

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores - Energia



- Índices de Estabilidade de Tensão num Sistema Eléctrico de Energia -

André Filipe Magalhães Costa

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
sob orientação de
Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

(O Presidente do Júri, Professor Doutor Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda)

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Rua Roberto Frias, s/n, 4200-465 Porto, Portugal

Março de 2008

Resumo

O objectivo desta dissertação foi o de desenvolver um estudo dos índices de estabilidade de tensão num sistema eléctrico de energia.

Este trabalho pode-se dividir em duas grandes parte. A primeira parte, começa pela análise da problemática da estabilidade de tensão, abordando o porquê da crescente importância deste assunto, evidenciando quer a parte económica quer a parte técnica bem como os factores mais importantes que levam a que haja fenómenos de instabilidade de tensão. Seguidamente é feita uma descrição sucinta dos métodos convencionais de controlo de tensão bem como algumas medidas de cariz preventivo que podem ser usadas afim de evitar situações de maior gravidade, como é o caso do colapso de tensão. São também apresentados alguns dos programas computacionais desenvolvidos para o estudo deste tema, dando uma especial relevância ao EUROSTAG que foi o programa usado neste estudo; e culmina com uma exposição teórica dos índices de estabilidade de tensão. Na segunda parte, é realizado um estudo sobre uma rede teste, a rede do IEEE de 14 barramentos, onde são determinados os índices de estabilidade para toda a rede e é feita uma análise crítica dos resultados obtidos.

Palavras-chave: Sistemas Eléctricos de Energia;
Estabilidade de Tensão;
Índices de Estabilidade de Tensão.

Abstract

The purpose of this thesis was to develop a study of the voltage stability indices in an electrical energy system.

This work can be divided in two major parts. The first one begins with the analysis of the problematic of the voltage stability, approaching the reasons of the increasing importance of this subject, highlighting both economical and technical parts, and also the most important factors that lead to voltage instability. After that it is described the conventional methods of voltage control as well as some preventive measures that can be used to avoid more severe situations, like the voltage collapse. It's also presented some computer programs developed to the study of this subject, giving a special relevance to EUROSTAG because is the program used in this work. This thesis ends with a theoretical exposition of the voltage stability indices.

In the second part is carried through a study in IEEE 14 bus network test, where the stability indices are determined and a critical analysis of the results is presented.

Keywords: Electric Power Systems;
Voltage Stability;
Voltage Stability Indices.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer á FEUP ao DEEC em particular à secção de Energia por me por á disposição as ferramentas necessárias à realização deste trabalho.

Gostaria de agradecer também ao meu orientador, Professor Fernando Pires Maciel Barbosa pela disponibilidade, esclarecimentos e paciência demonstrada.

Um muito obrigado a todos colegas, amigos e familiares, que de uma forma directa ou indirecta me ajudaram na realização deste trabalho.

Índice

Resumo.....	- 3 -
Abstract	- 5 -
Índice de Figuras.....	- 11 -
Índice de Tabelas.....	- 12 -
Capítulo I.....	- 13 -
1. Introdução.....	- 13 -
1.1 Objectivos.....	- 14 -
1.2 Estrutura da Dissertação	- 14 -
Capítulo II.....	- 15 -
2. Estado da Arte.....	- 15 -
2.1. Curvas P-V e curvas Q-V	- 22 -
2.2 Análise da sensibilidade V-Q	- 33 -
2.3 Análise modal Q-V	- 36 -
2.4 Conclusão	- 42 -
Capítulo III	- 43 -
3. Métodos de Controlo de Tensão	- 43 -
3.1. Gerador Síncrono	- 43 -
3.2. Baterias de Condensadores.....	- 46 -
3.3. Transformadores com tomadas de regulação em carga.....	- 48 -
3.4. Static Var Compensators	- 48 -
3.5. Compensadores Síncronos.....	- 50 -
3.6. Static Synchronous Condenser.....	- 50 -
3.7. Thyristor Controlled Series Compensation.....	- 51 -
3.8. Unified Power Flow Controller.....	- 51 -
3.9. Comportamento das Cargas Eléctricas.....	- 51 -
3.9.1 Cargas domésticas/Cargas industriais	- 52 -
3.9.1 Termóstatos/Dispositivos de regulação.....	- 52 -
3.10. Medidas Preventivas para o controlo de tensão	- 53 -
3.11. Conclusão	- 54 -
Capítulo IV	- 55 -
4. Índices de Estabilidade de Tensão	- 55 -
4.1. Índices de Estabilidade de Tensão	- 55 -
4.1.1. Determinante da Matriz Jacobiana.....	- 55 -
4.1.2. Factores de Sensibilidade	- 56 -
4.1.3. Índice $\frac{V}{V_0}$	- 56 -
4.1.4. Índice de Estabilidade Kessel-Glavitsch	- 57 -
4.1.5. Índice de estabilidade das linhas.....	- 64 -
4.1.5.1. Índice L_{mn}	- 64 -

4.1.5.2. Índice VCPI	- 67 -
4.1.5.3. Índice FVSI.....	- 72 -
4.1.5.4. Índice LQP.....	- 75 -
4.2. Conclusão	- 76 -
Capítulo V	- 77 -
5. Programas Computacionais	- 77 -
5.1 ASTRE (Analyse de la Sécurité de Tension des Réseaux Electriques).....	- 77 -
5.2 AVS (Automatic Voltage Stability)	- 78 -
5.3 CPF (Continuation Power Flow)/EQTP (Equilibrium Tracing Program)	- 78 -
5.4 UWPFLOW (University of Waterloo Power FLOW).....	- 78 -
5.5 VOSTA (Voltage STability)	- 79 -
5.6 VSA (Voltage Stability Analysis).....	- 80 -
5.7 VSAT (Voltage Security Assessment Tool).....	- 80 -
5.8 EUROSTAG	- 81 -
5.9 Conclusão	- 81 -
Capítulo VI	- 82 -
6. Estudo da estabilidade de tensão de uma rede teste	- 82 -
6.1 Funcionalidades do EUROSTAG	- 83 -
6.2 Índices de Barramentos	- 85 -
6.2.1 Determinação das curvas PV e QV	- 85 -
6.2.2 Determinação da margem de carga local.....	- 91 -
6.2.3 Determinação do índice $\frac{V}{V_0}$	- 92 -
6.2.4 Determinação do índice de Estabilidade Kessel-Glavisch	- 93 -
6.3 Índice de Linhas.....	- 94 -
6.3.1 Determinação do índice L_{mn}	- 95 -
6.3.2 Determinação do índice VCPI	- 96 -
6.3.3 Determinação do índice FVSI.....	- 98 -
6.3.4 Determinação do índice LQP.....	- 100 -
6.4 Conclusão	- 102 -
Capítulo VII.....	- 104 -
7. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	- 104 -
Anexo A	- 107 -
Características da rede eléctrica IEEE 14 Barramentos	- 107 -
Anexo B.....	- 109 -
Trânsito de potências – Rede IEEE 14 Barramentos (Caso Base).....	- 109 -
Bibliografia.....	- 119 -

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Curva P-V	- 23 -
Figura 2.2 – Curvas P-V para diferentes reactâncias de linha ($E=1p.u.$; factor de potência unitário; linha puramente reactiva)	- 24 -
Figura 2.3 – Curvas P-V para diferentes factores de potência de carga	- 25 -
Figura 2.4 – Método de continuação, passos de previsão e correcção	- 29 -
Figura 2.5 – Fluxograma do método de continuação	- 30 -
Figura 2.6 – Curva Q-V	- 32 -
Figura 3.1 – Esquema unifilar da rede	- 44 -
Figura 3.2 – Curva P-V	- 45 -
Figura 3.3 – Diagrama de blocos de um AVR.....	- 46 -
Figura 3.4.....	- 47 -
a) Ligação de baterias de condensadores através de um terciário de um transformador	- 47 -
b) Ligação de baterias de condensadores directa	- 47 -
Figura 3.5 – Curvas PV resultantes de uma compensação por SVC.....	- 49 -
Figura 3.6 – Esquema típico de um SVC	- 49 -
Figura 3.7– Característica VI de um	- 50 -
Figura 4.1 – Diversos estados de funcionamento de um SEE	- 53 -
Figura 5.1 – Sistema de dois barramentos.....	- 57 -
Figura 5.2 – Linha de transmissão	- 65 -
Figura 5.3 – Linha de transmissão	- 68 -
Figura 5.4 – Esquema equivalente de uma linha de transmissão	- 68 -
Figura 5.5 – Sistema de dois barramentos.....	- 72 -
Figura 5.6 – Linha de transmissão entre dois barramentos.....	- 75 -
Figura 6.1 – Rede IEEE14 Barramentos	- 82 -
Figura 6.2 – Opções do “Computation Module”.	- 84 -
Figura 6.3 – Evolução temporal da tensão num barramento.	- 84 -
Figura 6.4 – Evolução temporal da corrente numa linha.....	- 85 -
Figura 6.5 – Curvas PV (IEEE 14 Barramentos)	- 86 -
Figura 6.6 – Curvas QV dos barramentos 2, 3, 4, 5 (IEEE 14 Barramentos)	- 88 -

Figura 6.7 – Curvas QV dos barramentos 6, 7, 8, 9 (IEEE 14 Barramentos).....	- 89 -
Figura 6.8 – Curvas QV dos barramentos 10, 11, 12, 13 e 14 (IEEE 14 Barramentos).....	- 90 -
Figura 6.9 – Margem de carga local (IEEE 14 Barramentos).....	- 91 -
Figura 6.11 – Índice V/V0, caso pré-colapso (IEEE 14 Barramentos)	- 93 -

Índice de Tabelas

Tabela 6.1 – Índice Kessel-Glavitsch (IEEE 14 Barramentos).....	- 94 -
Tabela 6.2 – Índice L_{mn} – Caso Base (IEEE 14 Barramentos).....	- 95 -
Tabela 6.3 – Índice L_{mn} – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)	- 96 -
Tabela 6.4 – Índice VCPI(1) e VCPI(3) – Caso Base (IEEE 14 Barramentos).....	- 97 -
Tabela 6.5 – Índice VCPI(1) e VCPI(3) – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos).....	- 98 -
Tabela 6.6 – Índice FVSI – Caso Base (IEEE 14 Barramentos).....	- 99 -
Tabela 6.7 – Índice FVSI – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)	- 100 -
Tabela 6.8 – Índice LQP – Caso Base (IEEE 14 Barramentos).....	- 101 -
Tabela 6.9 – Índice LQP – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)	- 102 -
Tabela A.1 – Características dos barramentos (IEEE 14 barramentos).....	- 108 -
Tabela A.2 – Características das linhas (IEEE 14 barramentos).....	- 108 -

Capítulo I

1. Introdução

Os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) desempenham um papel fulcral no desenvolvimento socio-económico das sociedades, e torna-se assim necessário assegurar que a crescente procura de energia eléctrica seja satisfeita.

Estes sistemas eléctricos, outrora simples, evoluíram em termos de complexidade, fiabilidade e extensão, e todos os elementos constituintes, que vão desde a produção, transporte e distribuição tiveram que acompanhar este progresso. Actualmente os SEE são sistemas complexos constituídos por centenas de centrais, linhas de transporte, subestações, etc., tornando desta forma necessário monitorizar cada componente de forma a certificar que funcionam correctamente para impedir que o defeito se alastre a mais elementos e com a consequente paralisação de todo um sistema.

O planeamento de um SEE reveste-se da maior importância, procurando-se obter soluções seguras do ponto de vista de operação e viáveis, quer em relação à parte técnica quer à parte económica, devido à liberalização dos mercados. Os sistemas eléctricos têm vindo a ser explorados cada vez mais perto dos seus limites, sendo a sua gestão cada vez mais difícil.

Neste contexto a estabilidade de tensão assume um papel importante. A estabilidade de tensão está relacionada com a capacidade de um sistema eléctrico manter a tensão aceitável em todos os barramentos do sistema sob condições normais de funcionamento, mesmo depois de ter sido sujeito a uma perturbação. Caso esta anomalia não seja rapidamente anulada o sistema pode evoluir para uma situação de colapso de tensão, que é o caso mais severo de uma instabilidade de tensão, com repercussões graves a nível económico, quer pela possível destruição de componentes, quer pela ausência de fornecimento de energia.

1.1 Objectivos

Fazendo uma abordagem da problemática da estabilidade de tensão nos Sistemas Eléctricos de Energia, os objectivos desta dissertação são a especificação dos índices de estabilidade de tensão, bem como a realização de um estudo de uma rede eléctrica com vista à aplicação e análise dos índices mais importantes, avaliando desta forma o perfil de tensão do sistema em estudo.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação divide-se em seis grandes partes. Na primeira parte, que corresponde ao Capítulo II, faz-se um resumo dos conceitos de estabilidade de tensão bem como alguns métodos de análise do problema.

Na segunda parte, Capítulo III, são especificados os métodos mais comuns de controlo de tensão.

Na terceira parte, Capítulo IV, são descritos os índices de estabilidade de tensão, fazendo uma análise comparativa entre eles, já a quarta parte, Capítulo V, descreve os programas computacionais desenvolvidos para o auxílio destes estudos.

Na quinta parte, Capítulo VI é realizado um estudo sobre a rede de teste do IEEE de 14 barramentos, enquanto que na sexta parte, Capítulo VII, são feitas as conclusões gerais do trabalho e são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo II

2. Estado da Arte

Para responder à crescente procura de energia eléctrica, os SEE têm vindo a ser explorados muito próximo do limite (técnico) das suas capacidades, o que torna a sua gestão mais difícil. Para tal, contribuíram factores tais como:

- A liberalização e a reestruturação do sector eléctrico têm vindo a conduzir à igualdade de acesso ao sistema de transmissão de produtores e consumidores, tornando, deste modo, o mercado de electricidade mais competitivo, levando os SEE a serem mais eficientes, ou seja, a prestarem o mesmo serviço a custos inferiores, o que por sua vez leva os operadores a explorarem os sistemas mais próximo dos seus limites de segurança e estabilidade;
- O aparecimento de produtores independentes dificulta a previsão de panoramas de variação de produção;
- A supervisão e operação dos SEE estão dependentes de um maior número de operadores (o que pode dificultar a determinação de uma solução óptima!);
- Pressões a nível ambiental, e de segurança urbana restringem bastante o reforço dos SEE, quer seja com o intuito de construir novos centros produtores, quer em termos de construção de novas redes de transporte.

Questões ambientais e técnicas levam a que as áreas de grande consumo estejam distanciadas dos centros de produção de energia eléctrica, o que implica o transporte da energia a longas distâncias. Atendendo a este factor e para garantir a qualidade de serviço, a queda de tensão precisa de ser compensada de forma a garantir que esta se mantenha dentro dos limites estabelecidos. Uma possível solução para este problema é a colocação de compensadores ao longo das linhas, mas nem sempre é a melhor solução, pois pode-se verificar, nas horas de vazio, quando os sistemas se encontram pouco carregados, que as tensões nos barramentos não controlados ultrapassem os limites

impostos devido à energia reactiva injectada pelos compensadores. No entanto, em situações onde os sistemas estejam muito carregados a injeção de energia reactiva, fornecida pelos compensadores, pode não ser suficiente para compensar as quedas de tensão. Verifica-se então uma relação intrínseca entre a tensão nos barramentos do sistema e o valor da carga que inicialmente se verifica lenta, ou seja, uma grande variação de carga corresponde a um pequeno desvio do valor da tensão, só que para determinado valor, um pequeno aumento de carga provoca um elevado valor de queda de tensão. Esta descida anormal da tensão, designa-se por instabilidade de tensão, pode ter um carácter local, se for restringido a apenas uma parte do sistema e em situações onde estes acontecimentos podem ser reversíveis, ou um carácter zonal, mais abrangente e em que, mediante a severidade da anomalia, pode-se entrar numa situação de colapso de tensão.

As entidades responsáveis pelo planeamento e operação dos Sistemas Eléctricos de Energia têm que definir, com exactidão, a quantidade de energia que pode ser transmitida em segurança através dos sistemas. O interesse na determinação da disponibilidade da capacidade de transmissão destes sistemas tem vindo a crescer, tornando assim a rede de transporte mais eficaz e segura, porém, devido ao elevado número de incertezas associadas ao planeamento e na operação dos sistemas, esta determinação nem sempre é possível. Num sistema, devidamente planeado e optimizado, a disponibilidade da capacidade de transmissão deveria suportar todos os trânsitos e as contingências, mais frequentes. Estes estudos, no entanto, são bastante morosos e não podem ser realizados em tempo real, o que leva à necessidade de criação de métodos para avaliar a estabilidade de tensão dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Planear um SEE significa obter uma solução optimizada, quer em termos técnicos quer em termos económicos. Os investimentos realizados na produção de energia eléctrica e nas redes devem ser feitos de forma a melhorar a fiabilidade dos sistemas eléctricos, como tal, para um bom planeamento destes sistemas, deve-se ter em conta os custos de interrupção de serviço. Os custos de investimento são determinados sem grande dificuldade, porém os custos associados às possíveis melhorias da fiabilidade não são de tão fácil obtenção. Os estudos de planeamento averiguam a adequação dos sistemas

eléctricos para um horizonte temporal que varia entre alguns anos a décadas, no entanto a exactidão obtida com esses estudos revela ser, por vezes, insuficiente.

As análises relativas à segurança de uma rede de transporte têm por base a presente situação e possíveis situações num futuro próximo (consumos, topologia da rede, reservas, pré-despacho), sendo então feitas simulações às condições reais de funcionamento para assim alcançar com uma boa exactidão os limites de operação da rede de transporte.

Nos dias de hoje e face á dependência extrema na energia eléctrica, as consequências económicas de apagões (“blackouts”) são nefastas e de todo indesejáveis. Este tipo de situações podem ser de longa duração e abrangem uma larga área, pelo que resultam sequelas directas, quer pela perda de produção (perda de lucro) e danos em equipamentos, como sequelas indirectas, tais como a insatisfação do cliente. É portanto, de todo o interesse que estas situações sejam evitadas ou, pelo menos, restringidas à menor área possível, para assim minimizar os estragos.

A estabilidade de tensão, mencionada até agora, é a capacidade de se manter os níveis de tensão dentro de limites aceitáveis em todos os barramentos de um SEE, quer sob condições normais de funcionamento quer após a ocorrência de uma perturbação.

Uma situação de instabilidade de tensão caracteriza-se pela ausência de estabilidade, ou seja, em situações em que, pelo menos num barramento, uma perturbação, quer seja por um aumento de carga, quer seja por uma alteração das condições de funcionamento do sistema, provoque uma diminuição progressiva e incontrolável da tensão.

Entre as principais causas que afectam a estabilidade de tensão destacam-se as seguintes [1]:

- Afastamento das centrais de produção dos pontos de consumo – o que provoca maiores quedas de tensão;
- Má coordenação entre os sistemas de controlo e os sistemas de protecção;
- Influência das características das cargas face às variações de tensão;

- Em linhas de transmissão sobrecarregadas, pedidos adicionais de energia reactiva;
- Sobrecarga de linhas adjacentes devido a saída de linhas – provoca um aumento das perdas de energia reactiva;
- Os dispositivos de controlo de tensão dos geradores tentam repor os níveis de tensão aumentando a excitação dos geradores, porém a energia reactiva fornecida pelo mesmo pode aumentar de tal forma que sejam atingidos os seus limites, o que pode levar a uma diminuição drástica da tensão aos seus terminais;
- Os transformadores com regulação de carga, que ligam a rede de alta tensão à rede de distribuição, tentam repor os níveis de tensão na distribuição, no entanto a cada mudança nas tomadas deste tipo de transformadores, a potência fornecida pelo gerador aumenta, o que leva a que cresçam as perdas nas linhas de transmissão, ou seja, faz com que haja 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 problemas de instabilidade. A compensação de energia reactiva pode ser mais eficiente se for realizada utilizando, simultaneamente, condensadores síncronos, baterias de condensadores e sistemas estáticos de compensação.

