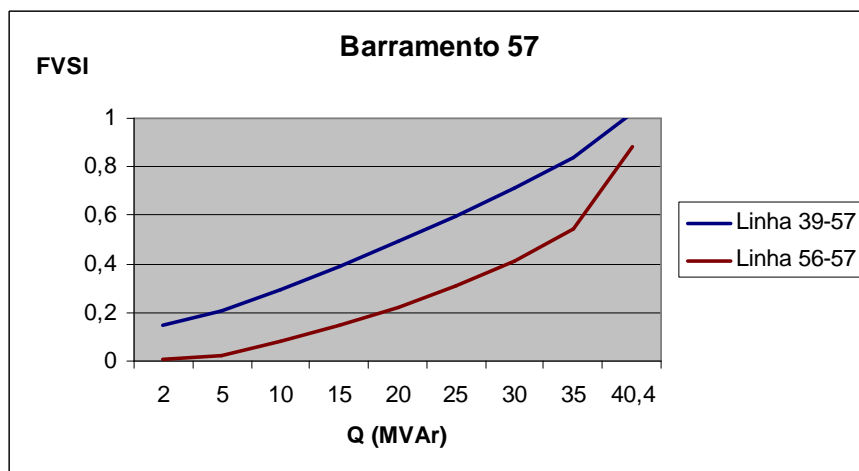


Figura 3.58: Índice FVSI referente ao barramento 57 da rede IEEE 57 barramentos.

Analisando as figuras anteriores, verifica-se que, no ponto de carregamento máximo do sistema, a linha mais crítica referente ao barramento 27 é a linha 27-28, a linha mais crítica do barramento 31 é a linha 31-32 e a linha mais crítica do barramento 57 é o ramo que liga os barramentos 39 e 57.

Em [38] é proposto um índice que determina o barramento mais fraco do sistema, em que o barramento mais seguro de um sistema é o que permite o valor de carregamento maior e o barramento mais crítico o que apresentar o carregamento menor. Para se calcularem os índices de linha foi necessário aumentar, gradualmente, a potência reactiva num dado barramento, mantendo as cargas nos outros nós constantes, até que a solução do fluxo de cargas divergisse. Com base nos resultados obtidos para o cálculo dos índices de linhas, foi possível determinar o carregamento máximo permissível (Q_{max}) para cada um dos barramentos seleccionados das redes testadas, tendo-se obtido as figuras 3.59, 3.60 e 3.61.

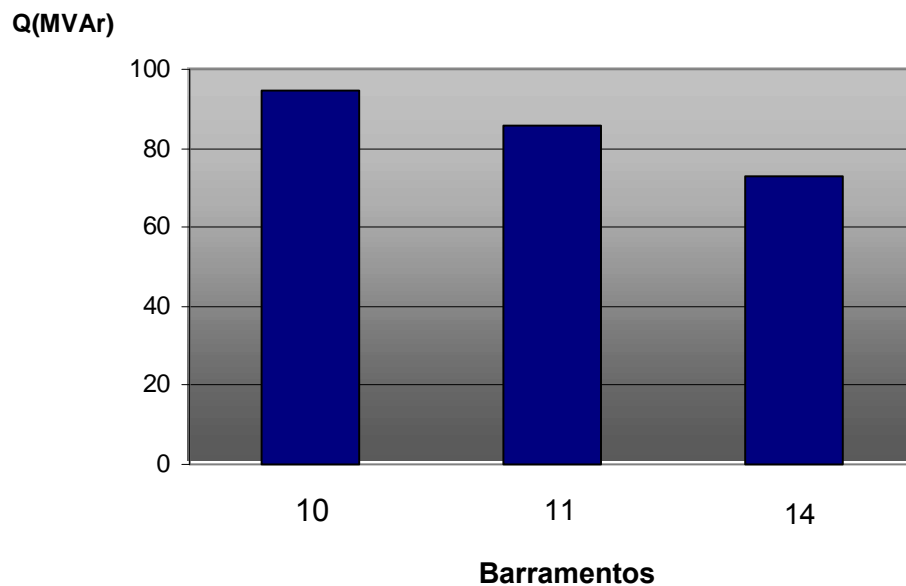


Figura 3.59: Carregamento máximo, Q_{max} , dos barramentos 10, 11 e 14 da rede IEEE 14 barramentos.