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

Apesar de o fenómeno de instabilidade de tensão ser tipicamente dinâmico, o seu estudo pode ser feito através de métodos estáticos ou por métodos dinâmicos.

Os métodos dinâmicos têm por base um modelo caracterizado por equações diferenciais não lineares. Já os métodos estáticos baseiam-se, essencialmente, na resolução do problema de fluxos de cargas, exigindo assim pouca modelagem do sistema, e é essencial

para a maioria dos estudos nos quais é necessário determinar os limites de estabilidade de tensão para várias situações de pré e pós-contingência. Esta análise 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, tornando possível a sua aplicação on-line.

De um modo geral, a instabilidade de tensão pode dever-se a dois tipos:

- Devido a grandes distúrbios – está relacionada com a capacidade do sistema controlar as tensões a seguir a contingências severas, tais como, avarias nos elementos do sistema, perda de geradores ou saída de serviço de linhas de transmissão. A capacidade do sistema em controlar as tensões está directamente ligada com as interacções dos controlos contínuos e discretos e das protecções. A análise da estabilidade para grandes distúrbios requer um tipo de simulação dinâmico não linear e um período de tempo suficientemente grande para analisar a influência de aparelhos, como transformadores com tomadas, das baterias de condensadores ou dos geradores com limitadores da corrente de excitação.
- Devido a pequenos distúrbios – pode-se definir como a capacidade de o sistema controlar a tensão após pequenas perturbações, tal como, variação de carga.

A instabilidade de tensão pode classificar-se, quanto à sua duração em:

- Rápida;
- Lenta.

Os colapsos de tensão desenvolvem-se no tempo pelas seguintes fases:

1. Transitórios electromecânicos (geradores, reguladores, motores de indução) com uma escala de tempo na ordem dos segundos;
2. Dispositivos discretos, como as tomadas dos transformadores e limitadores de sobreexcitação que actuam em intervalos de alguns segundos;
3. Processos de recuperação de carga, que demoram vários minutos.

Mesmo no que toca a uma instabilidade lenta está-se perante uma escala temporal que varia entre as dezenas de segundos a algumas horas. Tipicamente deve-se a uma necessidade gradual de potência reactiva num barramento ou numa determinada parte do sistema. A maioria das cargas com maior importância possui um factor de potência indutivo e, perante um aumento do consumo de potência activa, existirá também um aumento do consumo de energia reactiva. Em muitos casos tende-se a utilizar excessivamente fonte de energia reactiva para compensar essas situações, tais como: máquinas síncronas e baterias de condensadores. Estes dispositivos, podem, durante alguns instantes fornecer mais potência do que aquela que geralmente fornecem em regime normal de funcionamento, no entanto, se as protecções destes dispositivos actuarem para evitar avarias nesses equipamentos, a potência reactiva é rapidamente reduzida e consequentemente poderão surgir problemas de estabilidade de tensão.

Após a eliminação de um defeito, a carga é cortada e os geradores reduzem a tensão nos barramentos onde estão ligados. Na zona de alta tensão essa diminuição reflectir-se-á no secundário dos transformadores, o que geralmente resulta numa diminuição do consumo por parte das cargas. Por outro lado, as tomadas de regulação em carga dos transformadores tentarão repor o nível de tensão no secundário, aumentando deste modo o consumo. Esta sequência de acontecimentos provoca o aparecimento de um ponto instável de funcionamento.

A instabilidade rápida é caracterizada pelo aparecimento de um colapso de tensão rapidamente após o distúrbio, com duração de apenas alguns segundos ou menos. Os componentes que são, de uma forma genérica, possíveis responsáveis por estes fenómenos são os motores de indução ou ainda os conversores electrónicos HVDC's - conversores de alta tensão em tensão continua.

A análise de estabilidade de tensão, por ser de extrema importância tem vindo a ser desenvolvida e melhorada com o decorrer dos tempos, devido não só ao aumento de conhecimento do funcionamento dos sistemas eléctricos mas também e em grande parte ao desenvolvimento tecnológico e computacional. Tal como já anteriormente referido existem dois tipos de análise que se podem realizar: a análise dinâmica e estática.

O modelo genérico do sistema para efectuar uma análise dinâmica de estabilidade de tensão é em tudo similar ao da análise da estabilidade transitória. O conjunto de equações é composto por equações diferenciais de primeira ordem que podem ser representado por [2]:

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (\text{eq.2.1})$$

e um conjunto de equações algébricas, dadas por:

$$I(x, V) = Y_N V \quad (\text{eq.2.2})$$

Onde,

- x – vector estado do sistema;
- V – vector de tensão do sistema;
- I – vector da corrente injectada;
- Y_N – matriz das admitâncias nodais.

São também conhecidas as condições iniciais (x_0 , V_0).

Tendo em conta que também estão representados os transformadores com tomadas e transformadores esfasadores, os elementos de Y_N mudam em função da tensão dos barramentos e do tempo. O vector da corrente injectada I , é função do estado do sistema x e do vector de tensão nos barramentos V , representando as condições fronteira aos terminais dos vários dispositivos.

As equações 2.1 e 2.2 podem ser resolvidas no domínio dos tempos, usando um método numérico de integração e uma análise do trânsito de potência. Nestes casos o período de estudo pode levar alguns minutos. Com a inclusão dos modelos especiais representando a dinâmica do sistema que conduz ao colapso de tensão, a rigidez do sistema de equações diferenciais é bastante superior àquela dos modelos de estabilidade transitória. Os métodos de integração implícita são os preferenciais para este tipo de estudos.

Na análise estática o processo é diferente. Esta análise capta determinados momentos de funcionamento do sistema ao longo do tempo, e em cada um desses instantes as derivadas das variáveis de estado, ou seja, $\dot{x}$, são consideradas nulas, e as variáveis de estado tomam um valor constante para cada instante temporal. Deste modo, as equações do sistema ficam reduzidas a equações algébricas, permitindo a utilização deste tipo de estudos e análise.

Dentro destas análises tem-se:

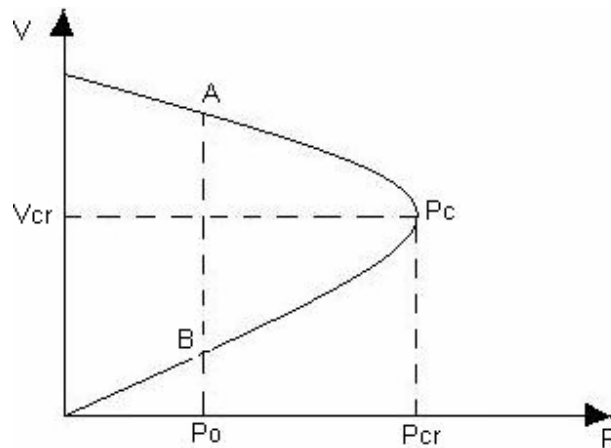
- Curvas P-V e curvas Q-V;
- Análise de sensibilidade V-Q;
- Análise Modal.

2.1. Curvas P-V e curvas Q-V

Como já anteriormente referido são métodos de análise estática de uso prático e relativamente simples. Estas curvas permitem o conhecimento das diferentes condições de funcionamento de um sistema no que respeita a aumentos de carga, pois são obtidas a partir do perfil de tensão em função do nível de carga. Estes aumentos podem ser efectuados numa determinada zona ou em toda a rede [3].

As curvas P-V relatam a variação dos valores de tensão, face a aumentos da potência de carga, sendo obtidas através de sucessivos cálculos de trânsitos de potência.

Na figura 2.1 está patente a forma clássica de uma curva P-V, bem como as grandezas que a caracterizam.

**Figura 2.1 – Curva P-V [1].**

O ponto P_c corresponde ao valor de carga máxima que os sistemas de produção conseguem atingir, e corresponde-lhe uma tensão denominada tensão crítica. Este ponto de funcionamento extremo, marca o limiar da estabilidade, ou seja, para potências superiores a P_{cr} , passa-se a uma situação de instabilidade. A distância do ponto de operação do sistema ao ponto limite estável de funcionamento, designa-se por margem de estabilidade de tensão.

Como se pode verificar para potências P_0 menores do que P_{cr} existem sempre dois pontos de funcionamento A e B, sendo que o ponto A corresponde a condições normais de funcionamento, situação de estabilidade de tensão e o ponto B a situações de instabilidade onde se têm valores de tensão mais baixa e correntes mais elevadas.

Cada ponto da curva é obtido através da resolução sucessiva de trânsitos de potência, ou seja, por cada incremento de carga, um novo trânsito de potências tem que ser recalculado. O processo é interrompido quando o algoritmo (preferencialmente adopta-se o método de Newton-Raphson – não só pela convergência em menor numero de iterações mas também pelo bom tempo de convergência) deixa de convergir. Este acontecimento deve-se ao facto de que, quando é atingido o ponto P_c a matriz jacobiana do fluxo de carga é singular, ou seja, invertível, visto que o determinante é nulo. O melhor caso de estudo (o pior cenário possível) considera-se ser incrementar a carga em todos os barramentos, mantendo o factor de potência e repartindo os aumentos por todos os geradores.

Um dos factores dos quais depende o valor de P_{cr} é a reactância X da linha, onde se verifica que são inversamente proporcionais, ou seja, quanto maior o valor da reactância da linha, menor é o valor de P_{cr} , tal como ilustrado na figura 2.2.

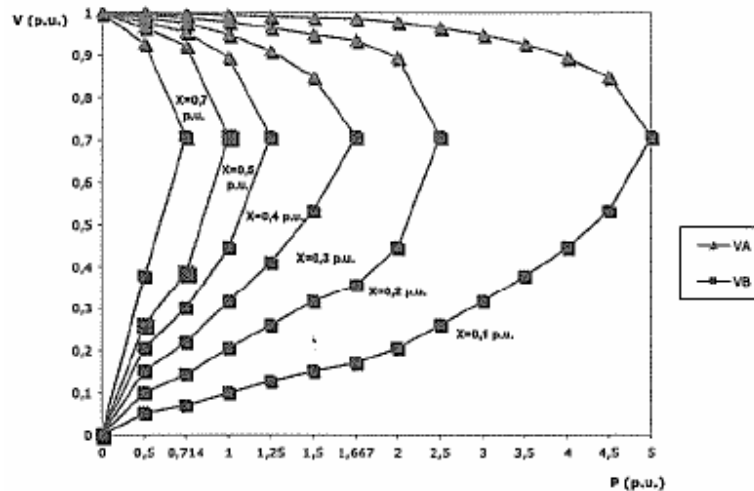


Figura 2.2 – Curvas P-V para diferentes reactâncias de linha ($E=1$ p.u.; factor de potência unitário; linha puramente reactiva) [4].

Outro factor de que depende o valor de P_{cr} , é o factor de potência de carga, $\cos \phi$. Como se pode constatar pela figura 2.3 quanto menores forem os valores de $\cos \phi$, maiores são os valores de potência máxima, no entanto, o valor de tensão a que essa potência corresponde também aumenta, o que pode ser problemático visto que a capacidade de transferência poderá ser atingida para tensões próximas dos valores de operação normal. Para cargas com factor de potência negativo, quanto mais potência activa for consumida mais energia reactiva é produzida pela carga, verifica-se então que, quanto mais negativa for $\cos \phi$, maior é a curva P-V.

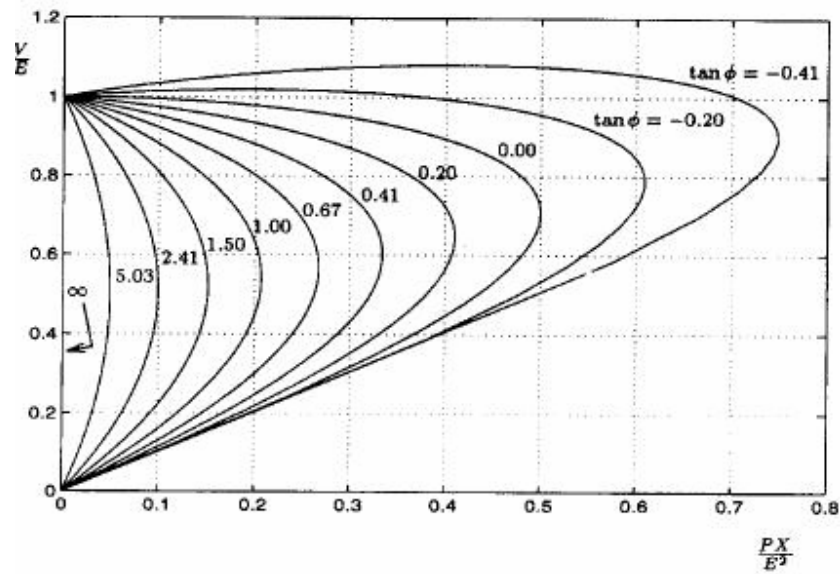


Figura 2.3 – Curvas P-V para diferentes factores de potência de carga [5].

Na resolução deste método existe um grande entrave que se prende com problemas de convergência, dos algoritmos convencionais de fluxo de potência, perto do limite de estabilidade, mesmo recorrendo ao cálculo com dupla precisão ou a algoritmos anti-divergentes existem problemas de inconstância numérica, no entanto, fazendo uso do método de continuação, este impedimento fica resolvido. Para tal há que reformular 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, quer isto dizer, que se obtém toda a curva P-V, e não só a parte correspondente a pontos de funcionamento estável, como se encontra, usando apenas os métodos convencionais.

Este método utiliza um processo iterativo que envolve passos de previsão e correcção de forma a encontrar a solução de um conjunto de equações de trânsito de potências que foram reformuladas com a inclusão do factor de carregamento do sistema como uma nova variável.

Para esta novo tratamento, com a inclusão do factor de carregamento λ , tem-se:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (\text{eq.2.3})$$

Em que:

V – vector dos módulos das tensões nodais;

θ – vector dos ângulos das tensões nodais;

λ – factor de carregamento.

De um modo genérico, a dimensão do conjunto de equações não lineares da equação apresentada é $2n_1+n_2$, onde, n_1 representa o numero de barramentos PQ do sistema e n_2 o numero de barramentos PV.

Para determinar o passo de previsão existem dois métodos, o método da secante e o método da tangente [1]. Neste último, a estimativa da próxima solução pode ser encontrada, dando um passo na direcção de vector tangente à curva P-V. A técnica de previsão pela secante é feita através das soluções anteriores e actual, para estimar a solução seguinte. Como se obtém melhores resultados com o método da tangente, a exposição seguinte é referente a esse modo.

Em primeiro lugar à que calcular o vector tangente, que se consegue derivando ambos os membros do conjunto de equações dos trânsitos de potência dados pela eq.2.3, e consequentemente tem-se:

$$d[F(\theta, V, \lambda)] = F_\theta d_\theta + F_V d_V + F_\lambda d_\lambda \quad (\text{eq.2.4})$$

Numa forma matricial,

$$[F_\theta F_V F_\lambda] \cdot \begin{bmatrix} d_\theta \\ d_V \\ d_\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{eq.2.5})$$

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

Atendendo ao facto de que se adicionou mais uma variável, é necessário introduzir mais uma equação para o sistema ser determinado. Isto consegue-se se um dos componentes

do vector tangente tiver o valor de ± 1 . Este componente chama-se parâmetro de continuação. Desta forma a eq.2.5 ganha outra forma:

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} F_V F_{\lambda} \\ e_K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_{\theta} \\ d_V \\ d_{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.6})$$

Se o vector t se designar como vector tangente tem-se:

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} F_V F_{\lambda} \\ e_K \end{bmatrix} [t] = J' t = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.7})$$

onde e_K é um vector linha com todos os elementos nulos excepto o K -ésimo elemento, que corresponde ao parâmetro de continuação, que será igual a um.

Caso se proceda a uma escolha correcta do índice K , o vector tangente terá uma norma não nula e a matriz jacobiana aumentada, J' , não será singular no ponto de colapso de tensão. O valor de um dos componentes do vector tangente será igual a ± 1 dependendo de como a K -ésima variável estiver a variar, ou seja, terá o valor $+1$ se estiver a aumentar e -1 se estiver a diminuir.

Após se encontrar o vector tangente dado pela equação anterior, a previsão para a solução seguinte é obtida resolvendo o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} \theta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d_{\theta} \\ d_V \\ d_{\lambda} \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.8})$$

em que a parte esquerda da equação representa a solução prevista e σ é um valor escalar que define o tamanho do passo de previsão. O tamanho do passo deve ser escolhido para que a solução prevista esteja dentro do raio de convergência do passo corrector.

Seguidamente é necessário corrigir a solução que foi estimada antes de se aumentar a potência de carga. O passo correcção utiliza técnicas de parametrização de forma a eliminar a singularidade da matriz jacobiana, no ponto de colapso de tensão. Uma das formas possível de tal ser realizado é através da parametrização local, que consiste em resolver o conjunto de equações $F(\theta, V, \lambda) = 0$ acrescida de mais uma equação. É esta referida equação adicional que especifica o valor da variável de estado escolhida como parâmetro de continuação. Deste modo, neste tipo de parametrização, cada uma das variáveis de estado, nomeadamente ângulos e amplitude das tensões nos barramentos, podem ser escolhidas como parâmetros de continuação, e assim surge um novo sistema de equações dado por:

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ x_K - \eta \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{eq.2.9})$$

A variável de estado x_K corresponde ao parâmetro de continuação e η é o valor estimado de x_K , ou seja, η é o valor previsto para o K-ésimo de x_K . Através de umas modificações no método de Newton, pode-se resolver este conjunto de equações [2].

O método de continuação pode ser utilizado mesmo depois do ponto de colapso de tensão ter sido encontrado, podendo assim obterem-se as soluções correspondentes à parte inferior da curva P-V. A componente do vector tangente associada ao factor de carregamento, $d\lambda$ é positiva para a parte superior da curva P-V, é zero no ponto de colapso de tensão e negativa abaixo desse ponto crítico, o que constitui um factor de verificação se o ponto de colapso já foi, ou não atingido.

A selecção do parâmetro de continuação adequado revela-se ser um ponto fulcral no processo de correcção da solução prevista. O modo mais eficaz de essa selecção ser feita é averiguando qual a variável de estado que apresenta o maior valor da componente do vector tangente, logo 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.

Numa situação em que se está a partir do caso base, a escolha para parâmetro de continuação do factor de carregamento λ é a melhor opção, visto que as restantes variáveis de estado θ e V se mantêm aproximadamente constantes. Já numa situação em

que se está quase a atingir o ponto crítico, tal já é desaconselhado, pois este varia menos do que as outras variáveis. Por estes motivos o parâmetro de continuação deve ser recalculado a cada passo do processo. Após a escolha do primeiro parâmetro os outros serão escolhidos mediante a seguinte equação:

$$x_K : |t| = \max\{|t_1|, |t_2|, \dots, |t_m|\} \quad (\text{eq.2.10})$$

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

Analisando a figura 2.4, pode-se ter uma melhor percepção de como este método funciona.

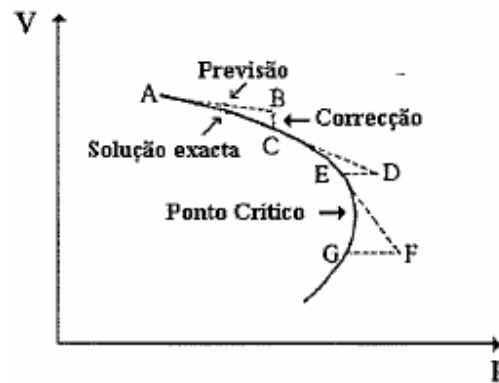


Figura 2.4 – Método de continuação, passos de previsão e correcção [6].

Partindo de uma solução inicial previamente conhecida **A**, obtida pela resolução convencional do trânsito de potências, faz-se então uso da técnica de previsão pelo vector tangente para se estimar a solução **B**. Depois, com o passo corrector, determina-se a solução exacta **C**, utilizando um método de fluxo de cargas ligeiramente modificado, escolhendo como parâmetro de continuação o factor de carregamento λ . Se a nova potência **D** estimada for maior do que a potência máxima na solução exacta, o factor de carregamento como parâmetro de continuação faria com que o método divergisse. Deste modo, é necessário corrigir a solução **D** que foi estimada escolhendo para isso o módulo da tensão como parâmetro de continuação. Isso faz com que se encontre a solução exacta

E. Desta forma conclui-se 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). O método de continuação é robusto, flexível e bastante útil para a resolução de trânsitos de potência com dificuldades de convergência, porém os inconvenientes prendem-se com os elevados tempos computacionais gastos, comparativamente a outros métodos. Caso se procure uma exactidão superior à fornecida pelos métodos convencionais ou se queira obter a parte inferior da curva P-V, aí sim, dever-se-á optar pelo método de continuação.

Com este processo não só se fica a conhecer o ponto de colapso de tensão, mas também as margens de estabilidade de tensão. O fluxograma apresentado na figura 2.5 sintetiza os passos deste método [1].

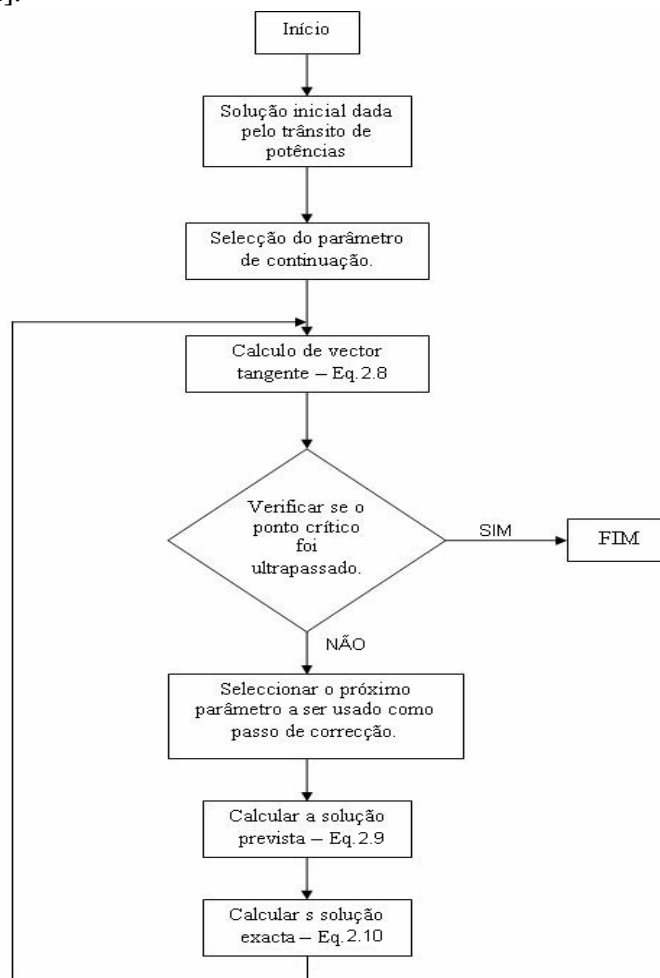


Figura 2.5 – Fluxograma do método de continuação [1].

Analisando a capacidade máxima de transferência de potência do sistema de transmissão para responder a aumentos de carga, pode-se determinar a proximidade dum sistema à instabilidade de tensão. Para um dado ponto de funcionamento, a quantidade adicional de carga, como forma específica de crescimento que causa o colapso de tensão, designa-se por margem de carga – que é o índice mais básico e o mais utilizado para se obter a proximidade do sistema, ao ponto de colapso de tensão. Escolhendo a potência de carga do sistema como parâmetro variável, é possível então traçar a curva P-V. A distância entre um ponto de operação até ao ponto P_C indica a margem de estabilidade de tensão do sistema. Caso a distância seja pequena o sistema é mais susceptível de sofrer mais problemas quando submetido a distúrbios. Quanto mais próximo o ponto de funcionamento estiver de P_C mais se nota o decréscimo das tensões nos barramentos em função de pequenas variações de carga. Regra geral, assume-se que a carga apresenta um factor de potência constante e, nesse caso, a variação de carga pode ser medida apenas como uma variação da potência activa.

As vantagens do uso deste índice são:

- o É um índice reconhecido e de fácil compreensão;
- o Apenas requer um modelo estático do sistema para a sua determinação;
- o Tem em conta as não linearidades e os limites de produção de potência reactiva do sistema.

A margem de carga requer o cálculo de vários pontos de funcionamento, o que implica maiores custos computacionais relativamente a índices que usam informação dum ponto de operação actual. A margem de carga exige também que se assuma uma dada direcção do aumento de carga, informação 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. Estas são as desvantagens que este índice apresenta.

A margem de carga local é um índice que tem por base a distância desde a carga inicial – P_{0i} (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, ou seja:

$$P_{Lmgi} = \frac{P_{CRi} - P_{0i}}{P_{CRi}} \quad (\text{eq.2.11})$$

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. Porém a margem de carga local, permite o cálculo da margem de estabilidade para cada ponto de carga. P_{Lmgi} varia entre 0 e 1 e deve ser calculada para todos os barramentos PQ do sistema.

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

Assim como as curvas P-V, as curvas Q-V são obtidas á custa de sucessivos estudos de trânsitos de potência. Um facto importante é o ponto onde a derivada $\frac{dq}{dv}$ é nula, isto é, o ponto onde se encontra o limite de estabilidade de tensão. A figura 2.6 representa a forma típica destas curvas e onde existem duas zonas, na parte direita da situam-se os ponto de funcionamento estável, enquanto na parte esquerda estão os pontos de funcionamento instáveis. 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.

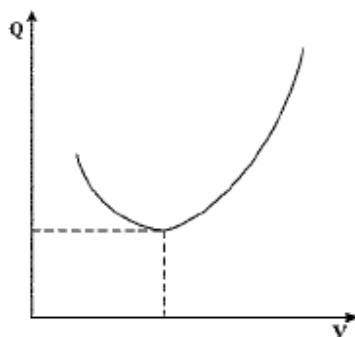


Figura 2.6 – Curva Q-V [7].

Para determinar estas curvas é necessário ligar um gerador fictício (compensador síncrono) com potência activa zero e registando a produção de potência reactiva, tendo em conta a variação da tensão aos seus terminais. Com esta informação é então possível definir a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de operação ou para obter a tensão pretendida.

Muito embora, os métodos de análise através das curvas P-V e Q-V fornecerem informações bastante importantes, estes não identificam, com facilidade, áreas críticas de estabilidade de tensão.

2.2 Análise da sensibilidade V-Q

Estes métodos têm como base o aumento gradual da potência de carga até ao momento em que se atinge o ponto de colapso de tensão. Para se obter as sensibilidades dadas pelo quociente $\frac{dq}{dv}$ é necessário determinar a matriz jacobiana, deste modo, através do sinal das sensibilidades V-Q é possível analisar a estabilidade de tensão do sistema [2].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta P \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.12})$$

Em que:

ΔP - desvios de potência activa injectada para todos os barramentos PV e PQ;

ΔQ - desvios de potência reactiva injectada para todos os barramentos PQ;

$\Delta \theta$ - correcções dos ângulos das tensões para todos os barramentos PV e PQ;

ΔV - correcções dos módulos das tensões para todos os barramentos PQ.

Através da análise dos elementos da matriz jacobiana é possível determinar o ponto de colapso de tensão, pois estes dão a sensibilidade entre os fluxos de potência e as variações das tensões nos barramentos.

Se nesta análise se usar o método de Newton-Raphson para o cálculo do trânsito de potências, então a matriz jacobiana dada na eq.2.12 é igual à calculada por esse método. O jacobiano descreve o sistema linear que melhor aproxima as equações diferenciais, perto do ponto de equilíbrio.

Num SEE, quer a potência activa quer a potência reactiva influenciam a estabilidade de tensão, mas, atendendo a que nos sistemas de transmissão a reactância das linhas é muito maior que a sua resistência, convém analisar com mais pormenor a relação entre a potência reactiva e a tensão, mantendo a potência activa constante. Mesmo não considerando a variações de potência activa ($\Delta P = 0$), os efeitos de variação na carga ou na capacidade de potência transmissível são levados em conta.

Tendo presentes estas simplificações tem-se:

$$J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V = 0 \Leftrightarrow \Delta\theta = -J_{P\theta}^{-1}J_{PV}\Delta V \quad (\text{eq.2.13})$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\left(-J_{P\theta}^{-1}J_{PV}\right)\Delta V + J_{QV}\Delta V \quad (\text{eq.2.14})$$

Desta forma,

$$\Delta Q = J_{RQV}\Delta V \quad (\text{eq.2.15})$$

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1}\Delta Q \quad (\text{eq.2.16})$$

Onde J_{RQV} é a matriz reactiva reduzida do jacobiano do sistema, dada por:

$$J_{RQV} = \left[J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV} \right] \quad (\text{eq.2.17})$$

O valor do 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 usadas na resolução das equações de regime permanente do

fluxo de cargas. A inversa da matriz jacobiana completa pode ser expressa em função das matrizes jacobianas reduzidas:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{RP\theta}^{-1} & -J_{RP\theta}^{-1} J_{PV} J_{QV}^{-1} \\ -J_{RQV}^{-1} J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} & J_{RQV}^{-1} \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.18})$$

em que $J_{RP\theta}$ é a matriz activa reduzida do jacobiano do sistema, calculado por:

$$J_{RP\theta} = [J_{P\theta} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q\theta}] \quad (\text{eq.2.19})$$

Facilmente se constata que, a inversa da matriz completa do jacobiano é influenciada pelas duas matrizes reduzidas J_{RQV} e $J_{RP\theta}$. Caso uma destas matrizes seja singular a inversão da matriz completa torna-se impossível.

Quando se está no ponto de carregamento máximo a matriz reactiva reduzida é singular. A matriz jacobiana activa reduzida, $J_{RP\theta}$, fornece informação modal adicional comparativamente a J_{RQV} , atendendo a que engloba quer barramentos do tipo PV como do tipo PQ.

Da matriz J_{RQV} retira-se informação relativa a problemas de estabilidade relacionados com a potência reactiva, enquanto da matriz $J_{RP\theta}$ se retira informação no que toca a locais do sistema onde acções de controlo ligadas à potência activa – cortes de carga ou redespacho de produção – podem melhorar as margens de estabilidade de tensão.

É através das equações 2.15 e 2.16 que a sensibilidade V-Q pode ser calculada. Esta sensibilidade não é mais do que o declive da curva Q-V num dado ponto de funcionamento. Caso se obtenha uma sensibilidade positiva, significa que a tensão aumenta caso haja um aumento de potência reactiva injectada num dado barramento, e quanto mais baixa for essa sensibilidade, mais estável será o sistema. Uma sensibilidade negativa significa que o módulo da tensão diminui com o aumento da potência reactiva.

O sistema é estável se todas as sensibilidades V-Q forem positivas. No ponto de limite de estabilidade a sensibilidade é infinita (e a matriz J_{RQV} é singular).

Embora esta análise seja possível, as amplitudes das sensibilidades para diferentes condições de funcionamento, não fornecem uma medida directa do grau de estabilidade de tensão. As sensibilidades V-Q revelam o efeito de todos os modos de variações V-Q, mas não conseguem identificar modos individuais de colapso de tensão.

2.3 Análise modal Q-V

Para ultrapassar os problemas verificados na análise anteriormente exposta, faz-se uso da análise modal Q-V, ideal para o estudo de estabilidade para pequenas perturbações. Este método baseia-se na análise da matriz reduzida do jacobiano linearizado em torno de um ponto de operação [8].

As características da estabilidade de tensão de um sistema eléctrico podem ser obtidas através do cálculo do conjunto dos menores valores próprios e os respectivos vectores próprios da matriz reactiva reduzida do jacobiano J_{RQV} . Cada valor e vector próprio definem um modo do sistema.

Entende-se por modo 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 vector próprio 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 é identificada através do cálculo do conjunto dos menores valores próprios e os respectivos vectores próprios da matriz reduzida do jacobiano.

Tendo:

$$J_{RQV} = \zeta \Lambda \eta \quad (\text{eq.2.20})$$

Em que:

ζ - vector próprio direito de J_{RQV} ;

Λ - matriz diagonal dos valores próprios de J_{RQV} ;

η - vector próprio esquerdo de J_{RQV} .

Invertendo a eq.2.20, tem-se:

$$J_{RQV}^{-1} = \zeta \Lambda^{-1} \eta \quad (\text{eq.2.21})$$

Substituindo na eq.2.16, vem:

$$\Delta V = \zeta \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (\text{eq.2.22})$$

ou de outra forma,

$$\Delta V = \sum_i \frac{\zeta_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (\text{eq.2.23})$$

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

Atendendo que:

$$\zeta^{-1} = \eta \quad (\text{eq.2.24})$$

Substituindo na eq.2.22, tem-se:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (\text{eq.2.25})$$

Simplificando a ultima equação, vem:

$$v = q\Delta^{-1} \quad (\text{eq.2.26})$$

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 eq.2.16 e eq.2.26 reside em Λ^{-1} , que é uma matriz diagonal, enquanto a matriz J_{RQV}^{-1} não é diagonal. Esta última equação representa equações de primeira ordem.

Numa forma matricial, a eq.2.26 pode-se escrever por:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n^{-1} \end{bmatrix} \quad (\text{eq.2.27})$$

Desta forma, a i-ésima tensão modal relaciona-se com a correspondente injeção de potência reactiva modal e é dada por:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (\text{eq.2.28})$$

Ou seja, 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_i for próximo de zero, uma pequena variação de carga no barramento i provocará uma grande variação da tensão nesse barramento, porém os outros barramentos não são afectados, e assim o colapso de tensão ocorrerá nesse barramento.

O significado do sinal de λ_i é interpretado da seguinte forma:

- o 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;
- o Se $\lambda_i < 0$, qualquer valor de q_i fará com que v_i seja negativo, o que implica a 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. Desta forma, 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;
- o 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 da 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 os consumos de energia reactiva aumentam, o sistema vai perdendo a estabilidade de tensão e 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 extremamente moroso e desnecessário calcular todos os valores próprios de um sistema. O numero ideal de valores próprios a determinar por forma a garantir que o valor próprio, crítico esteja incluído é difícil de estimar. Regra geral, calculam-se cerca de 5 a 10 valores próprios para identificar os modos críticos.

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. 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. Com o aproximar dos pontos de operação ao ponto de singularidade, o modo crítico pode ser identificado medindo o deslocamento dos valores próprios que foram determinados. O modo crítico correspondente ao que originar um maior deslocamento porém, é possível que o modo crítico não esteja incluído nos valores próprios calculados!

Caso a i -ésima tensão modal entre em colapso, as restantes tensões continuam inalteradas visto que não existe acoplamento entre elas, ou seja, 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.

O conjuntos dos 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 revelam as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão devido a variações de potência reactiva. Barramentos que possuem um elevado factor de participação são considerados barramentos críticos [1].

O calculo destes factores é dado por:

$$P_{ki} = \zeta_{ki} \eta_{ki} \quad (\text{eq.2.29})$$

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 do barramento k .

Para identificar as 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 quantifica a carga extra ou capacidade de transmissão de potência que é necessária. Este método identifica áreas críticas e elementos que participam em cada modo, bem como os melhores locais para proceder à instalação de compensadores estáticos com o objectivo de melhorar as margens de estabilidade do sistema.

Este é um valioso método de estudo, porém, atendendo a que previamente é feita uma linearização do sistema e por não considerar as variações da potência activa, os resultados devem ser interpretados com as devidas cautelas.

Os métodos anteriormente apresentados permitem estudar a estabilidade de tensão de um SEE. Uma forma de prever a proximidade de um ponto de funcionamento ao ponto de colapso de tensão, é através dos índices de estabilidade.

Os objectivos destes índices, como já foi referido, é a de estimar a proximidade de um determinado ponto de operação ao ponto que poderá provocar uma instabilidade, de forma a evitar a sua ocorrência e permitir a execução de medidas de carácter preventivo.

Qualquer índice deve ser útil e eficiente, devendo ter as seguintes características:

- o O índice deve ser relacionado com os parâmetros controláveis através de uma função simples;
- o Algumas medidas correctivas podem ser derivadas a partir dos índices;
- o O seu cálculo dever ser simples e com baixo custo computacional.

Os índices a seguir referidos serão alvo de uma descrição mais pormenorizada:

- o Determinante da matriz jacobiana;
- o Factores de sensibilidade;
- o Índice $\frac{V}{V_0}$;

- o Índice de estabilidade Kessel-Glavitsch;
- o Índice nas linhas;
 - ⇒ Índice L_{mn} ;
 - ⇒ Índice VCPI;
 - ⇒ Índice FVSI;
 - ⇒ Índice LQP;

Com o intuito de facilitar o cálculo destes índices e também do estudo da estabilidade de tensão em geral existem vários programas computacionais, o que vai ser usado neste trabalho é o EUROSTAG, no entanto existem diversos programas, nomeadamente:

- o ASTRE (Analyse de la Sécurité de Tension des Réseaux Electriques);
- o AVS (Automatic Voltage Stability)
- o CPF (Continuation Power Flow)/EQTP (Equilibrium Tracing Program);
- o UWPFLOW (University of Waterloo Power FLOW);
- o VOSTA (VOLTage STAbility);
- o VSA (Voltage Stability Analysis);
- o VSAT (Voltage Security Assessment Tool).

Todos estes serão revistos mais à frente, com especial atenção para o programa EUROSTAG.

2.4 Conclusão

A estabilidade de tensão é de facto um problema de vital importância e o seu estudo é bastante útil e proveitoso, pois desta forma podem-se evitar numerosas consequências desastrosas que poderiam decorrer de um fenómeno de instabilidade. Existem diversos métodos de análise e diversos indicadores que auxiliam estes estudos, bem como software desenvolvido para esses fins.

Capítulo III

3. Métodos de Controlo de Tensão

No Capítulo anterior foram descritas as causas mais comuns que originam instabilidade de tensão, neste Capítulo vão ser apresentados os métodos de controlo de tensão, bem como medidas de carácter preventivo que podem ser tomadas para evitar tais acontecimentos.

Estes métodos de controlo de tensão são bastante importantes visto que regulam os níveis de tensão nos barramentos, tentando garantir assim que não haja colapsos de tensão e que a tensão se mantém dentro dos níveis considerados aceitáveis, que é $\pm 5\%$ da tensão nominal.

3.1. Gerador Síncrono

Os geradores de grande potência e os que mais contribuem com a produção de energia eléctrica, são geradores síncronos. Devido a limitações técnicas de entrada em rede, os geradores assíncronos são apenas usados para pequenas produções de energia [4].

A potência dos geradores síncronos vai desde a potência unitária até às centenas de MVA, e estão unicamente limitados por razões de ordem construtiva. O princípio de funcionamento é simples, através de uma conversão de energia primária que lhe é fornecida, estes produzem energia activa, porém se estiverem equipados com sistemas de excitação no rotor também podem produzir energia reactiva.

Os geradores síncronos são elementos com uma importância extrema no que toca a estabilidade de tensão, pois são os principais responsáveis pela manutenção das tensões, dentro dos limites definidos, por variação da produção de energia reactiva.

Existem três grandes factores que condicionam a produção de energia reactiva deste tipo de gerador, são elas:

- o O limite da intensidade de corrente no estator;
- o O limite de intensidade de corrente de excitação;

- o A região térmica do gerador como o gerador subexcitado.

Os dois primeiros limites estão directamente ligados com as secções de bobinagem de estator e do rotor, como tal necessitam de ser vigiadas continuamente por protecções que não deixem exceder o valor máximo além de uma tolerância predefinida. Já a terceira limitação, prende-se com o aquecimento localizado, devido às correntes de fugas.