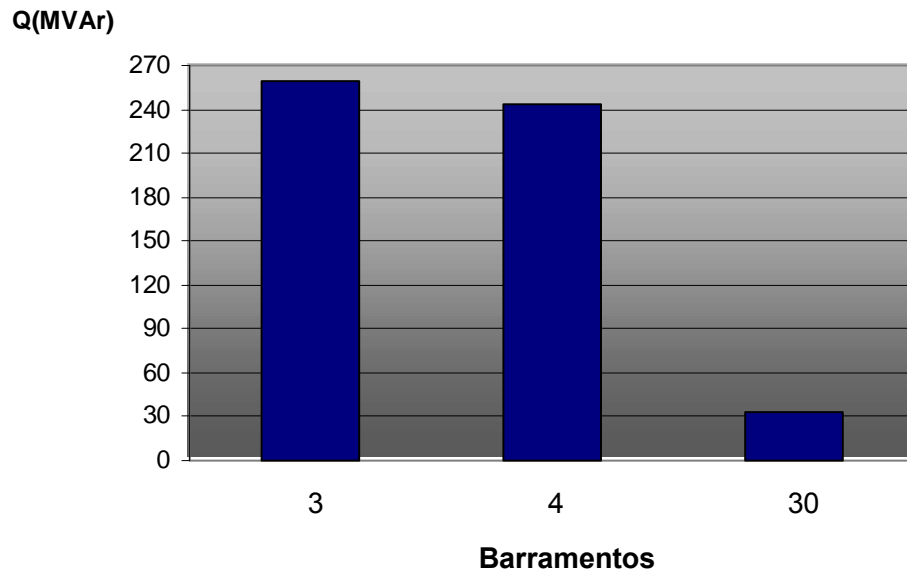


Figura 3.60: Carregamento máximo, Q_{\max} , dos barramentos 3, 4 e 30 da rede IEEE 30 barramentos.

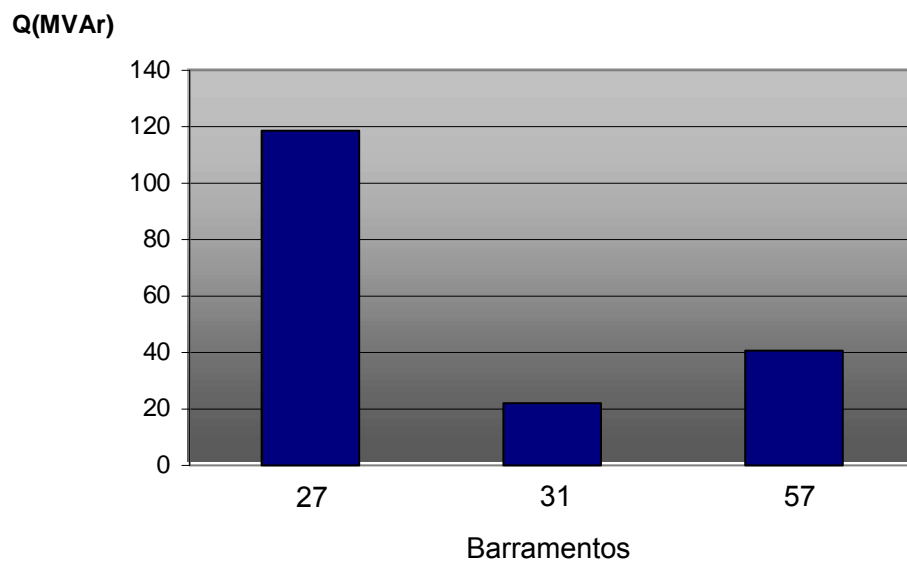


Figura 3.61: Carregamento máximo, Q_{\max} , dos barramentos 27, 31 e 57 da rede IEEE 57 barramentos.

Portanto, com base na potência reactiva máxima que cada um dos barramentos permite, antes que a solução do fluxo de cargas divirja, concluí-se que os barramentos 14, 30 e 31 são os barramentos mais críticos das redes IEEE 14, 30 e 57 barramentos, respectivamente.

3.6 Conclusões

Os métodos e índices de estabilidade de tensão estudados, demonstraram ser capazes de prever o ponto de colapso de tensão, determinando as margens de estabilidade e identificando os barramentos críticos de cada um dos sistemas testados. Comparando as várias técnicas propostas para identificar os barramentos mais fracos das redes, é possível concluir que os resultados obtidos pelas simulações realizadas mostraram-se coerentes entre si. Assim, verificou-se que os barramentos 14, 30 e 31 são os barramentos mais críticos das redes IEEE 14, 30 e 57 barramentos, respectivamente.