Quando a rede está num ponto de funcionamento caracterizado por tensões abaixo dos seus níveis normais, o pedido de energia reactiva tem valores elevados e pode fazer com que os geradores atinjam os seus limites da corrente de excitação. A partir deste momento o gerador deixa de poder controlar as tensões aos seus terminais.

A figura 3.1 mostra uma rede constituída por uma carga de valor elevado quando alimentada a partir de um barramento de potência infinita e por um gerador G_1 , ambos ligados a um barramento intermédio. A tensão que irá regular o funcionamento do gerador será V_i .

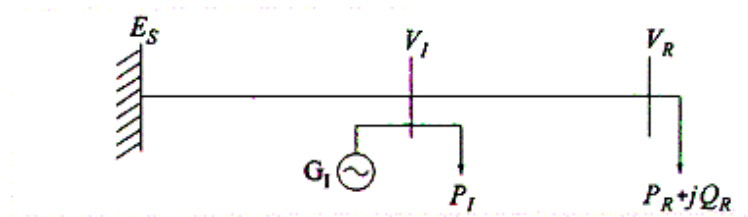


Figura 3.1 – Esquema unifilar da rede [3].

Mantendo a tensão constante no barramento intermédio, pode-se desenhar a curva 1 (figura 3.2) que dá a relação entre a tensão e a carga quando a tensão V_i está a ser regulada. Se não houver controle da tensão V_i passa-se a ter a curva 2.

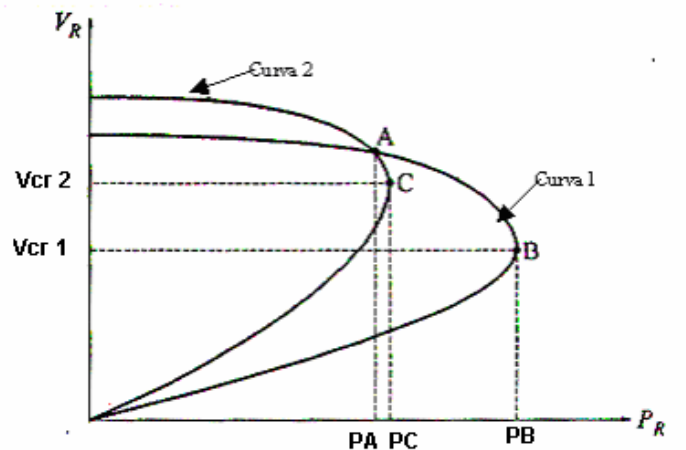


Figura 3.2 – Curva P-V [3].

A curva 1 tem uma tensão crítica que é inferior a V_{cr2} e PB é superior a PC. Desta observação conclui-se que com excitação podemos transmitir não só, potências superiores como se tem também uma margem de manobra superior, pois torna-se possível descer a tensões inferiores sem que seja atingido o limite de estabilidade.

Note-se também que embora possa parecer que se está num ponto de funcionamento longe da instabilidade, o facto de se perder a possibilidade de controlar as tensões pode-se colocar o sistema muito perto da instabilidade.

Para então se controlar a tensão de um gerador utilizam-se os AVR (Automatic Voltage Regulator). Estes reguladores que já incorporam limitadores de excitação, subexcitação e de intensidade máxima do estator, têm também a possibilidade de realizar a compensação da impedância do transformador elevador, que está sempre associada a um gerador, atendendo que a tensão de produção é normalmente inferior à tensão da rede onde se vai injectar a energia eléctrica produzida. Na figura 3.3 é apresentado um diagrama de blocos de um AVR.

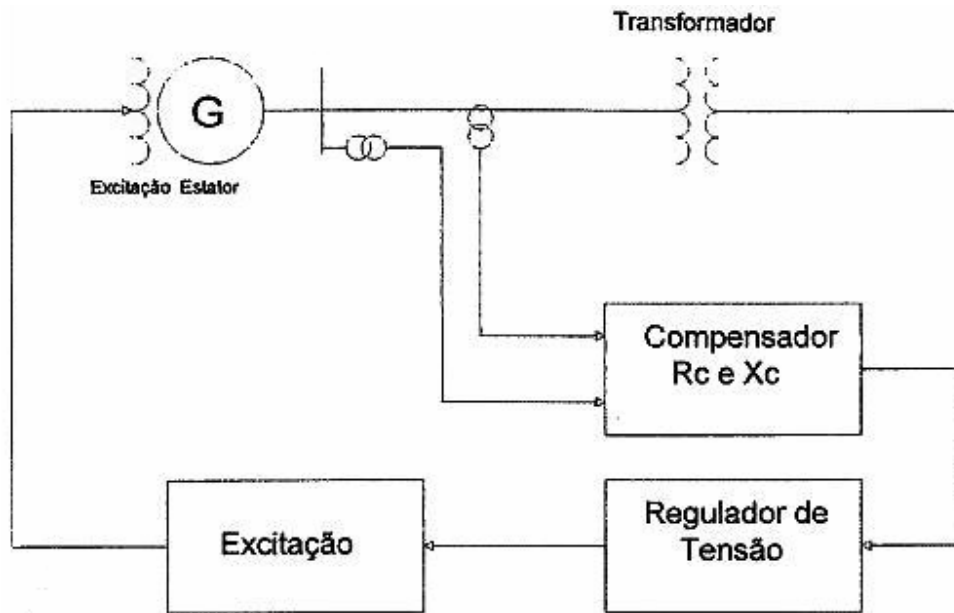


Figura 3.3 – Diagrama de blocos de um AVR [4].

Os limitadores de excitação, *OXL* – *Overexcitation Limiter*, permitem proteger o gerador de sobreaquecimento devido a uma prolongada e excessiva corrente de excitação. Este limitador também é conhecido por *MXL* – *Maximum Excitation Limiter*.

Os limitadores de subexcitação, *UEL* – *Underexcitation Limiiter*, permitem proteger o gerador de sobreaquecimento devido a um aquecimento localizado no estator, provocado por correntes parasitas.

3.2. Baterias de Condensadores

A forma mais comum de fazer a compensação de energia reactiva, mantendo assim os níveis de tensão dentro dos níveis desejados, é através do uso de baterias de condensadores, desta forma é igualmente possível reduzir a intensidade de corrente que transita nas linhas [4], [6].

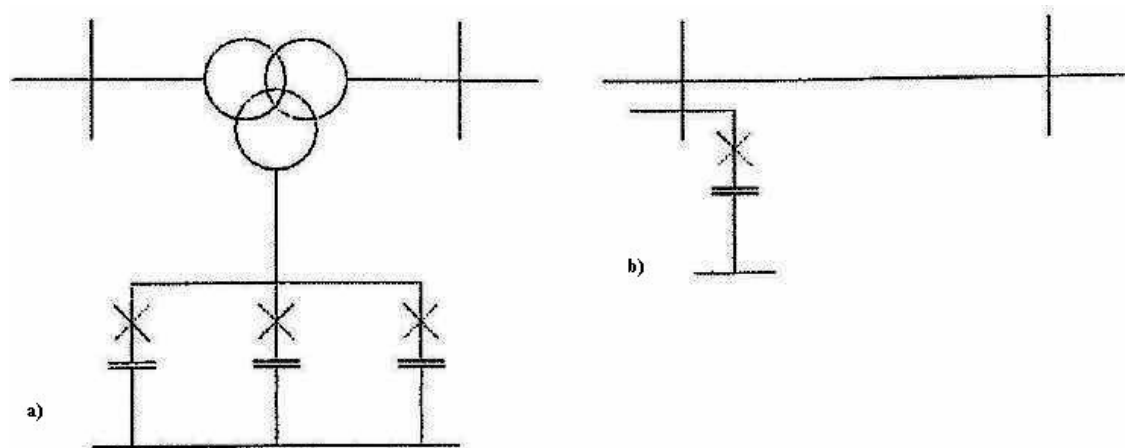
As subestações MAT/AT ou MAT/MT têm, regra geral, uma ou várias baterias de condensadores para produzirem localmente parte da energia reactiva que as cargas solicitam. É igualmente habitual o uso destes equipamentos junto às zonas de consumo BT ou MT para realizar a correcção do factor de potência. Nas linhas MT com um comprimento considerável, o uso e baterias de condensadores permite subir o perfil de

tensão a partir do ponto onde são ligadas, evitando desta forma investimentos em zonas que normalmente a baixa densidade de cargas os torna inviáveis.

A compensação paralela é feita colocando as baterias de condensadores em paralelo com as linhas de transporte, deste modo diminuem-se as perdas das linhas, e principalmente monitorizam-se os níveis de tensão.

Um aumento de carga provoca um aumento de corrente da linha, o que tem como consequência um abaixamento de tensão. Estando as baterias de condensadores em paralelo, o aumento da corrente nas linhas faz com que haja uma diminuição da produção de energia reactiva, pois a produção de energia reactiva realizada através do condensador é directamente proporcional ao quadrado da tensão.

A ligação de mais baterias, às já existente, permite manter os níveis de tensão nos valores desejados, de acordo com os limites impostos de $\pm 5\%$ e também possibilita um aumento de carga. Na figura 3.4 mostram-se dois tipos de ligação: a) com três níveis de compensação através de um terciário de um transformador; b) com ligação directa.



**Figura 3.4 a) Ligação de baterias de condensadores através de um terciário de um transformador;
b) Ligação de baterias de condensadores directa [4].**

A compensação série de linhas de transporte é realizada com a colocação de baterias de condensadores em série com as linhas. Nesta situação um aumento da corrente nas linhas provoca um aumento de produção de energia reactiva, pois a produção de energia reactiva por partes destes elementos é proporcional ao quadrado da corrente nas linhas.

Assim sendo, há uma maior produção de energia reactiva quando efectivamente é necessário, para subir os níveis de tensão. A compensação série tem assim um efeito auto-regulador da tensão.

Este tipo de compensação deveria ser realizada a 100% (anulando a reactância da linha), porém, devido a problemas de ressonância e de coordenação de protecções é feita apenas a 80%

3.3. Transformadores com tomadas de regulação em carga

Os transformadores com tomadas de regulação – *Load Tap Changers*, são usados não só para regulação dos níveis de tensão, mas também nas subestações para ligação de patamares de tensão, nomeadamente MAT/MAT, MAT/AT e AT/MT.

Estes transformadores regulam a tensão adequando a tomada a uso mediante o abaixamento ou subida do nível de tensão provocado pelas cargas.

Actualmente os transformadores com regulação em carga têm um controlo do tipo tempo inverso, o que significa que quanto mais rápida for a variação de tensão (subida ou descida) mais rapidamente a tensão será regulada para o valor definido [4].

3.4. Static Var Compensators

Os *Static Var Compensators* – SVC, têm a vantagem de serem mais rápidos a actuar e de conseguirem que a tensão se mantenha num perfil quase constante, em relação às técnicas de compensação paralelas clássicas [9]. Na figura 3.5 mostra as curvas PV resultantes de uma compensação deste tipo.

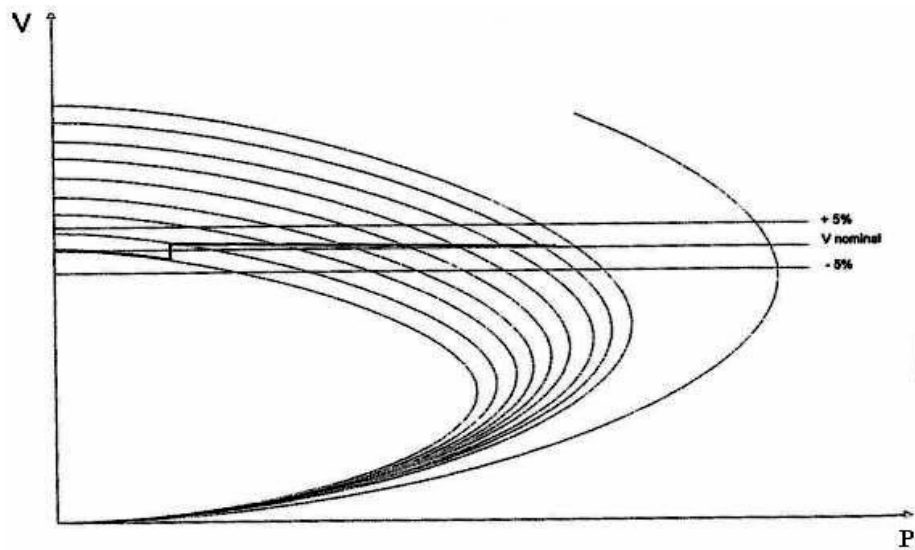


Figura 3.5 – Curvas PV resultantes de uma compensação por SVC [4].

O controlo linear do SVC está entre os limites determinados pela máxima susceptância da indutância B_{LMX} e a susceptância capacitiva total dos condensadores B_c .

Na figura 3.6 mostra-se o esquema típico de um SVC, enquanto que na figura 3.7 representa-se a sua característica VI.

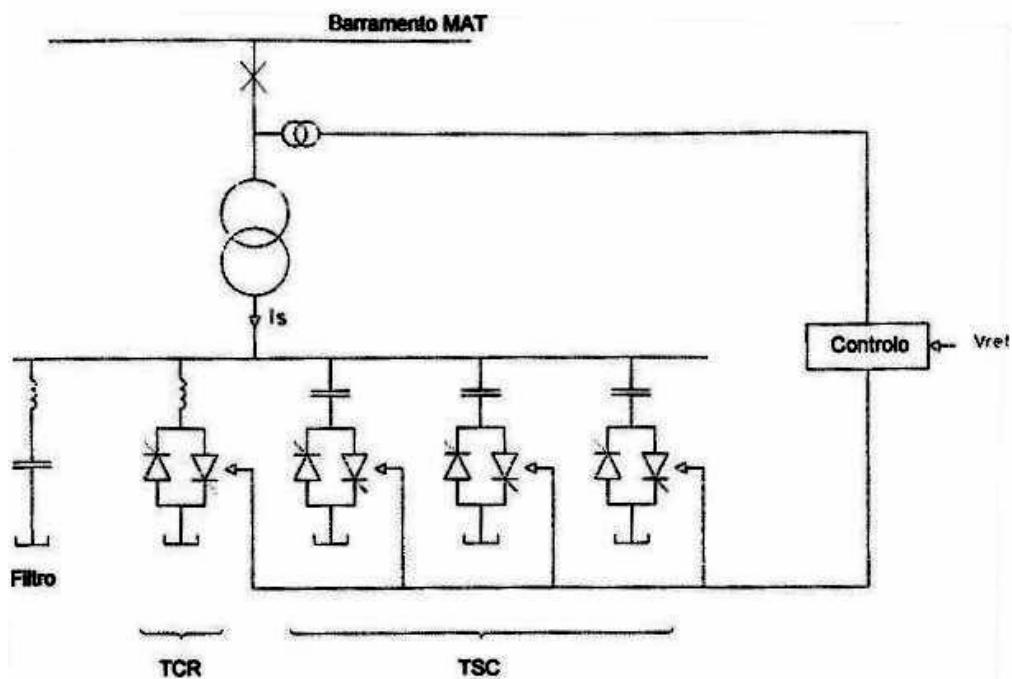


Figura 3.6 – Esquema típico de um SVC [4].

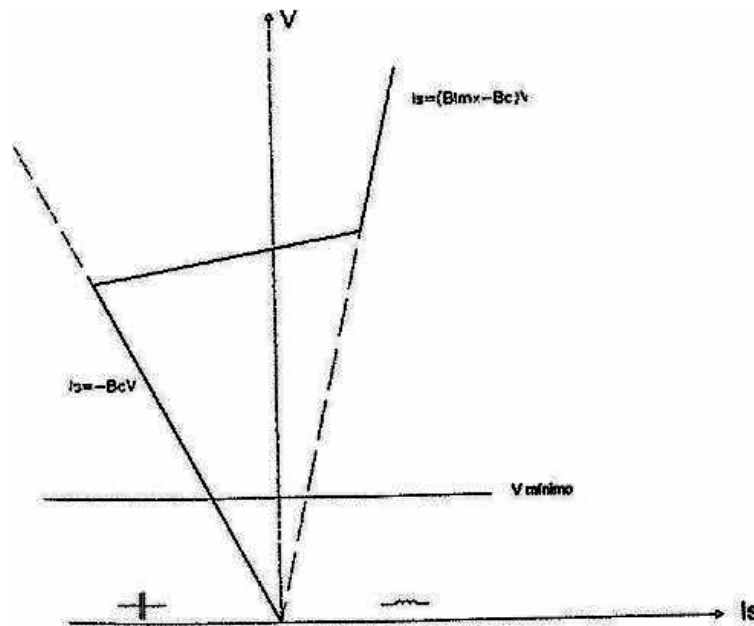


Figura 3.7– Característica VI de um SVC [4].

3.5. Compensadores Síncronos

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas que não produzem energia activa, ficando apenas limitadas à produção de energia reactiva. O seu comportamento face a uma descida da tensão da rede é em tudo semelhante ao de um gerador síncrono, ou seja, uma descida da tensão provoca o aumento da excitação da máquina, o que leva ao aumento da produção de energia reactiva e a consequente subida da tensão.

Em relação aos SVC são mais lentos a responder devido às constantes da máquina, porém a capacidade de trabalhar em curtos espaços de tempo, em sobrecarga, pode ir até aos 20%.

3.6. Static Synchronous Condenser

Este método de controlo – *STATCON* – é uma alternativa ao SVC, que apresenta vantagens ao nível da capacidade de sobrecarga. Os *STATCON* fazem uso dos *Gate turn-off Thyristors* – GTOs – que os aproximou dos tiristores de potência. Relativamente aos

tempos de resposta são idênticos aos dos SVC. Os limites dos STATCON são determinados pela intensidade de corrente máxima dos GTOs [9]

3.7. Thyristor Controlled Series Compensation

Os *Thyristor Controlled Series Compensation* – TCSC – são equivalentes aos condensadores série, possibilita a variação contínua de produção de energia reactiva. São rápidos a reagir e podem ficar sujeitos a uma sobrecarga por um período de tempo curto e são facilmente controláveis [9].

3.8. Unified Power Flow Controller

O *Unified Power Flow Controller* – UPFC – é usado tanto em compensação série como em compensação paralelo. O controlo é basicamente feito por dois *Voltage Sourced Converter* – VSC – onde equipamentos semicondutores ligam e desligam um condensador comum. A sua ligação aos sistemas de energia tem de ser realizada por um transformador.

3.9. Comportamento das Cargas Eléctricas

As cargas eléctricas são também elementos causadores de instabilidade de tensão, pelo que é importante avaliar a sua influência.

Cada carga é um caso particular, pois é composta por vários elementos com características únicas.

As cargas que são alimentadas são uma combinação de três tipos: cargas de impedância constante, cargas de corrente constante e cargas de potência constante.

Dentro destes três tipos, são as cargas de potência constante que apresentam maiores problemas no estudo da estabilidade de tensão, devido ao seu comportamento face a uma descida de tensão. Numa situação de diminuição de tensão estas cargas aumentam a intensidade de corrente consumida para manter a potência constante. No entanto este aumento do consumo de corrente leva a um aumento das quedas de tensão o que provoca

um aumento da intensidade de corrente, estabelecendo-se assim um ciclo vicioso que acaba num colapso de tensão [6].

3.9.1 Cargas domésticas/Cargas industriais

Quando os transformadores com tomadas, atingem o seu limite de regulação, as tensões do sistema de distribuição, começam a descer. As cargas domésticas vão diminuir com a tensão. Isto vai por sua vez diminuir a carga nas linhas, e por esse motivo, diminuem as perdas reactivas na linha. As cargas industriais, constituídas por motores de indução, são pouco (ou quase nada) afectadas pela diminuição da tensão. No entanto, os condensadores destas zonas fornecerão menos energia reactiva, causando um aumento da carga reactiva na rede.

3.9.1 Termóstatos/Dispositivos de regulação

Diminuindo o valor das tensões, os termóstatos e outros dispositivos de regulação vão tentar repor a carga perdida, por exemplo os acumuladores termoeléctricos vão precisar de funcionar durante mais tempo para manter a temperatura. Assim, as cargas serão mais e a funcionar durante mais tempo.

Os motores de indução podem parar no caso de as tensões de alimentação descerem de 85 a 90% do valor nominal. Nesse momento estarão a debitar uma corrente reactiva muito elevada, fazendo diminuir ainda mais a tensão. Os contactores magnéticos que controlam os motores de indução podem actuar por falta de tensão e muitos motores serão desligados. A perda de carga vai resultar numa recuperação dos níveis de tensão. Mas passado algum tempo, os motores estarão de novo a funcionar e podem originar uma nova queda nos valores da tensão se mantiver a causa que deu origem ao problema.

3.10. Medidas Preventivas para o controlo de tensão

Para uma correcta análise da situação de um sistema e quais as suas possíveis evoluções é necessário caracterizá-lo, definindo todos os estados bem como todas as transições que ele pode sofrer aquando de uma alteração de um ponto de funcionamento.

Na figura 4.1 estão patentes os diversos estados de um sistema.

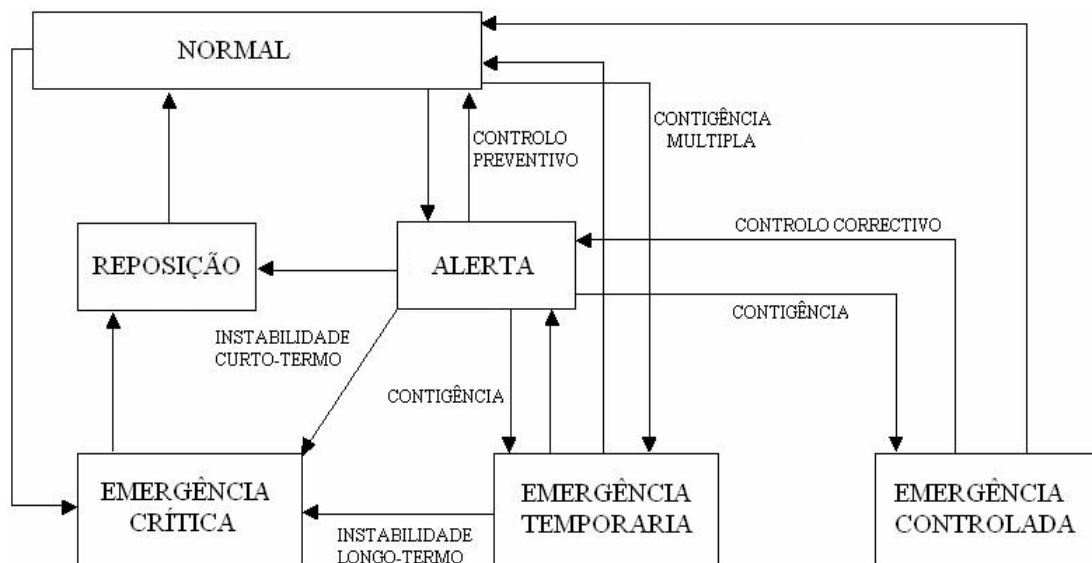


Figura 4.1 – Diversos estados de funcionamento de um SEE [4].

A crescente complexidade dos SEE devido à sua dimensão e ao grande número de equipamentos que influenciam o seu funcionamento, tornam a sua operação difícil, pois uma variação anormal de funcionamento de um qualquer componente faz com que o sistema altere o seu estado funcionamento.

Considera-se que um sistema se encontra a residir num estado normal, se todas as cargas estiverem alimentadas, os valores da tensão e frequência estiverem dentro dos limites normais e se não existir nenhuma violação do sistema (gerador com limite de produção de energia reactiva ultrapassados, intensidade de corrente numa linha superior ao limite máximo, por exemplo). Basta um destes factores estar fora do que é considerado como normal e o sistema transita para um estado de emergência.

Para além das medidas de controlo correctivo, na operação dos sistemas de energia, é também possíveis realizar medidas de controlo preventivo para precaver situações anómalas que possam surgir. Um bom exemplo disso é o cálculo dos índices de estabilidade de tensão, que dão uma ideia do estado actual do sistema bem como algumas zonas críticas.

Uma correcta actuação dos dispositivos apresentados na secção anterior é a chave para acautelar situações graves de funcionamento. De um modo geral, os geradores síncronos são a base e os principais elementos no que toca ao controlo de tensão, no entanto, as baterias de condensadores, devido a terem uma relação custo/benefício bastante boa, são os elementos mais usados. A sua correcta adequação e colocação pode evitar possíveis casos de instabilidade.

Numa situação extrema, onde se tenham esgotado todos os recursos para se inverter a situação de instabilidade, opta-se pela realização de um deslastre de cargas. As cargas com baixo factor de potência serão as primeiras a serem cortadas, devido à grande influência nos níveis de tensão, atendendo ao seu elevado consumo de energia reactiva. De um ponto de vista económico convém iniciar o deslastre pelas cargas residenciais, deixando as cargas industriais para o fim. Do ponto de vista técnico é necessário, no entanto conciliar todos os factores – regulamentares, económicos e técnicos.

3.11. Conclusão

Através deste Capítulo foram mostrados os métodos mais comuns usados no controlo de tensão. O seu uso é de vital importância na manutenção da estabilidade de tensão de um sistema, deve-se portanto, ser criterioso aquando da sua aplicação, escolhendo para cada caso o melhor controlador.

Capítulo IV

4. Índices de Estabilidade de Tensão

Os índices de estabilidade de tensão são usados para prever a proximidade aos problemas de colapso. São de grande interesse para investigadores e a equipas técnicas na gestão dos sistemas de energia. Estes índices podem ser usados on-line ou off-line para ajudar os operadores a avaliarem o estado de um sistema. O objectivo destes índices é definir um valor escalar que possa ser monitorizado à medida que os parâmetros do sistema mudam. Estes índices devem ter uma forma predefinida e monótona, de modo que previsões aceitáveis possam ser feitas; além disso, devem ser a nível computacional facilmente calculáveis, particularmente para a monitorização do sistema on-line.

Neste Capítulo serão apresentados os índices com mais uso e seus respectivos fundamentos teóricos.

4.1. Índices de Estabilidade de Tensão

4.1.1. Determinante da Matriz Jacobiana

Este índice, é provavelmente o mais elementar, porém não linear e de aplicação limitada pois é necessário o conhecimento geral da rede ou de uma zona específica; baseia-se no facto de que no ponto de colapso de tensão o determinante da matriz jacobiana é zero [1]. Se os sinais do determinante da matriz jacobiana para os pontos iniciais e finais de funcionamento forem diferentes, então o ponto final é instável, supondo que se parte de um ponto de funcionamento estável. É assim criado o índice $F(S_k)$, em que:

- o Se $F(S_k) = F(S_0)$, então o sistema é estável;
- o Se $F(S_k) \neq F(S_0)$, então o sistema é instável.

$F(S_k)$ é o sinal do determinante da matriz jacobiana, S_0 é o ponto inicial de funcionamento e S_k é o ponto que se quer analisar.

4.1.2. Factores de Sensibilidade

Estes índices incidem especialmente sobre os problemas de controlo das curvas Q-V dos geradores e é dado por:

$$VSF_i = \max_i \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\} \quad (\text{eq.5.1})$$

À medida que o gerador i se aproxima da parte inferior da curva Q-V, o factor de sensibilidade de tensão aumenta e muda de sinal, o que revela problemas de instabilidade de tensão.

São índices computacionalmente simples e pouco dispendiosos e fiáveis para pequenas redes, nem sempre para grandes redes apresentam bons resultados [4].

4.1.3. Índice $\frac{V}{V_0}$

Este índice é bastante útil e fácil de determinar. Conhecendo os valores dos módulos das tensões de todos os barramentos (V), realiza-se um estudo de trânsito de potência para o sistema, mas com todas as cargas a zero, determinando os novos valores das tensões (V_0). Com esta razão pode-se elaborar um mapa de estabilidade de tensão, onde se pode claramente definir as zonas mais debilitadas e problemáticas [1].

4.1.4. Índice de Estabilidade Kessel-Glavitsch

Trata-se de um método para testar online a estabilidade de tensão de um sistema eléctrico de energia que foi proposto pelo prof. Glavitsch do Swiss Federal Institute of Technology de Zurique publicado nos Transactions do IEEE em 1985.

Para tal é definido um índice L , que considerando que os ângulos das tensões nos barramentos PV não se alteram, pode variar entre 0 (sistema não sobrecarregado) e 1 (colapso de tensão) e usa informações das soluções dadas pelos trânsitos de potência.

A análise que será feita tem por base a figura 5.1, que representa um sistema básico com dois barramentos, constituído por um gerador, uma linha em π e uma carga. O nó 1 é o barramento que alimenta a carga, onde a análise da estabilidade de tensão é feita, e o nó 2 é o barramento do gerador.

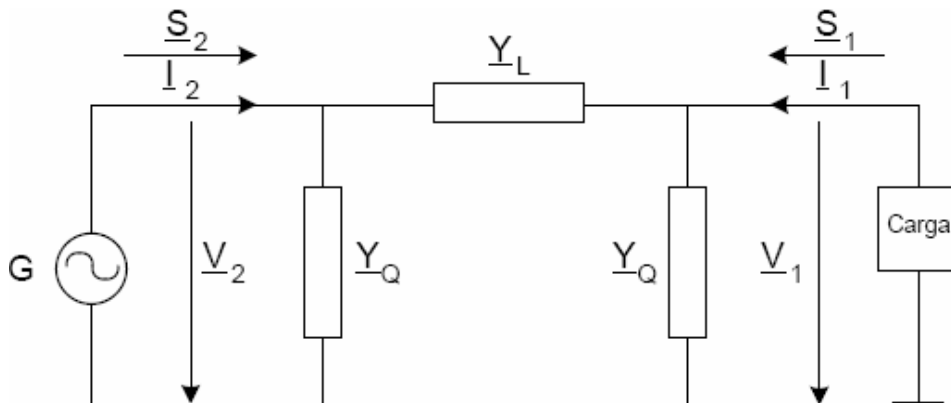


Figura 5.1 – Sistema de dois barramentos [1].

Através da matriz das admitâncias podem-se relacionar as tensões nodais e as correntes injectadas em todos os barramentos.

$$[I] = [Y][V] \quad (\text{eq.5.2})$$

Para este sistema tem-se:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix} \quad (\text{eq.5.3})$$

A equação referente ao nó 1 é:

$$\underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2 = \underline{I}_1 \quad (\text{eq.5.4})$$

onde,

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{V}_1} \quad (\text{eq.5.5})$$

e,

$\underline{Y}_{11}$ - admitância própria de 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 eq.33 por $\frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}}$, tem-se:

$$\frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}} [\underline{Y}_{11}\underline{V}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{V}_2] = \frac{\underline{V}_1^*}{\underline{Y}_{11}} \left[\frac{\underline{S}_1^*}{\underline{V}_1^*} \right] \quad (\text{eq.5.6})$$

Ou seja,

$$V_1^2 + \underline{V}_0 \underline{V}_1^* = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{Y}_{11}} = a + jb \quad (\text{eq.5.7})$$

Em que a e b são as componentes reais e imaginárias, definidas por:

$$a = \frac{P_1 G_1 - Q_1 B_1}{Y_{11}^2} \quad (\text{eq.5.8})$$

$$b = -\frac{P_1 B_1 + Q_1 G_1}{Y_{11}^2} \quad (\text{eq.5.9})$$

A tensão $\underline{V}_0$ é dada por:

$$\underline{V}_0 = \frac{\underline{Y}_{12}}{\underline{Y}_{11}} \underline{V}_2 \quad (\text{eq.5.10})$$

E $\underline{Y}_{11}$ é determinado por:

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=0 \neq i}^2 y_{ij} \Leftrightarrow \underline{Y}_{11} = y_{10} + y_{12} \Leftrightarrow \underline{Y}_{11} = \underline{Y}_Q + \underline{Y}_L \quad (\text{eq.5.11})$$

Logo $\underline{Y}_{12}$ é:

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -y_{ij} \Leftrightarrow \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_L \quad (\text{eq.5.12})$$

Desta forma,

$$\underline{V}_0 = \frac{-\underline{Y}_L}{\underline{Y}_Q + \underline{Y}_L} \underline{V}_2 \quad (\text{eq.5.13})$$

Com estes elementos pode-se determinar a tensão do barramento 1 que é dada por:

$$V_1 = \sqrt{\frac{V_0^2}{2} + a \pm \sqrt{\frac{V_0^4}{4} + aV_0^2 - b^2}} \quad (\text{eq.5.14})$$

Verifica-se então que esta equação fornece duas soluções.

A eq.5.7 pode, desta forma ser reescrita,

$$\left| \underline{S}_1 - \underline{Y}_{11}^* V_1^2 \right| = V_0 V_1 Y_{11} \quad (\text{eq.5.15})$$

Generalização para uma rede com n barramentos

Um sistema eléctrico genérico pode ser representado em termos da matriz híbrida H , tal que:

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = [H] \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (\text{eq.5.16})$$

onde,

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 H é obtida por uma inversão parcial da matriz das admitâncias nodais Y_{bus} ,

$$[H] = \begin{bmatrix} [Z^{LL}] & [F^{LG}] \\ [K^{GL}] & [Y^{GG}] \end{bmatrix} \quad (\text{eq.5.17})$$

Desta forma a eq.45 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^{LL} \\ K^{GL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F^{LG} \\ Y^{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (\text{eq.5.18})$$

O índice L refere-se aos nós do tipo PQ, enquanto o índice G é referente aos nós PV.

Para qualquer nó j , em que $j \in \alpha_L$, pode ser derivada uma equação referente á tensão no barramento j , a partir da eq.5.18, que é dada por:

$$\underline{V}_L = \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i + \sum_{i \in \alpha_L} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i \quad (\text{eq.5.19})$$

em que,

α_L - conjunto dos nós de consumo;

α_G - conjunto dos nós de geração.

Multiplicando a equação anterior por $\underline{V}_j^*$ obtém-se,

$$\underline{V}_j^2 - \sum_{i \in \alpha_L} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i \underline{V}_j^* = \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i \underline{V}_j^* \quad (\text{eq.5.20})$$

que também pode ser expressa por,

$$\underline{V}_j^2 + \underline{V}_{oj} \underline{V}_j^* = \underline{V}_j^* \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i \quad (\text{eq.5.21})$$

onde,

$$\underline{V}_{oj} = - \sum_{i \in \alpha_G} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i \quad (\text{eq.5.22})$$

Como,

$$\begin{aligned}
 \underline{V}_j^* \sum_{i \in \alpha_L} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i &= \underline{V}_j^* \underline{I}_j \underline{Z}_{jj} + \underline{V}_j^* \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \underline{Z}_{ji} \underline{I}_i \\
 &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + \underline{V}_j^* \underline{Z}_{jj} \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ij}}{\underline{Z}_{jj}} \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{V}_i^*} \\
 &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + \underline{Z}_{jj} \underline{S}_j^{corr*} \\
 &= \frac{\underline{S}_j^*}{\underline{Y}_{jj}} + \frac{\underline{S}_j^{corr*}}{\underline{Y}_{jj}} \\
 &= \frac{\underline{S}_j^{+*}}{\underline{Y}_{jj}}
 \end{aligned} \tag{eq.5.23}$$

Atenda-se ao facto que $\underline{S}_j^{+*}$ consiste em duas parcelas,

$$\underline{S}_j^{+*} = \underline{S}_j^* + \underline{S}_j^{corr*} \tag{eq.5.24}$$

e,

$$\underline{S}_j^{corr*} = \underline{V}_j^* \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ij}}{\underline{Z}_{jj}} \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{V}_i^*} \tag{eq.5.25}$$

Através destas expressões pode-se constatar que a tensão nodal $\underline{V}_j$ é afectada pela potência aparente $\underline{S}_j$, injectada no nó j e por uma potência equivalente $\underline{S}_j^{corr*}$ que indica a contribuição das outras cargas do sistema.

Introduzindo a eq.5.25 na eq.5.23 tem-se,

$$\underline{V}_j^2 + \underline{V}_{oj} \underline{V}_j^* = \frac{\underline{S}_j^{+*}}{\underline{Y}_{jj}} \quad (\text{eq.5.26})$$

O índice local L_j , que revela o risco de instabilidade de tensão no barramento j é,

$$L_j = |L_j| = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_L} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right| \quad (\text{eq.5.27})$$

Se $L_j \leq 1$ então o ponto de funcionamento é estável. O barramento que apresentar o maior valor de L_j é o mais vulnerável.

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

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \{L_j\} \quad (\text{eq.5.28})$$

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left\{ \left| 1 + \frac{\underline{V}_{oj}}{\underline{V}_j} \right| \right\} \quad (\text{eq.5.29})$$

De uma forma genérica,

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left| \frac{\underline{S}_j^+}{\underline{Y}_{jj}^* \underline{V}_j^2} \right| = \max_{j \in \alpha_L} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_L} \underline{F}_{ji} \underline{V}_i}{\underline{V}_j} \right| \quad (\text{eq.5.30})$$

O índice local L_j permite determinar os nós críticos que podem originar o colapso de tensão, enquanto que com o índice L se pode estimar a distância do estado actual do sistema ao limite de estabilidade de tensão, apenas para os barramentos de consumo.

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 também bastante aceitável.

De uma forma global este índice apresenta as seguintes características:

- o Tem uma estrutura simples e é facilmente tratável;
- o Pode ser estendido a sistemas multi-nodais;
- o Tempo computacional de execução gasto aceitável;
- o A instabilidade causada pelo aumento de carga é prevista com precisão;
- o A precisão geral obtida é satisfatória.

Os índices de estabilidade de tensão tanto podem ser usados para identificar barramentos críticos como ramos críticos de um sistema. Para os índices que identificam as linhas críticas, é possível obter-se uma localização mais precisa onde ocorreu o colapso de tensão. Atendendo a que a um barramento podem ser ligados vários outros, é assim mais difícil a localização exacta de um colapso no caso dos índices referidos aos barramentos. Através dos índices de linhas também é possível reconhecer a causa do colapso, ou seja, se a sua ocorrência se deveu a um carregamento de potência activa ou reactiva.

4.1.5. Índice de estabilidade das linhas

4.1.5.1. Índice L_{mn}

Este índice, tal como o anterior varia entre 0 e 1, quando o sistema está sem carga ou quando está prestes a sofrer um colapso de tensão, respectivamente.

Considere-se, genericamente, uma linha de transmissão que liga dois barramentos [1].

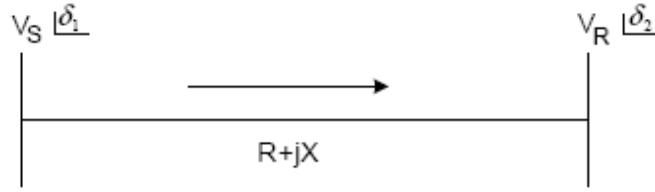


Figura 5.2 – Linha de transmissão [1]

As respectivas potências em cada barramento são:

$$\underline{S}_S = P_S + jQ_S = \underline{V}_S \underline{I}_S^* \quad (\text{eq.5.31})$$

$$\underline{S}_R = P_R + jQ_R = \underline{V}_R \underline{I}_R^* \quad (\text{eq.5.32})$$

Representando a linha no seu modelo em π , tem-se:

$$\underline{S}_R = \frac{V_R V_S}{Z} e^{j(\theta - \delta_1 + \delta_2)} - \frac{V_R^2}{Z} e^{j\theta} \quad (\text{eq.5.33})$$

$$\underline{S}_S = \frac{V_S^2}{Z} e^{j\theta} - \frac{V_S V_R}{Z} e^{j(\theta + \delta_1 - \delta_2)} \quad (\text{eq.5.34})$$

Em que a impedância série da linha é dada por:

$$Ze^{j\theta} = R + jX \quad (\text{eq.5.35})$$

Decompondo a eq.5.33 na sua parte real e imaginária tem-se:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{Z} \cos(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_R^2}{Z} \cos \theta \quad (\text{eq.5.36})$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R}{Z} \sin(\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_R^2}{Z} \sin \theta \quad (\text{eq.5.37})$$

Fazendo $\delta = \delta_1 - \delta_2$ nas equações anteriores, o valor de δ pode ser calculado por:

$$\delta = \arccos \left(\frac{V_S^2 - (P_S R + Q_S X)}{V_S V_R} \right) \quad (\text{eq.5.38})$$

Pode também determinar-se V_R que é dado por:

$$V_R = \frac{V_S \sin(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \sin(\theta - \delta)]^2 - 4XQ_R}}{2 \sin \theta} \quad (\text{eq.5.39})$$

Note-se que,

$$X = Z \sin \theta \quad (\text{eq.5.40})$$

Para se obterem os valores reais de V_R em termos de Q_R , a equação anterior tem de ter raízes reais, para tal, o discriminante tem de ser igual ou superior a zero, tem então que se satisfazer a seguinte condição:

$$L_M = [V_S \sin(\theta - \delta)]^2 - 4XQ_R \geq 0 \quad (\text{eq.5.41})$$

O índice L_M é influenciado pelo valor da potência reactiva no barramento R, diminuindo 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 é dada por:

$$L_M = \frac{4XQ_R}{[V_S \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (\text{eq.5.42})$$

onde,

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 do barramento S e R.