Para todos os índices de linha testados, os resultados foram muito semelhantes, o que revela que estes índices têm um elevado grau de precisão e fiabilidade. Assim, para o sistema IEEE 14 barramentos, concluiu-se que a linha mais crítica do barramento 10 é a linha 9-10, a linha mais crítica do barramento 11 é a linha 6-11 e, por fim, a linha mais crítica do barramento 14 é a linha 9-14.

Comparando os valores dos índices de linha, para a rede eléctrica IEEE 30 barramentos, verificou-se que a linha mais crítica do barramento 3 é a linha 1-3, a linha mais crítica do barramento 4 é a linha 2-4 e, por fim, a linha mais crítica do barramento 30 é a linha 27-30.

Finalmente, comparando as várias técnicas propostas, é possível concluir que, para a rede eléctrica IEEE 57 barramentos, a linha mais crítica do barramento 27 é a linha 27-28, a linha mais crítica do barramento 31 é a linha 31-32 e, por fim, a linha mais crítica do barramento 57 é a linha 39-57.

Do estudo realizado concluí-se que, os métodos e índices de estabilidade de tensão estudados são capazes de estimar a distância ao ponto de colapso de tensão. Isto é, através dos valores destes índices, para diferentes níveis de carga, consegue-se perceber o quão perto o sistema se encontra da instabilidade de tensão.

Capítulo 4

Conclusões e trabalho futuro

4.1 Objectivos alcançados

Os elevados níveis de carga dos Sistemas Eléctricos de Energia actuais torna muito provável a ocorrência de incidentes passíveis de afectar gravemente a sua segurança de exploração. A instabilidade de tensão é hoje uma das causas mais frequentes que pode originar um blackout.

Há necessidade de um acompanhamento contínuo do estado de operação do sistema por forma a proceder à identificação das causas e das possíveis medidas de reforço para a prevenção de um colapso de tensão.

Neste trabalho foram descritas e implementadas diversas técnicas de análise de estabilidade de tensão que permitem prever o quão distante se encontra o ponto de operação do limite de estabilidade de tensão do sistema. Estas técnicas determinam as margens e a proximidade de tal ponto de operação, identificando os barramentos mais fracos e as áreas mais críticas do sistema. Os resultados obtidos pelas simulações mostraram-se coerentes entre si e forneceram excelentes indicações de quais eram os barramentos e ramos mais críticos das redes eléctricas IEEE testadas.

4.2 Perspectivas de trabalho futuro

A maioria dos índices estudados neste trabalho foram deduzidos baseados na região de funcionamento estável do sistema, ou seja, desde o caso base até ao ponto de colapso de tensão, P_C . Assim, para trabalho futuro, será interessante analisar o comportamento dos índices propostos após o ponto de colapso de tensão ter sido alcançado, por forma a verificar se mantêm o elevado grau de precisão e eficiência.

Uma área de trabalho futuro é a da obtenção e análise de informação, em tempo real, da rede, por forma a que os operadores possam detectar sinais de instabilidade de tensão e assim prevenir a propagação de perturbações evitando o colapso de tensão.

O desenvolvimento de um sistema que possa medir e monitorizar a tensão e as correntes da rede em tempo real, permitindo aos operadores detectar os primeiros sinais de instabilidade e assim tomar adequadas medidas correctivas para impedir a propagação das instabilidades de tensão é o desejo de qualquer operador.

Sistemas de medidas alargados (Wide Área Measurement Systems - WAMS) e arquitecturas hierárquicas de controlo, combinados com sistemas preditores de tensão (Voltage Instability Predictor - VIP) são hoje apresentados na literatura como áreas de investigação e desenvolvimento promissoras para impedir colapsos de tensão [44].

Apêndice A

Dados das redes de teste

Neste apêndice, são apresentados os dados relativos aos sistemas de teste do IEEE de 14, 30 e 57 barramentos ($S_b=100\text{MVA}$).

- Rede IEEE 14 barramentos

Dados da rede IEEE 14 barramentos							
Nº	Tipo	V(p.u)	Ang.(graus)	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAr)$
1	Ref.	1.060	0.0	0.0	0.0	232.4	-16.9
2	PV	1.045	-4.98	21.7	12.7	40.0	42.4
3	PV	1.010	-12.72	94.2	19.0	0.0	23.4
4	PQ	1.019	-10.33	47.8	-3.9	0.0	0.0
5	PQ	1.020	-8.78	7.6	1.6	0.0	0.0
6	PV	1.070	-14.22	11.2	7.5	0.0	12.2
7	PQ	1.062	-13.37	0.0	0.0	0.0	0.0
8	PV	1.090	-13.36	0.0	0.0	0.0	17.4
9*	PQ	1.056	-14.94	29.5	16.6	0.0	0.0
10	PQ	1.051	-15.10	9.0	5.8	0.0	0.0
11	PQ	1.057	-14.79	3.5	1.8	0.0	0.0
12	PQ	1.055	-15.07	6.1	1.6	0.0	0.0
13	PQ	1.050	-15.16	13.5	5.8	0.0	0.0
14	PQ	1.036	-16.04	14.9	5.0	0.0	0.0