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 L_{mn} se mantenha menor do que um o sistema é estável.

Da mesma forma, pode-se obter V_R em função da potência activa:

$$V_R = \frac{V_S \cos(\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_S \cos(\theta - \delta)]^2 - 4RP_R}}{2 \cos \theta} \quad (\text{eq.5.43})$$

onde,

$$R = Z \cos \theta \quad (\text{eq.5.44})$$

Para se obterem os valores reais de V_R em termos de P_R , a equação anterior tem de ter raízes reais, para tal o discriminante tem de ser igual ou superior a zero, pelo que o índice de proximidade ao colapso de tensão em função da potência activa é dado por:

$$L_{pn} = \frac{4RP_R}{[V_S \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (\text{eq.5.45})$$

Tal como o índice anterior se L_{pn} for superior a um o sistema é considerado instável.

4.1.5.2. Índice VCPI

Com a utilização deste índice é possível determinar a localização exacta da ocorrência de um colapso de tensão num SEE.

Considere-se a linha de transmissão da figura 5.3 que representa uma linha de transmissão típica.

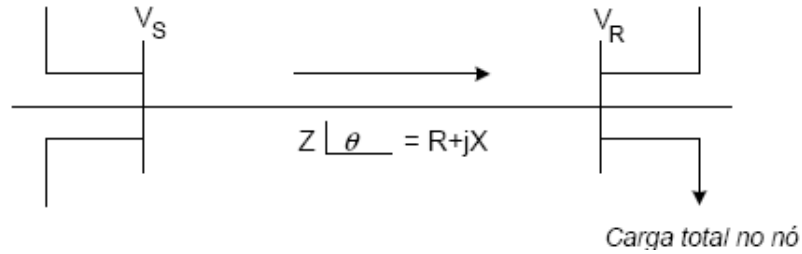


Figura 5.3 – Linha de transmissão [1].

Um outro circuito equivalente ao apresentado pode ser obtido, tendo em conta que uma carga $Z_R e^{j\phi}$ é alimentada por uma fonte de tensão constante V_S e onde $Z_S e^{j\phi}$ representa a impedância da linha. P_R e Q_R são, respectivamente, os trânsitos de potência activa e reactiva e $\phi = \tan^{-1} \left[\frac{Q_R}{P_R} \right]$.

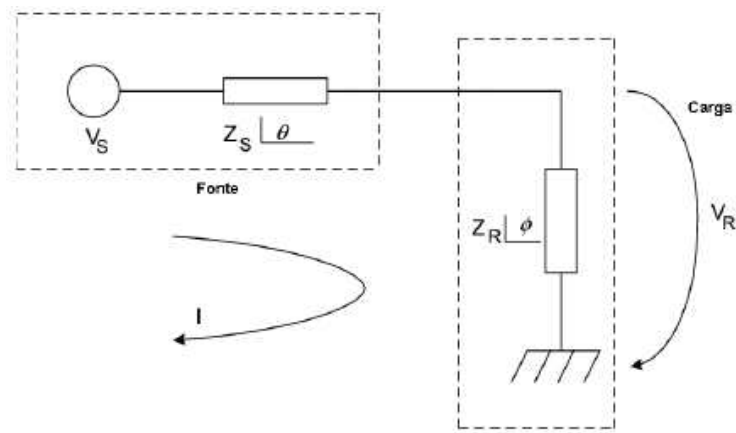


Figura 5.4 – Esquema equivalente de uma linha de transmissão. [1]

De acordo com a figura anterior, a corrente I é dada por:

$$\underline{I} = \frac{\underline{V}_S}{\underline{Z}_{eq}} = \frac{\underline{V}_S}{\underline{Z}_S + \underline{Z}_R} \quad (\text{eq.5.46})$$

O módulo é:

$$I = \frac{V_S}{\sqrt{(Z_S \cos \theta + Z_R \cos \phi)^2 + (Z_S \sin \theta + Z_R \sin \phi)^2}} \quad (\text{eq.5.47})$$

Desta forma V_R é:

$$V_R = Z_R \frac{V_S}{\sqrt{(Z_S \cos \theta + Z_R \cos \phi)^2 + (Z_S \sin \theta + Z_R \sin \phi)^2}} \quad (\text{eq.5.48})$$

Desenvolvendo o denominador e atendendo que:

$$\cos^2(\alpha) + \sin^2(\alpha) = 1 \quad (\text{eq.5.49})$$

$$\cos(\alpha - \beta) = \cos(\alpha)\cos(\beta) + \sin(\alpha)\sin(\beta) \quad (\text{eq.5.50})$$

Tem-se que V_R pode ser calculado por:

$$V_R = \frac{Z_R}{Z_S} \frac{V_S}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)\cos(\theta - \phi)}} \quad (\text{eq.5.51})$$

Pode-se agora determinar o valor de P_R e Q_R que são respectivamente:

$$\begin{aligned} P_R &= V_R I \cos \phi \\ &= \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)\cos(\theta - \phi)} \frac{Z_R}{Z_S} \cos \phi \end{aligned} \quad (\text{eq.5.52})$$

$$Q_R = V_R I \sin \phi$$

$$= \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)\cos(\theta - \phi)} \frac{Z_R}{Z_S} \sin \phi \quad (\text{eq.5.53})$$

As perdas activas e reactivas do sistema são expressas através das seguintes equações:

$$\begin{aligned} P_{\text{perdas}} &= Z_S I^2 \cos \theta \\ &= \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)\cos(\theta - \phi)} \cos \phi \end{aligned} \quad (\text{eq.5.54})$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{perdas}} &= Z_S I^2 \sin \theta \\ &= \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{1 + \left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_R}{Z_S}\right)\cos(\theta - \phi)} \sin \phi \end{aligned} \quad (\text{eq.5.55})$$

Através da condição $\frac{dP_R}{dZ_R} = 0$ é possível determinar a transferência máxima de potência

activa, o que implica que $\frac{Z_R}{Z_S} = 1$. Substituindo na eq.5.52 $P_{R(\text{Max})}$, é então obtido por:

$$P_{R(\text{Max})} = \frac{\frac{V_S^2}{Z_S}}{2 + 2\cos(\theta - \phi)} \cos(\phi) \quad (\text{eq.5.56})$$

Atendendo a que,

$$\cos(2X) = \cos^2(X) - \sin^2(X) \Leftrightarrow 2\cos^2(X) = 1 + \cos(2X) \quad (\text{eq.5.57})$$

Fazendo $X = \frac{\theta - \phi}{2}$ tem-se,

$$P_{R(Max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos(\phi)}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (\text{eq.5.58})$$

Da mesma forma $Q_{R(Max)}$ é dado por:

$$Q_{R(Max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\sin(\phi)}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (\text{eq.5.59})$$

Relativamente às perdas, tem-se que:

$$P_{perdas(Max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\cos(\theta)}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (\text{eq.5.60})$$

$$Q_{perdas(Max)} = \frac{V_S^2}{Z_S} \frac{\sin(\theta)}{4\cos^2\left(\frac{\theta - \phi}{2}\right)} \quad (\text{eq.5.61})$$

Mediante estes valores máximos apresentados, podem-se então definir os seguintes índices de estabilidade de tensão:

$$VCPI(1) = \frac{P_R}{P_{R(Max)}} \quad (\text{eq.5.62})$$

$$VCPI(2) = \frac{Q_R}{Q_{R(Max)}} \quad (\text{eq.5.63})$$

$$VCPI(3) = \frac{P_{perdas}}{P_{perdas(Max)}} \quad (\text{eq.5.64})$$

$$VCPI(4) = \frac{Q_{perdas}}{Q_{perdas(Max)}} \quad (\text{eq.5.65})$$

Apesar de se definirem quatro índices deve-se apenas calcular um par deles, relativos á potência activa ou reactiva.

Uma das causas da existência de colapsos é devida ao excesso de potência transferida na linha de transmissão ou à excessiva absorção pela própria linha. Com o crescente fluxo de potências nas linhas, os valores de VCPI (potência/perdas) aumentam gradualmente e quando atingem o valor igual a 1 o corre o colapso de tensão.

4.1.5.3. Índice FVSI

Este índice é bastante completo visto que permite não só determinar o ponto de colapso de tensão, mas também a carga máxima permitida, o barramento e a linha mais crítica do sistema e depende fortemente do trânsito de potência reactiva.

A formulação que está na base deste índice é simples e tem por base o conceito já referido do discriminante da equação quadrática da tensão ter de ser igual ou maior do que zero para atingir a estabilidade, pois caso o discriminante seja menor do que zero, as raízes serão imaginárias, o que pode levar à instabilidade do sistema [10].

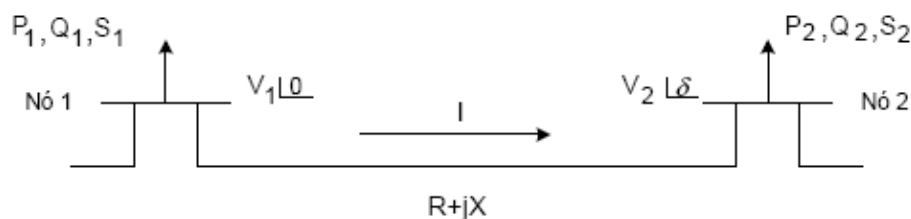


Figura 5.5 – Sistema de dois barramentos. [1]

Na figura 5.5 tem-se que:

V_1 e V_2 – módulo da tensão no barramento 1 e 2, respectivamente;

P_1 e Q_1 – Potência activa e reactiva do nó 1;

P_2 e Q_2 – Potência activa e reactiva do nó 2.

Relativamente ao nó 2, a potência aparente é dada por:

$$\underline{S}_2 = \underline{V}_2 \underline{I}^* \quad (\text{eq.5.66})$$

Atendendo que:

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \left(\frac{\underline{S}_2}{\underline{V}_2} \right)^* \\ &= \frac{P_2 - jQ_2}{V_2 e^{-j\delta}} \end{aligned} \quad (\text{eq.5.67})$$

Substituindo esta equação na anterior e separando nas partes reais e imaginarias tem-se:

$$RP_2 + XQ_2 = V_1 V_2 \cos(\delta) - V_2^2 \quad (\text{eq.5.68})$$

$$XP_2 + RQ_2 = -V_1 V_2 \sin(\delta) \quad (\text{eq.5.69})$$

Sendo que a potência activa no barramento 2 é dada por:

$$P_2 = \frac{RQ_2 - V_1 V_2 \sin(\delta)}{X} \quad (\text{eq.5.70})$$

Desta forma V_2 é obtido por:

$$V_2 = \frac{\left(\frac{R}{X} \sin(\delta) + \cos(\delta)\right)V_1 \pm \sqrt{\left[\left(\frac{R}{X} \sin(\delta) + \cos(\delta)\right)V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right)Q_2}}{2} \quad (\text{eq.5.71})$$

Para que as raízes de V_2 sejam reais tem de ser respeitada a condição:

$$\left[\left(\frac{R}{X} \sin(\delta) + \cos(\delta)\right)V_1\right]^2 - 4\left(X + \frac{R^2}{X}\right)Q_2 \geq 0 \quad (\text{eq.5.72})$$

Ou seja,

$$\frac{4Z^2 Q_2 X}{V_1^2 (R \sin(\delta) + X \cos(\delta))^2} \leq 1 \quad (\text{eq.5.73})$$

Em barramentos adjacentes δ é geralmente pequeno, o que quer dizer que, $\delta \approx 0$, logo $\sin(\delta) \approx 0$ e $\cos(\delta) \approx 1$.

Desta forma, o índice de estabilidade $i - j$ é definido por:

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \quad (\text{eq.5.74})$$

em que:

Z – impedância da linha;

X – reactância da linha,

Q_j – potência reactiva no nó j ;

V_i – módulo da tensão no nó i .

Quanto mais próximo estiver de 1, mais perto do ponto de instabilidade estará a linha.

4.1.5.4. Índice LQP

Este índice de estabilidade de uma linha deriva dos trânsitos de potência que nela ocorrem.

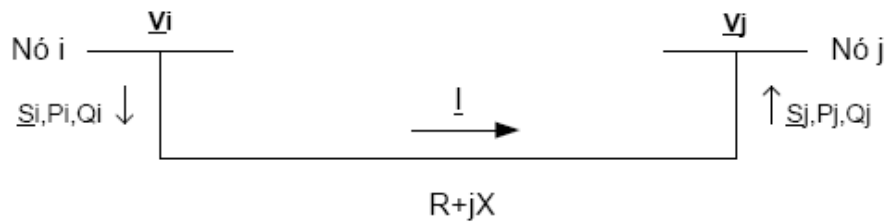


Figura 5.6 – Linha de transmissão entre dois barramentos. [1]

A corrente que circula entre os dois barramentos é:

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \frac{\underline{V}_i - \underline{V}_j}{\underline{Z}} \\ &= \frac{\underline{V}_i - \underline{V}_j}{R + jX} \end{aligned} \quad (\text{eq.5.75})$$

A expressão da potência é:

$$\frac{X}{V_i^2} Q_i^2 - Q_i + \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \quad (\text{eq.5.76})$$

E as raízes são respectivamente:

$$Q_i = 1 \pm \frac{\sqrt{1 - 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right)}}{2 \left(\frac{X}{V_i^2} \right)} \quad (\text{eq.5.77})$$

Para se definir o índice LQP é preciso ter em consideração que:

$$1 - 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \geq 0 \Leftrightarrow 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \leq 1 \quad (\text{eq.5.78})$$

Desta forma,

$$LQP = 4 \left(\frac{X}{V_i^2} \right) \left(\frac{X}{V_i^2} P_i^2 + Q_j \right) \leq 1 \quad (\text{eq.5.79})$$

em que:

P_i – potência activa no barramento i ;

X – reactância da linha,

Q_j – potência reactiva no nó j ;

V_i – módulo da tensão no nó i .

Tal como em índices anteriormente apresentados o sistema permanecerá estável desde que LQP seja menor do que 1.

4.2. Conclusão

Neste Capítulo ficaram evidenciadas as vantagens e importância do cálculo índices de estabilidade bem como os seus respectivos fundamentos teóricos, verificou-se que estes podem ser obtidos, de uma forma genérica, com base nas características da rede em análise e no resultado do trânsito de potências do cenário em estudo.

Capítulo V

5. Programas Computacionais

Com o objectivo de facilitar a compreensão e prevenção do fenómeno da estabilidade de tensão, foram criados vários programas computacionais que vêm, como o decorrer do tempo, crescendo em complexidade e sendo optimizados para fazer face às novas exigências de estudos das redes eléctricas actuais.

Neste Capítulo será feita uma breve apresentação desses programas, bem como uma descrição das suas principais funcionalidades.

5.1 ASTRE (Analyse de la Sécurité de Tension des Réseaux Electriques)

ASTRE é um instrumento de análise da estabilidade/segurança da tensão para planeamento da rede, planeamentos de operação e centros de controlo. Tanto pode ser usado em estudos on-line como em estudos off-line.

As principais funcionalidades deste programa são:

- Avaliação de contingências.
- Cálculo do limite de carga.
- Limites seguros de funcionamento, ou seja, limites de pré-contingência em transferências de potência que consideram o impacto das contingências.
- Análise de pequenos-distúrbios (valores próprios, vectores próprios) de modos de instabilidade.
- Determinação óptima de acções correctivas de pós-contingência: deslastre mínimo de carga.
- Determinação óptima de acções (preventivas) correctivas de pré-contingência: re-escalonamento mínimo, deslastre mínimo de carga em pré-contingência.

5.2 AVS (Automatic Voltage Stability)

AVS é um programa dinâmico de estabilidade da tensão que visa o planeamento e o desenvolvimento de grandes sistemas interconectados para suportar com sucesso os efeitos de contingências múltiplas imprevisíveis. O programa congrega uma estratégia que possa proteger a integridade da rede e manter a estabilidade de tensão do sistema. É usado nos planeamentos de operação e nos planeamentos do sistema.

As principais características deste programa prendem-se com o facto de poder analisar os efeitos de pós-distúrbio, motivados por múltiplas contingências que põem em risco a estabilidade de tensão do sistema em sistemas de energia interconectados e extensos. Com todas as contingências múltiplas o programa produz uma série de saídas. Cada uma corresponde a uma das mudanças dinâmicas sequenciais do pós-distúrbio. Em cada etapa dinâmica, os parâmetros para toda a rede do sistema de energia podem ser recuperados e o programa dá a opção para imprimir alguma ou toda esta informação. O programa oferece tabelas sumárias de parâmetros seleccionados em cada etapa.

5.3 CPF (Continuation Power Flow)/EQTP (Equilibrium Tracing Program)

É uma ferramenta de análise da segurança da tensão de estudos off-line para ser utilizado no planeamento do sistema, no planeamento de operação. O programa pode traçar curvas P-V para todas as condições de funcionamento e cenário dados e fornecer a informação sobre a sensibilidade da margem. Fornece também os limites de transferência para várias transacções. Pode tratar de sistemas de energia práticos de grande dimensão.

5.4 UWPFLOW (University of Waterloo Power FLOW)

Ferramenta de pesquisa desenvolvida na universidade de Waterloo, Canadá, na colaboração com a universidade de Wisconsin-Madison, EUA. O programa foi projectado primeiramente para os investigadores que trabalham na análise da estabilidade da tensão de sistemas de energia, no entanto, dado as características do programa, foi também usado em estudos de planeamento de redes de energia.

A principal funcionalidade do programa é a de permite executar uma variedade de análises de estabilidade de tensão principalmente para estudos off-line. De forma geral executa fluxos de potência múltiplos usando modelos de regime estacionário detalhados dos vários elementos do sistema, calcula as bifurcações locais associadas com os limites ou as singularidades do jacobiano do sistema determinando assim pontos de colapso de tensão de um sistema de energia assim como os seus limites de transferência de potência. O programa produz as curvas P-V e Q-V, ou curvas do perfil da tensão, no formato MATLAB.

5.5 VOSTA (VOLTage STAbility)

O programa VOSTA (VOLTage STAbility) foi desenvolvido no instituto politécnico de Milão e na universidade de Pavia para executar cálculos off-line de avaliação e monitorização da segurança da tensão para pequenas aplicações. Utiliza-se principalmente para aplicações de investigação, mas também pode ser usado nos planeamentos de sistemas.

No módulo de avaliação da segurança, o programa simula uma rampa de carga. A carga é distribuída entre as áreas de carga que seguem os coeficientes dados por uma previsão de cargas (teste padrão de carga) e, dentro de cada área, nos barramentos de carga a partir do nível inicial de carga em cada barramento. Correspondentemente, a potência activa é produzida por geradores de acordo com coeficientes económicos de despacho. Usando um modelo de regime estacionário, a carga total do sistema é calculada antes que uma não convergência do transito de potências ocorra. Consequentemente, dá-nos a distância ao colapso da tensão (margens de MW e de MVar) dos pontos de funcionamento programados com dias ou horas de avanço. O mesmo procedimento pode também ser usado, mudando o teste de padrão de carga e os coeficientes dos geradores, para determinar a carga máxima de uma área e a máxima potência que pode ser transferida de área para área, assim como a carga máxima de uma linha em particular ou de um conjunto de linhas. O módulo de manutenção da segurança calcula acções preventivas e correctivas de controlo a serem executadas durante os estados severos ou de um alarme de emergência. Estas acções correctivas incluem o redespacho das tensões nos geradores

e das potências activas, dispositivos de compensação de energia reactiva, deslastre de cargas, entre outras.

5.6 VSA (Voltage Stability Analysis)

O VSA da Siemens fornece aos operadores do sistema uma ferramenta on-line para identificar problemas da estabilidade de tensão. A aplicação VSA pode executar a análise baseada estimador de estado de casos de trânsito de potências, assim fornece resultados para condições actuais ou todas as condições futuras de interesse. O VSA permite que o operador examine os efeitos da carga, das transferências de potências ou das outras condições que afectam a estabilidade de tensão.

No VSA utiliza-se num ambiente de funcionamento (planeamento “real-time” ou operacional). Pode suportar a análise de condições de sistema actuais ou de condições pré-definidas.

5.7 VSAT (Voltage Security Assessment Tool)

É uma ferramenta de avaliação da segurança da tensão que determina a segurança da tensão de um dado estado do sistema assim como o limite de segurança de qualquer número de transferências de potências. Pode ser usado quer para análises online quer para análises off-line, bem como para estudos de planeamento ou de operação.

As principais funcionalidades deste programa são:

- Determinar se a tensão do sistema permanece numa zona segura se qualquer contingência ocorrer.
- Determinar o limite de segurança de qualquer transferência especificada do sistema de energia.
- Identificar as contingências críticas e o tipo e a posição das inseguras.
- Determinar a melhor acção correctiva do controlo para retornar de um ponto inseguro a um estado seguro.

5.8 EUROSTAG

O EUROSTAG é um programa computacional que auxilia quer os planeadores quer os operadores de sistemas nos estudos da rede, permitindo realizar simulações com vista a uma optimização dos processos inerentes à sua criação e funcionamento.

Possui uma interface com o utilizador bastante acessível e é relativamente simples de usar. Permite realizar simulações de funcionamento em situações de defeito (com excepção de transitórios electromagnéticos) independentemente do tamanho do sistema, decorrendo até ao momento em que este retorna ao estado de regime permanente.

Os principais estudos que este programa permite são:

- o Determinação do tempo crítico de actuação das protecções de segurança;
- o Avaliação da manutenção do sincronismo após várias perturbações;
- o Planeamento e optimização do deslastre automático de cargas;
- o Análise de contingências em condições anormais de funcionamento;
- o Comportamento do sistema em condições de emergência crítica ou em condições extremas de funcionamento (perda de sincronismo, ressincronização).

5.9 Conclusão

Neste Capítulo foram evidenciados alguns programas computacionais que foram desenvolvidos ao longo do tempo para auxiliar os estudos de estabilidade de tensão. São sem dúvida ferramentas muito importantes no planeamento de sistemas eléctricos bem como em situações de funcionamento corrente, devendo sempre, os seus resultados analisados de forma cuidada e criteriosa.

Capítulo VI

6. Estudo da estabilidade de tensão de uma rede teste

Neste Capítulo é apresentado o estudo dos índices de estabilidade apresentados no Capítulo IV. É feita a divisão entre os índices sobre os barramentos e os índices das linhas, e em que se tem por base a rede eléctrica IEEE 14 barramentos, cujas características estão descritas no *anexo A*.

De uma forma genérica esta rede é composta por:

- 20 ramos;
- 3 transformadores;
- 2 geradores com uma produção de potência activa de 272.4 MW e potência reactiva de 78.5 MVar;
- 11 cargas, que perfazem um consumo total de 259 MW de potência activa e de 73.5 MVar.
- 3 condensadores síncronos;

Na figura 6.1 está representado o esquema simplificado desta rede.

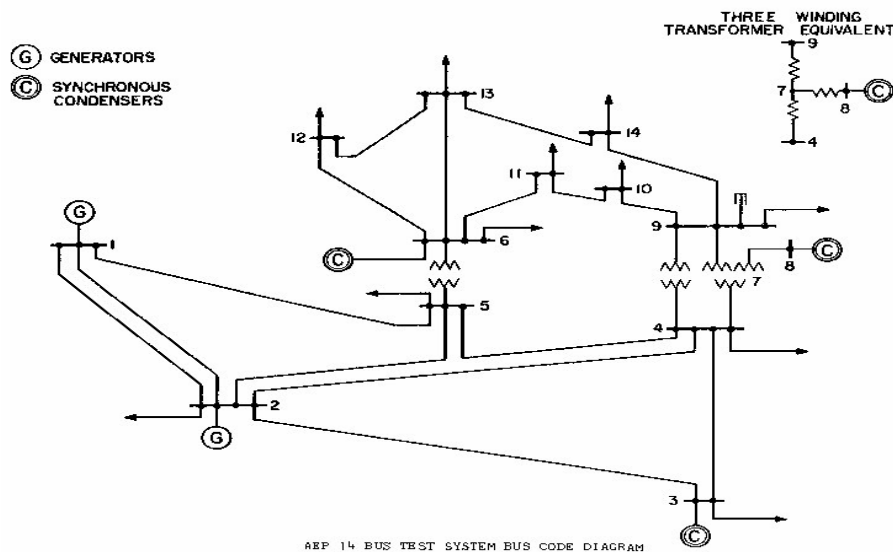


Figura 6.1 – Rede IEEE14 Barramentos [10].

6.1 Funcionalidades do EUROSTAG [11]

Este programa computacional é uma ferramenta bastante útil e poderosa no que toca a simulações de sistemas eléctricos de energia, nomeadamente pela possibilidade de realizar simulações dinâmicas que testam o seu comportamento face às suas características e possíveis comportamentos perante diversas situações de funcionamento. Tal como já referido as grandes vertentes deste programa são: determinação dos trânsitos de potência; determinação do tempo crítico de actuação das protecções de segurança; avaliação da manutenção do sincronismo após várias perturbações; planeamento e optimização do deslastre automático de cargas; análise de contingências em condições anormais de funcionamento; comportamento do sistema em condições de emergência crítica ou em condições extremas de funcionamento (perda de sincronismo, ressincronização). Para tal faz uso de um ambiente gráfico que permite ao utilizador testar a rede em estudo em diversos aspectos.

Com este programa é possível elaborar o esquema da própria rede que se pretende estudar, através da opção “Network Editor”, ou então apenas criar um ficheiro que contem todas as características do sistema sem a visualização do seu desenho esquemático, através do “File Editor”. Existe ainda a opção de converter um ficheiro que esteja em formato “.ieee” ou “.pss/e” directamente para que possa ser lido pelo o EUROSTAG.

Através da opção “Computation Module” é possível fazer o estudo do trânsito de potências, dos tempos de actuações das protecções do sistema e realizar simulações dinâmicas.

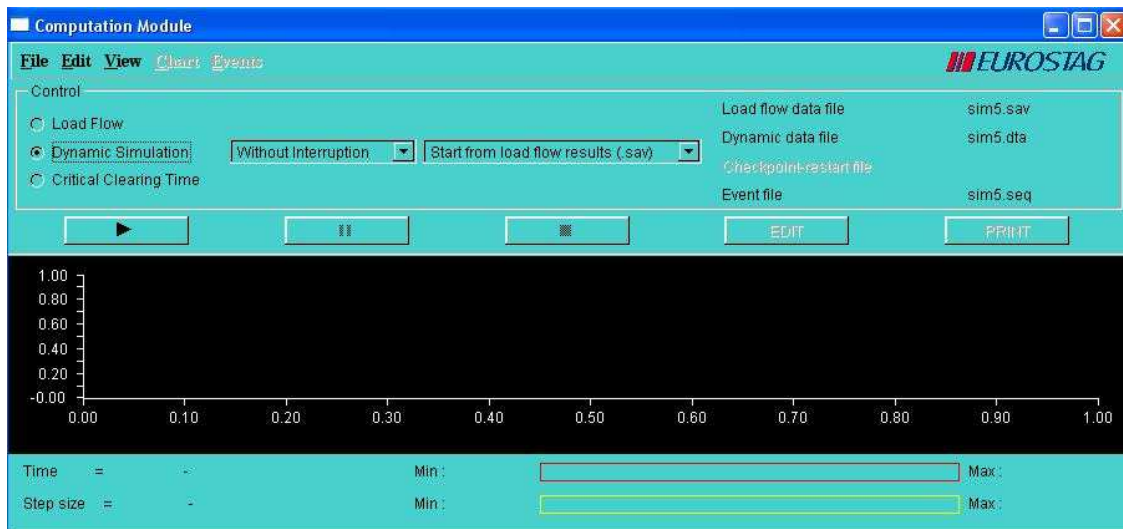


Figura 6.2 – Opções do “Computation Module”.

Usando o “Post-Processor” pode-se analisar graficamente a evolução de certas grandezas do sistema em função do tempo. Na base da análise estão os nós do sistema (onde por exemplo, se pode obter a evolução dos valores da tensão/ângulo de um barramento), os geradores (em que se pode observar a variação temporal do binário mecânico ou do ângulo interno), ramos (determinação da corrente de curto-circuito, trânsito de potência activa e reactiva).

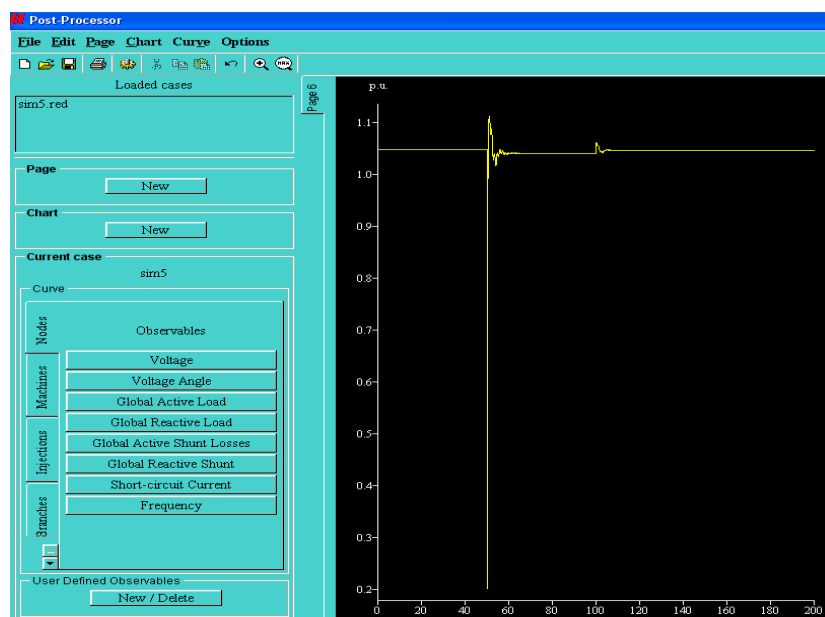


Figura 6.3 – Evolução temporal da tensão num barramento.

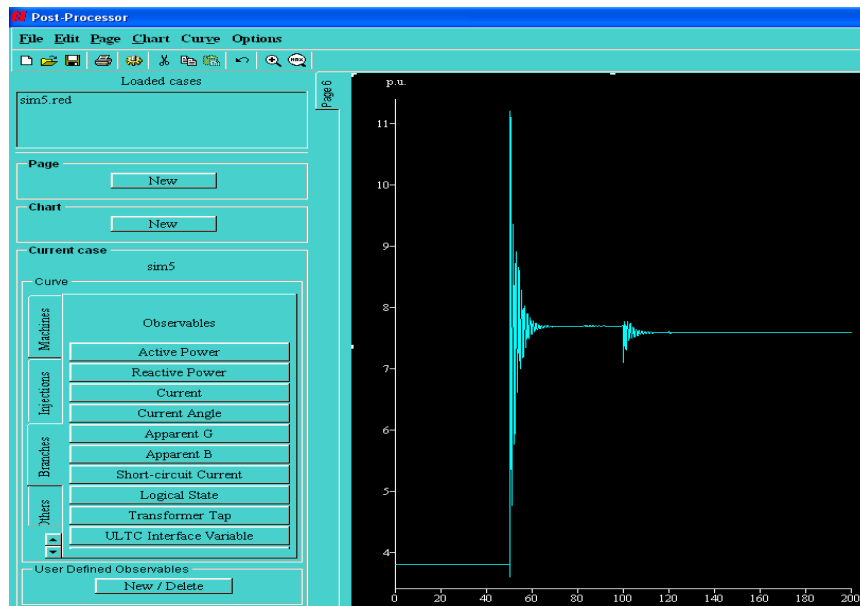


Figura 6.4 – Evolução temporal da corrente numa linha.

6.2 Índices de Barramentos

Os índices afectos aos barramentos são: $\frac{V}{V_0}$ e o índice de Kessel-Glavisch, no entanto

para complementar este estudo analisaram-se também as curvas PV e QV bem como a margem de carga local.

6.2.1 Determinação das curvas PV e QV

Através das curvas PV, tal como descrito no Capítulo II, pode-se determinar a margem de estabilidade de tensão do sistema, enquanto que pelas curva QV pode-se determinar o valor mínimo de potência reactiva que é necessário assegurar para que o sistema se mantenha estável.

Para se obterem as curvas PV dos barramentos do sistema usou-se um factor de carregamento do sistema de 10% distribuído igualmente por todas as cargas.

O estudo foi realizado usando o programa EUROSTAG [11], para iniciar esta análise realizou-se um estudo do trânsito de potências da rede, cujos resultados podem ser

consultados no *anexo B*. Este programa recorre ao método de Newton para a resolução dos fluxos de potência, o estudo cessa quando o método deixa de convergir – devido á singularidade do jacobiano nesse ponto de funcionamento – o que corresponde ao valor máximo que o sistema é capaz de fornecer sem entrar em colapso de tensão. Desta forma partindo do caso base, obtiveram-se as curvas representadas na figura 6.5.

Com estes resultados pode-se então verificar que esta rede apresenta uma margem de estabilidade de aproximadamente 230%, que é um bom valor pois permite uma boa margem de manobra do sistema. Os barramentos mais críticos são os barramentos 4, 5 e 14, sendo o barramento 5 o que apresenta o menor nível de tensão.

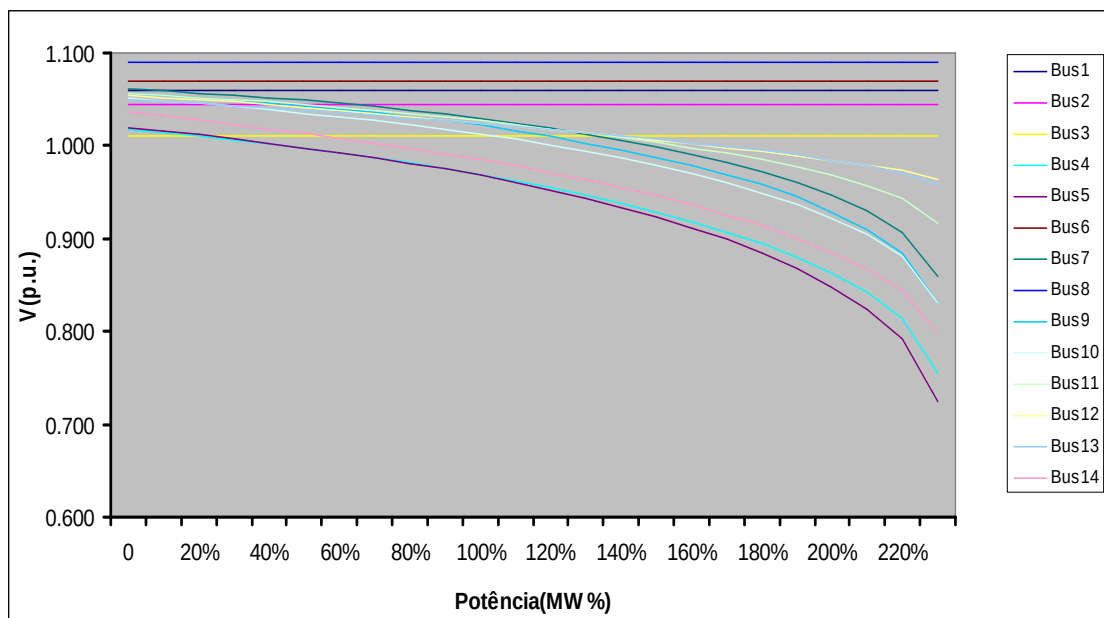
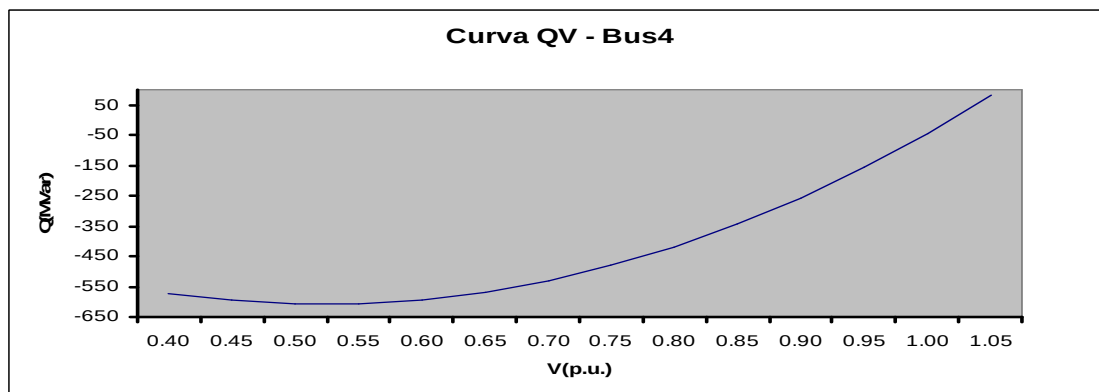
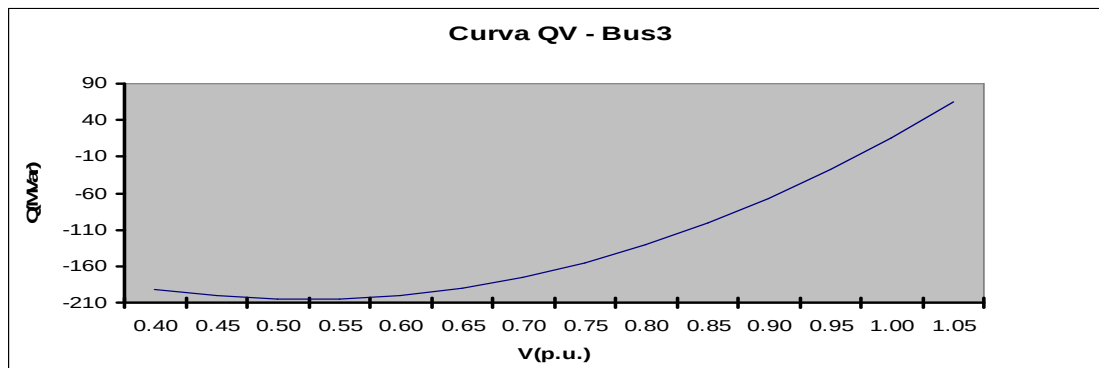
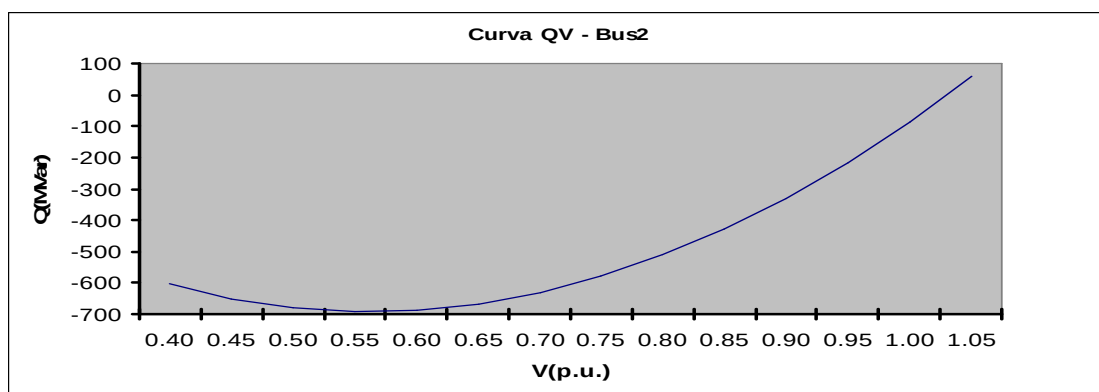


Figura 6.5 – Curvas PV (IEEE 14 Barramentos)

Relativamente ás curvas QV têm-se que o ponto onde a derivada $\frac{dq}{dv}$ é nula define o valor mínimo de potência reactiva, a nível individual, que é necessário assegurar para garantir que o sistema continue estável. Este ponto representa o limite de estabilidade de tensão, ou seja, apenas os pontos situados á direita do ponto de derivada nula são pontos de funcionamento estável. Já a intersecção com o eixo horizontal pode-se retirar a tensão no barramento em causa não havendo compensação de potência reactiva. Assim sendo, se

o ponto mínimo da curva QV estiver acima do eixo horizontal, quer isto dizer que o sistema apresenta uma deficiência de energia reactiva, logo é necessário um fornecimento adicional de potência reactiva para prevenir um possível colapso de tensão. Mas, se o ponto mínimo estiver abaixo do eixo horizontal, significa que o sistema apresenta uma margem de potência reactiva.