Dados das linhas da rede de 14 barramentos			
Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
1-2	0.01938	0.05917	0.0528
2-3	0.04699	0.19797	0.0438
2-4	0.05811	0.17632	0.0340
2-5	0.05695	0.17388	0.0346
3-4	0.06701	0.17103	0.0128
4-5	0.01335	0.04211	0.0
4-7	0.0	0.20912	0.0
4-9	0.0	0.55618	0.0
5-6	0.0	0.25202	0.0
6-11	0.09498	0.19890	0.0
6-12	0.12291	0.25581	0.0
6-13	0.06615	0.13027	0.0
7-8	0.0	0.17615	0.0
7-9	0.0	0.11001	0.0
9-10	0.03181	0.08450	0.0
9-14	0.12711	0.27038	0.0
10-11	0.08205	0.19207	0.0
12-13	0.22092	0.19988	0.0
13-14	0.17093	0.34802	0.0

(*) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.190 p.u.

- Rede IEEE 30 barramentos

Dados da rede IEEE 30 barramentos							
Nº	Tipo	V(p.u)	Ang.(graus)	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAr)$
1	Ref.	1.060	0.0	0.0	0.0	260.2	-16.1
2	PV	1.043	-5.48	21.7	12.7	40.0	50.0
3	PQ	1.021	-7.96	2.4	1.2	0.0	0.0
4	PQ	1.012	-9.62	7.6	1.6	0.0	0.0
5	PV	1.010	-14.37	94.2	19.0	0.0	37.0
6	PQ	1.010	-11.34	0.0	0.0	0.0	0.0
7	PQ	1.002	-13.12	22.8	10.9	0.0	0.0
8	PV	1.010	-12.10	30.0	30.0	0.0	37.3
9	PQ	1.051	-14.38	0.0	0.0	0.0	0.0
10*	PQ	1.045	-15.97	5.8	2.0	0.0	0.0
11	PV	1.082	-14.39	0.0	0.0	0.0	16.2
12	PQ	1.057	-15.24	11.2	7.5	0.0	0.0
13	PV	1.071	-15.24	0.0	0.0	0.0	10.6
14	PQ	1.042	-16.13	6.2	1.6	0.0	0.0
15	PQ	1.038	-16.22	8.2	2.5	0.0	0.0
16	PQ	1.045	-15.83	3.5	1.8	0.0	0.0
17	PQ	1.040	-16.14	9.0	5.8	0.0	0.0
18	PQ	1.028	-16.82	3.2	0.9	0.0	0.0
19	PQ	1.026	-17.00	9.5	3.4	0.0	0.0
20	PQ	1.030	-16.80	2.2	0.7	0.0	0.0
21	PQ	1.033	-16.42	17.5	11.2	0.0	0.0
22	PQ	1.033	-16.41	0.0	0.0	0.0	0.0
23	PQ	1.027	-16.61	3.2	1.6	0.0	0.0
24**	PQ	1.021	-16.78	8.7	6.7	0.0	0.0
25	PQ	1.017	-16.35	0.0	0.0	0.0	0.0
26	PQ	1.000	-16.77	3.5	2.3	0.0	0.0

N°	Tipo	V(p.u)	Ang.(graus)	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAr)$
27	PQ	1.023	-15.82	0.0	0.0	0.0	0.0
28	PQ	1.007	-11.97	0.0	0.0	0.0	0.0
29	PQ	1.003	-17.06	2.4	0.9	0.0	0.0
30	PQ	0.992	-17.94	10.6	1.9	0.0	0.0

Dados das linhas da rede de 30 barramentos			
Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
1-2	0.0192	0.0575	0.0528
1-3	0.0452	0.1652	0.0408
2-4	0.0570	0.1737	0.0368
3-4	0.0132	0.0379	0.0084
2-5	0.0472	0.1983	0.0418
2-6	0.0581	0.1763	0.0374
4-6	0.0119	0.0414	0.0090
5-7	0.0460	0.1160	0.0204
6-7	0.0267	0.0820	0.0170
6-8	0.0120	0.0420	0.0090
6-9	0.0	0.2080	0.0
6-10	0.0	0.5560	0.0
9-11	0.0	0.2080	0.0
9-10	0.0	0.1100	0.0
4-12	0.0	0.2560	0.0
12-13	0.0	0.1400	0.0
12-14	0.1231	0.2559	0.0
12-15	0.0662	0.1304	0.0
12-16	0.0945	0.1987	0.0
14-15	0.2210	0.1997	0.0
16-17	0.0524	0.1923	0.0

Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
15-18	0.1073	0.2185	0.0
18-19	0.0639	0.1292	0.0
19-20	0.0340	0.0680	0.0
10-20	0.0936	0.2090	0.0
10-17	0.0324	0.0845	0.0
10-21	0.0348	0.0749	0.0
10-22	0.0727	0.1499	0.0
21-22	0.0116	0.0236	0.0
15-23	0.1000	0.2020	0.0
22-24	0.1150	0.1790	0.0
23-24	0.1320	0.2700	0.0
24-25	0.1885	0.3292	0.0
25-26	0.2544	0.3800	0.0
25-27	0.1093	0.2087	0.0
28-27	0.0	0.3960	0.0
27-29	0.2198	0.4153	0.0
27-30	0.3202	0.6027	0.0
29-30	0.2399	0.4533	0.0
8-28	0.0636	0.2000	0.0428
6-28	0.0169	0.0599	0.0130

(*) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.190 p.u.

(**) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.043 p.u.

- Dados da rede eléctrica IEEE 57 barramentos

Dados da rede IEEE 57 barramentos							
Nº	Tipo	V(p.u)	Ang.(graus)	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAr)$
1	Ref.	1.040	0.0	55.0	17.0	128.9	-16.1
2	PV	1.010	-1.18	3.0	88.0	0.0	-0.8
3	PV	0.985	-5.97	41.0	21.0	40.0	-1.0
4	PQ	0.981	-7.32	0.0	0.0	0.0	0.0
5	PQ	0.976	-8.52	13.0	4.0	0.0	0.0
6	PV	0.980	-8.65	75.0	2.0	0.0	0.8
7	PQ	0.984	-7.58	0.0	0.0	0.0	0.0
8	PV	1.005	-4.45	150.0	22.0	450.0	62.1
9	PV	0.980	-9.56	121.0	26.0	0.0	2.2
10	PQ	0.986	-11.43	5.0	2.0	0.0	0.0
11	PQ	0.974	-10.17	0.0	0.0	0.0	0.0
12	PV	1.015	-10.46	377.0	24.0	310.0	128.5
13	PQ	0.979	-9.79	18.0	2.3	0.0	0.0
14	PQ	0.970	-9.33	10.5	5.3	0.0	0.0
15	PQ	0.988	-7.18	22.0	5.0	0.0	0.0
16	PQ	1.013	-8.85	43.0	3.0	0.0	0.0
17	PQ	1.017	-5.39	42.0	8.0	0.0	0.0
18*	PQ	1.001	-11.71	27.2	9.8	0.0	0.0
19	PQ	0.970	-13.20	3.3	0.6	0.0	0.0
20	PQ	0.964	-13.41	2.3	1.0	0.0	0.0
21	PQ	1.008	-12.89	0.0	0.0	0.0	0.0
22	PQ	1.010	-12.84	0.0	0.0	0.0	0.0
23	PQ	1.008	-12.91	6.3	2.1	0.0	0.0
24	PQ	0.999	-13.25	0.0	0.0	0.0	0.0
25**	PQ	0.982	-18.13	6.3	3.2	0.0	0.0
26	PQ	0.959	-12.95	0.0	0.0	0.0	0.0

N°	Tipo	V(p.u)	Ang.(graus)	$P_L(MW)$	$Q_L(MVAr)$	$P_G(MW)$	$Q_G(MVAr)$
27	PQ	0.982	-11.48	9.3	0.5	0.0	0.0
28	PQ	0.997	-10.45	4.6	2.3	0.0	0.0
29	PQ	1.010	-9.75	17.0	2.6	0.0	0.0
30	PQ	0.962	-18.68	3.6	1.8	0.0	0.0
31	PQ	0.936	-19.34	5.8	2.9	0.0	0.0
32	PQ	0.949	-18.46	1.6	0.8	0.0	0.0
33	PQ	0.947	-18.50	3.8	1.9	0.0	0.0
34	PQ	0.959	-14.10	0.0	0.0	0.0	0.0
35	PQ	0.966	-13.86	6.0	3.0	0.0	0.0
36	PQ	0.976	-13.59	0.0	0.0	0.0	0.0
37	PQ	0.985	-13.41	0.0	0.0	0.0	0.0
38	PQ	1.013	-12.71	14.0	7.0	0.0	0.0
39	PQ	0.983	-13.46	0.0	0.0	0.0	0.0
40	PQ	0.973	-13.62	0.0	0.0	0.0	0.0
41	PQ	0.996	-14.05	6.3	3.0	0.0	0.0
42	PQ	0.966	-15.50	7.1	4.4	0.0	0.0
43	PQ	1.010	-11.33	2.0	1.0	0.0	0.0
44	PQ	1.017	-11.86	12.0	1.8	0.0	0.0
45	PQ	1.036	-9.25	0.0	0.0	0.0	0.0
46	PQ	1.050	-11.89	0.0	0.0	0.0	0.0
47	PQ	1.033	-12.49	29.7	11.6	0.0	0.0
48	PQ	1.027	-12.59	0.0	0.0	0.0	0.0
49	PQ	1.036	-12.92	18.0	8.5	0.0	0.0
50	PQ	1.023	-13.39	21.0	10.5	0.0	0.0
51	PQ	1.052	-12.52	18.0	5.3	0.0	0.0
52	PQ	0.980	-11.47	4.9	2.2	0.0	0.0
53***	PQ	0.971	-12.23	20.0	10.0	0.0	0.0
54	PQ	0.996	-11.69	4.1	1.4	0.0	0.0
55	PQ	1.031	-10.78	6.8	3.4	0.0	0.0
56	PQ	0.968	-16.04	7.6	2.2	0.0	0.0
57	PQ	0.965	-16.56	6.7	2.0	0.0	0.0

Dados das linhas da rede de 57 barramentos			
Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
1-2	0.0083	0.0280	0.1290
2-3	0.0298	0.0850	0.0818
3-4	0.0112	0.0366	0.0380
4-5	0.0625	0.1320	0.0258
4-6	0.0430	0.1480	0.0348
6-7	0.0200	0.1020	0.0276
6-8	0.0339	0.1730	0.0470
8-9	0.0099	0.0505	0.0548
9-10	0.0369	0.1679	0.0440
9-11	0.0258	0.0848	0.0218
9-12	0.0648	0.2950	0.0772
9-13	0.0481	0.1580	0.0406
13-14	0.0132	0.0434	0.0110
13-15	0.0269	0.0869	0.0230
1-15	0.0178	0.0910	0.0988
1-16	0.0454	0.2060	0.0546
1-17	0.0238	0.1080	0.0286
3-15	0.0162	0.0530	0.0544
4-18	0.0	0.5550	0.0
4-18	0.0	0.4300	0.0
5-6	0.0302	0.0641	0.0124
7-8	0.0139	0.0712	0.0194
10-12	0.0277	0.1262	0.0328
11-13	0.0223	0.0732	0.0188
12-13	0.0178	0.0580	0.0604
12-16	0.0180	0.0813	0.0216
12-17	0.0397	0.1790	0.0476
14-15	0.0171	0.0547	0.0148
18-19	0.4610	0.6850	0.0

Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
19-20	0.2830	0.4340	0.0
21-20	0.0	0.7767	0.0
21-22	0.0736	0.1170	0.0
22-23	0.0099	0.0152	0.0
23-24	0.1660	0.2560	0.0084
24-25	0.0	1.1820	0.0
24-25	0.0	1.2300	0.0
24-26	0.0	0.0473	0.0
26-27	0.1650	0.2540	0.0
27-28	0.0618	0.0954	0.0
28-29	0.0418	0.0587	0.0
7-29	0.0	0.0648	0.0
25-30	0.1350	0.2020	0.0
30-31	0.3260	0.4970	0.0
31-32	0.5070	0.7550	0.0
32-33	0.0392	0.0360	0.0
34-32	0.0	0.9530	0.0
34-35	0.0520	0.0780	0.0032
35-36	0.0430	0.0537	0.0016
36-37	0.0290	0.0366	0.0
37-38	0.0651	0.1009	0.0020
37-39	0.0239	0.0379	0.0
36-40	0.0300	0.0466	0.0
22-38	0.0192	0.0295	0.0
11-41	0.0	0.7490	0.0
41-42	0.2070	0.3520	0.0
41-43	0.0	0.4120	0.0
38-44	0.0289	0.0585	0.0020
15-45	0.0	0.1042	0.0
14-46	0.0	0.0735	0.0
46-47	0.0230	0.0680	0.0032
47-48	0.0182	0.0233	0.0

Linha	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)
48-49	0.0834	0.1290	0.0048
49-50	0.0801	0.1280	0.0
50-51	0.1386	0.2200	0.0
10-51	0.0	0.0712	0.0
13-49	0.0	0.1910	0.0
29-52	0.1442	0.1870	0.0
52-53	0.0762	0.0984	0.0
53-54	0.1878	0.2320	0.0
54-55	0.1732	0.2265	0.0
11-43	0.0	0.1530	0.0
44-45	0.0624	0.1242	0.0040
40-56	0.0	1.1950	0.0
56-41	0.5530	0.5490	0.0
56-42	0.2125	0.3540	0.0
39-57	0.0	1.3550	0.0
57-56	0.1740	0.2600	0.0
38-49	0.1150	0.1770	0.0030
38-48	0.0312	0.0482	0.0
9-55	0.0	0.1205	0.0

(*) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.100 p.u.

(**) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.059 p.u.

(***) Este barramento apresenta um shunt capacitivo de 0.063 p.u.

Bibliografia

- [1] P.Kundur
“Power System Stability and Control”
McGraw-Hill, New York, 1994
- [2] C.W.Taylor
“Power System Voltage Stability”
McGraw-Hill International Editions, 1994
- [3] Fernando Manuel Domingues Fernandes
“Contribuições para a Avaliação em Tempo Real da Estabilidade de Tensão num Sistema Eléctrico de Energia”
Dissertação de Doutoramento, FEUP, 2001
- [4] José Nuno Moura Marques Fidalgo
“Sistemas Isolados com Produção Eólica: Controlo e Segurança com redes Neurais”
Dissertação de Doutoramento, FEUP, 1995
- [5] T.Van Cutsem, C.Vournas
“Voltage Stability of Electric Power Systems”
Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998
- [6] António C.Andrade, F.P.Maciél Barbosa
“Voltage Collapse Preventive Control- A New Method”
Melecon 2004, Croácia, Maio de 2004
- [7] José Rui da Rocha Pinto Ferreira
“Avaliação da Estabilidade de Tensão com Cenários de Injecção Imprecisos e Identificação de Procedimentos de Controlo”
Dissertação de Doutoramento, FEUP, 1999

- [8] I.Musirin, T.K.A.Rahman
“Novel Fast Voltage Stability Index (FVSI) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System”
2002 Student Conference on Research and Development Proceedings, Shah Alam, Malásia, Julho de 2002
- [9] S.Abe, Y.Fukunaga, A.Isono, B.Kondo
“Power System Voltage Stability”
Paper 82 WM 121-2, IEEE/PES Winter Meeting, Janeiro de 1982
- [10] T.Van Cutsem
“Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures and Analysis Methods ”
Proceedings of the IEEE Vol.88, N°2, pp. 208-227, Fevereiro 2000
- [11] Editor/Coordinator: Claudio Canizares
“Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”
IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, Agosto de 2002
- [12] H.Seifi, K.Imhof
“Voltage Stability Analysis in an Energy Management System - A Pratical Implementation”
12th Power Systems Computation Conference, Dresden, Agosto de 1996
- [13] T.Nagao, K.Tanaka, K.Takenaka
“Development of Static and Simulation Programs for Voltage Stability Studies of Bulk Power System”
Central Research Institute of Electric Power Industry Tokyo, Japan
- [14] A.I.Ibrahim, S.A. Shaban
“Voltage Stability Evaluation for the DEWA Transmission System using Modern Analytical Tools”
Proceedings of the 10th IEEE International Conference on Electronics, Circuits and Systems, Vol. 2, pp.747 - 750, Dezembro 2003
- [15] V. Ajarapu
“Identification of Steady-State Voltage Stability in Power Systems ”
International Journal of Energy Systems, Vol.11, N°10, 1991
- [16] J. Machowski, J.Bialek, J. Bumby
“Power System Dynamics and Stability”
Wiley, England, 1997

- [17] IEEE, Special Publication 90TH0358-2-PWR
“Voltage Stability of Power System: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience” 1990
- [18] CIGRE Task Force 38-02-10
“Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena” 1993
- [19] V.Ajjarapu, C.Christy
“The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”
IEEE PICA Conference Proceedings, pp. 304-311, Maio 1991
- [20] V.Ajjarapu, B.LEE
“Bibliography on Voltage Stability”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, N°1, 1998
- [21] J.Rui Ferreira, J.A. Peças Lopes, J.Tomé Saraiva
“Avaliação Global da Segurança N-1 Face ao Risco de Instabilidade de Tensão de um Sistema de Energia”
ELAB'96 3º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Energia, Comunicação N°88
- [22] António Gómez Expósito
“Análisis y Operación de Sistemas de Energia Eléctrica”
McGraw-Hill
- [23] A.A.P.Lerm, F.A.Beacon Lemos, A.S.Silva
“Análise de Estabilidade de Tensão via Abordagens Dinâmicas e Estática”
ELAB'96 3º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Energia, Comunicação N°9
- [24] B.Gao, G.K.Morison, P.Kundur
“Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis”
IEEE, Transactions on Power Systems, Vol.7, N°4, Novembro de 1992
- [25] C.Barbier, J.P.Barret
“Analyse des Phénomènes d'Écroulement de Tension sur un Réseau de Transport”
Paper RGE, Tome 89, N°10, CIGRE, Outubro de 1980
- [26] CIGRE Task Force 38-01-03
“Planning Against Voltage Collapse”
Electra, N°111, pp. 55-75, 1987

- [27] Y.Mansour, W.Xu, F.Alvarado, C.Rinzin
“SVC Placement using Critical Modes of Voltage Stability ”
IEEE, Transactions on Power Systems, Vol.9, pp 757-763, Maio de 1994
- [28] P.W.Sauer, M.A.Pai
“Power System Steady State Stability and the Load Flow Jacobian ”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, N°4, 1990
- [29] B.M.Weedy, B.J.Cory
“Electric Power Systems”
John Wiley & Sons Ltd, 4ªEdition, 1998
- [30] P.Kessel, H.Glavitsch
“Estimating the Voltage Stability of a Power System”
IEEE, Transactions on Power Delivery, Vol.PWRD-1, N°3, Julho de 1986
- [31] L.P.Singh
“Advanced Power System Analysis and Dynamics”
New Age Interntional Ltd., Publishers, 3ªEdition
- [32] A.K.Sinha, D.Hazarika
“Voltage Collapse Proximity Indicating Index Using Diagonal Element of Jacobian Matrix”
Industrial Technology 2000. Proceedings of IEEE International Conference, Vol. 2, pp 480-485, Janeiro de 2000
- [33] M.Moghavvemi, O.Faruque
“Real-Time Contingency Evaluation and Ranking Technique ”
IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, N°5, Setembro de 1998
- [34] A.Mohamed, G.B.Jasmon
“Determining the Weak Segment of a Power System with Voltage Stability Considerations”
Electric Machines and Power Systems, Vol.24, pp. 555-568, 1996
- [35] M.Moghavvemi, G.B.Jasmon
“New Method for Indicating Voltage Stability Condition in Power System”
Proceedings of IEEE International Conference on Power Engineering, Singapore, IPEC'97, pp. 223-227, 1997

- [36] M.Moghavvemi, F.M.Omar
“Technique for Contingency Monitoring and Voltage Collapse Prediction ”
IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, N°6, pp. 634-640
Novembro de 1998
- [37] M.Moghavvemi, M.O.Faruque
“Technique for Assessment of Voltage Stability in Ill-Conditioned Radial Distribution Network ”
IEEE Power Engineering Review, Janeiro de 2001
- [38] I.Musirin, T.K.A.Rahman
“Estimating Maximum Loadability for Weak Bus Identification using FVSI”
IEEE Power Engineering Review, Novembro de 2002
- [39] M.Moghavvemi, O.Faruque
“Estimation of Voltage Collapse from Local Measurement of Line Power Flow and Bus Voltages”
IEEE Power Tech, 99, pp 1-6, 1999
- [40] Y.Tamura, H.Mori, S.Iwamoto
“Relationship between Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electrical Power Systems”
IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, N°5, Maio de 1983
- [41] I.Musirin, T.K.A.Rahman
“On-line Voltage Stability based Contingency Ranking using Fast Voltage Stability Index (FVSI)”
Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Vol.2, pp 1118-1123, Outubro de 2002
- [42] A.Mohamed, G.B.Jasmon, S.Yusoff
“A Static Voltage Collapse Indicator using Line Stability Factors ”
Journal of Industrial Technology, Vol.7, N°1, pp. 73-85, 1989
- [43] T.Q.Tuan, J.Fandino, L.Pierrat, J.C.Sabonnadiere, H.Vu
“New Method for Calculation of Load Shedding to Avoid Risks of Voltage Collapse”
IEEE Transactions on Power Systems, Vol.9, N°1, pp. 341-348, Fevereiro 1990
- [44] J.Bertsch, M.Zima, A.Surányi, C.Carnal, C.Rehtanz, M.Larsson
“Experiences with and Perspectives of the System for Wide Area Monitoring of Power Systems”
CIGRE/IEEE-PES International Symposium Quality and Security of Electrical Power Delivery Systems, Montreal, Canada, Outubro 2003