Recorrendo novamente a sucessivas resoluções de trânsitos de potência, obtiveram-se as curvas QV representadas nas figuras 6.6, 6.7 e 6.8 para a rede em estudo.



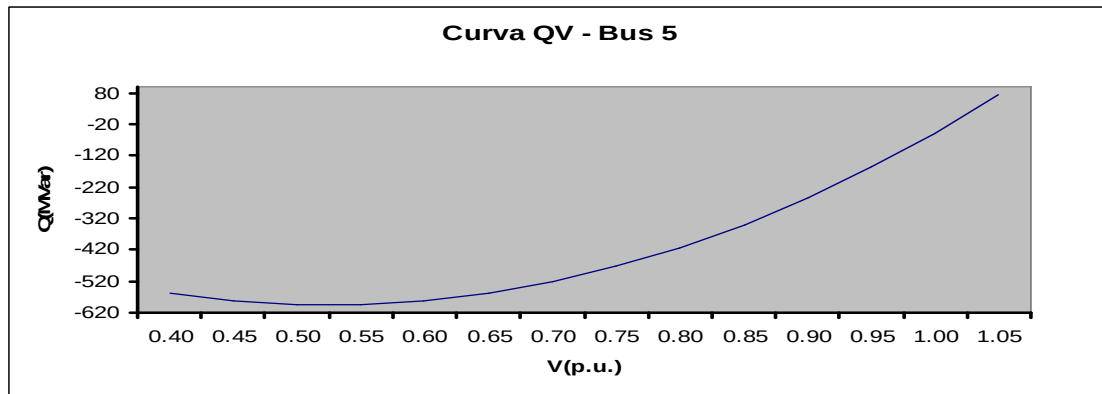
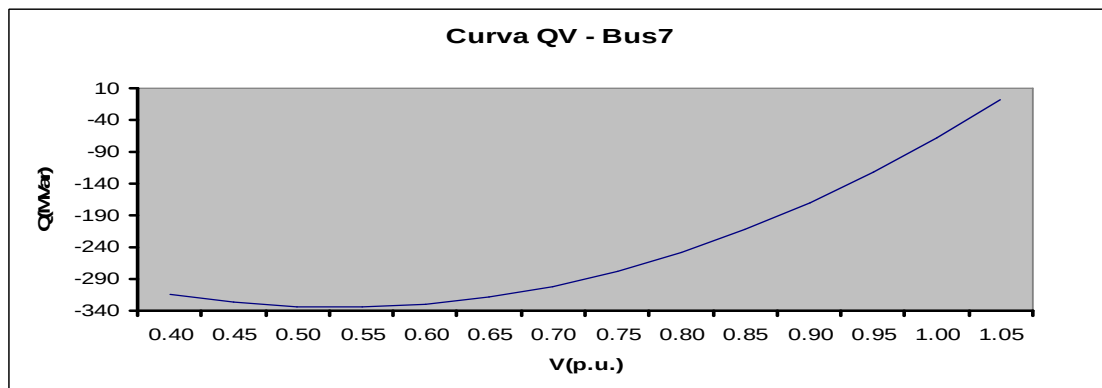
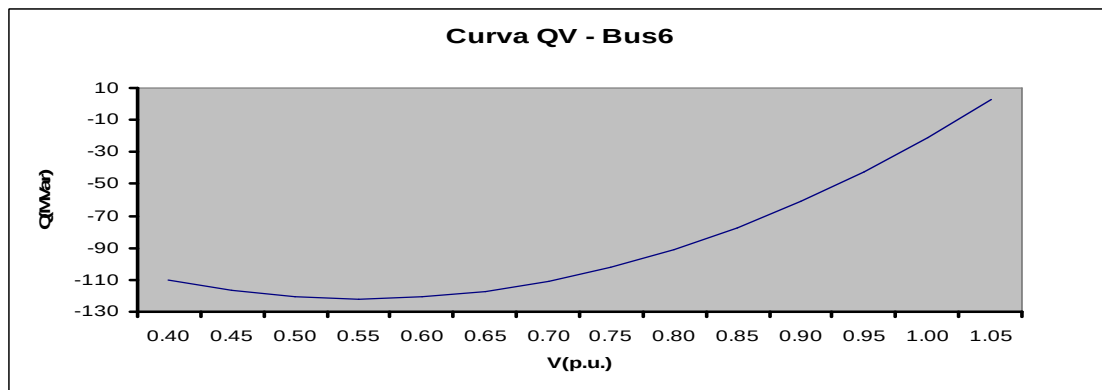


Figura 6.6 – Curvas QV dos barramentos 2, 3, 4, 5 (IEEE 14 Barramentos)



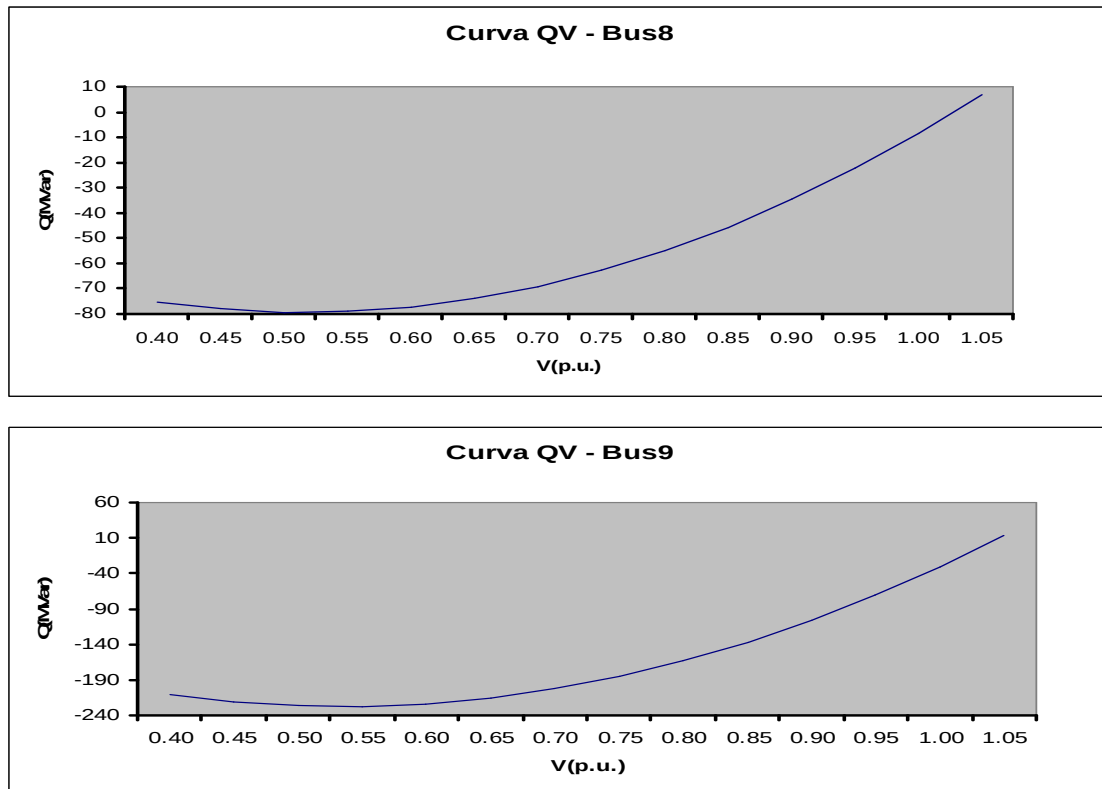
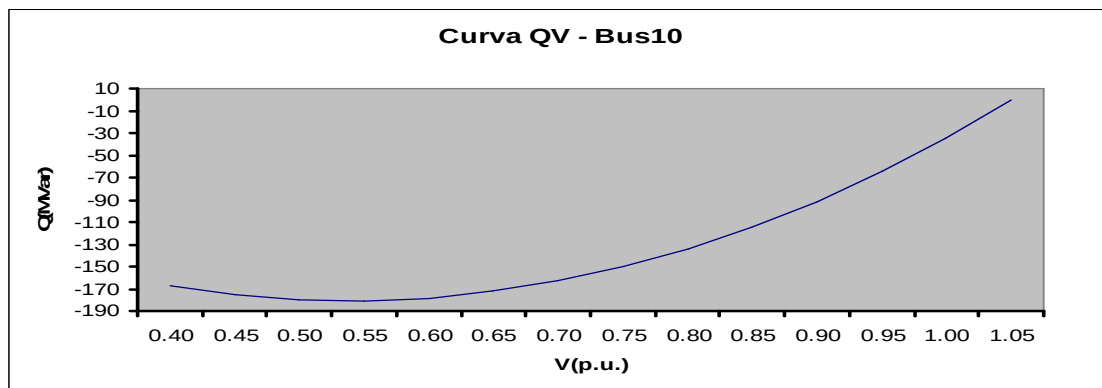


Figura 6.7 – Curvas QV dos barramentos 6, 7, 8, 9 (IEEE 14 Barramentos)



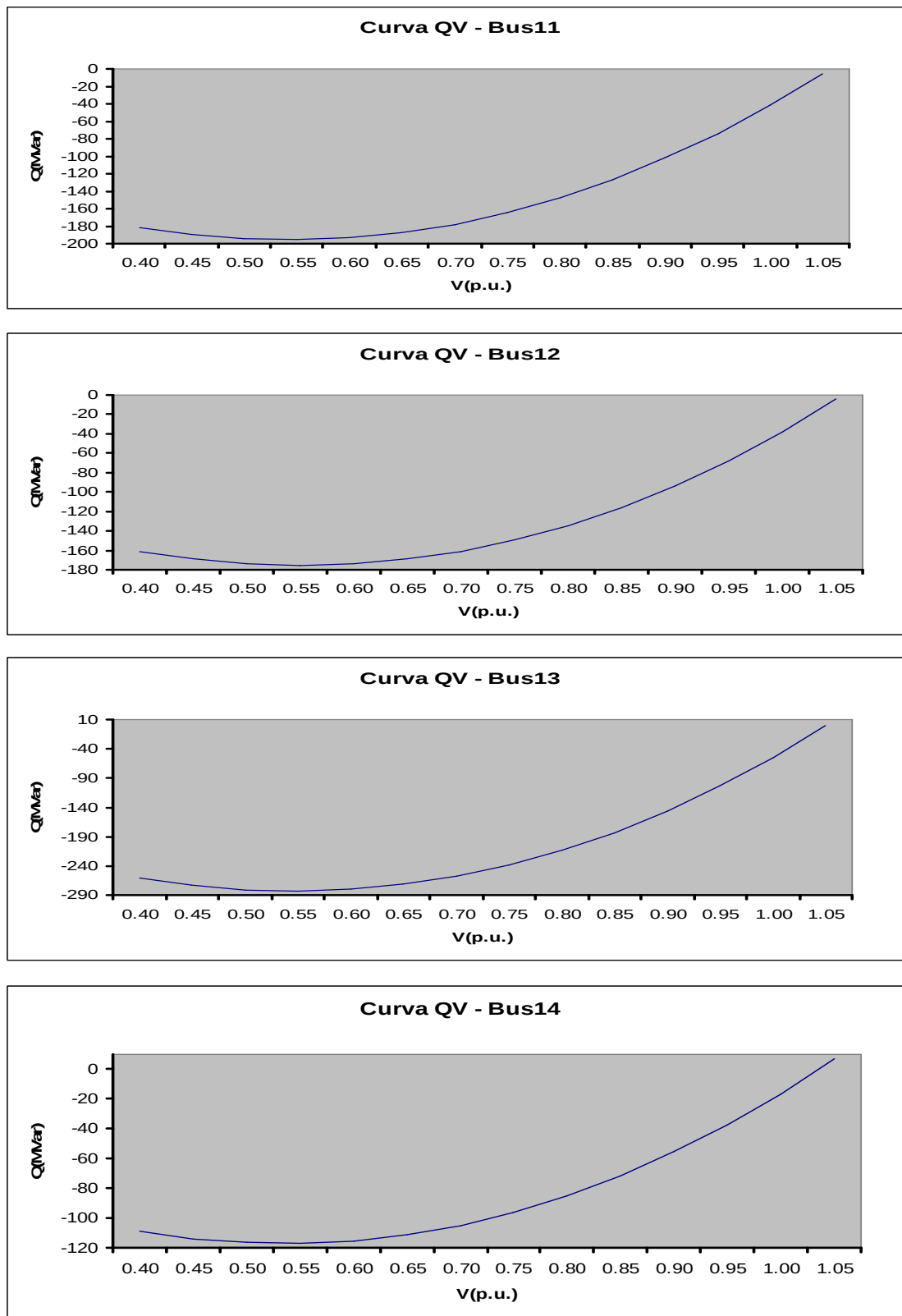


Figura 6.8 – Curvas QV dos barramentos 10, 11, 12, 13 e 14 (IEEE 14 Barramentos)

Através deste estudo pode-se constatar que de um modo geral, a rede analisada apresenta uma boa margem de potência reactiva. Os barramentos que têm uma menor margem são respectivamente os barramentos 8, 9 e 14.

6.2.2 Determinação da margem de carga local

O cálculo da margem de carga local tem por base a distância do caso base, P_{0i} (MW), até ao ponto de colapso de tensão, P_{CRI} (MW), e tal como anteriormente descrito, é dado pela equação 2.11. O processo usado foi incrementar a carga individualmente de carga no barramento, com um factor de potência constante, mantendo as cargas dos outros barramentos inalteradas. Através da análise da figura 6.9 verifica-se que os barramentos com menor margem de carga são os barramentos 4, 9 e 14, pois apresentam os valores mais baixos.

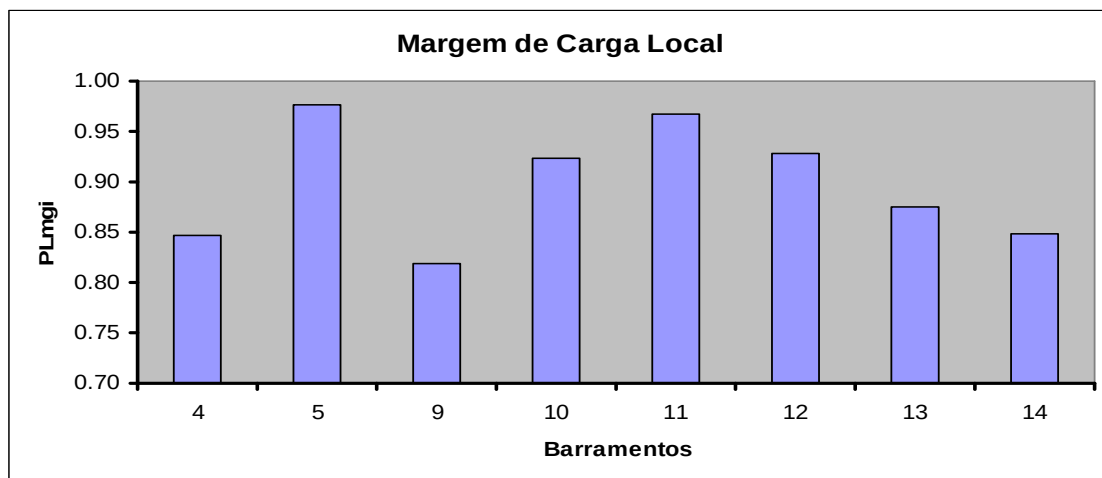


Figura 6.9 – Margem de carga local (IEEE 14 Barramentos)

6.2.3 Determinação do índice $\frac{V}{V_0}$

Este é um índice de cálculo relativamente simples. Tal como descrito no Capítulo IV em 4.1.3, para se obter V_0 são necessários os valores das tensões de todos os barramentos com os respectivos valores de potência de carga igualadas a zero, enquanto que V corresponde aos valores de tensão obtidas no caso base.

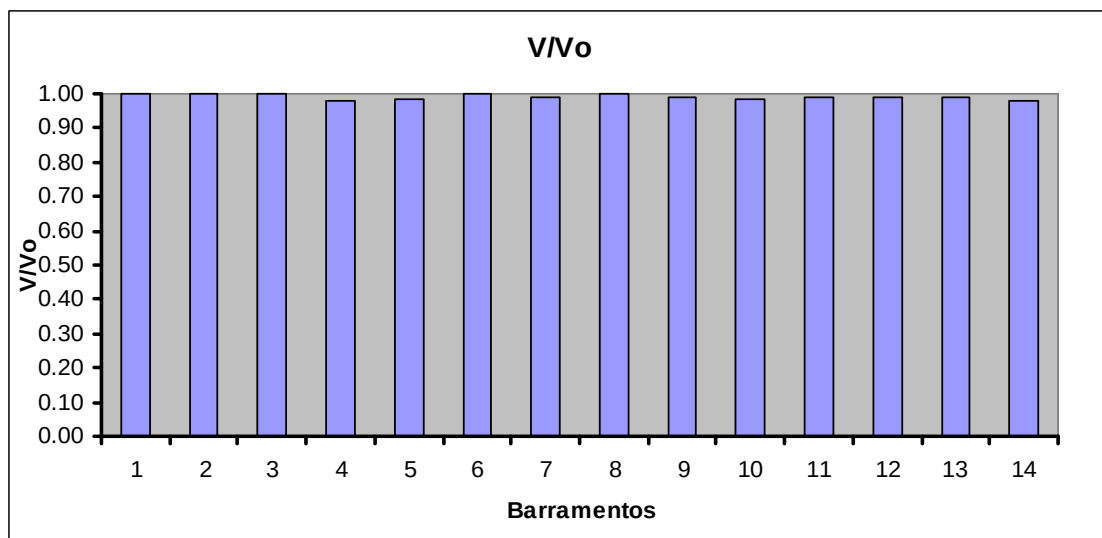


Figura 6.10 – Índice V/V_0 , caso base (IEEE 14 Barramentos)

Na situação de pré-colapso, V é obtido com os valores de carga correspondentes a essa situação, obtidos pelas curvas PV, enquanto que os valores de V_0 se mantêm iguais.

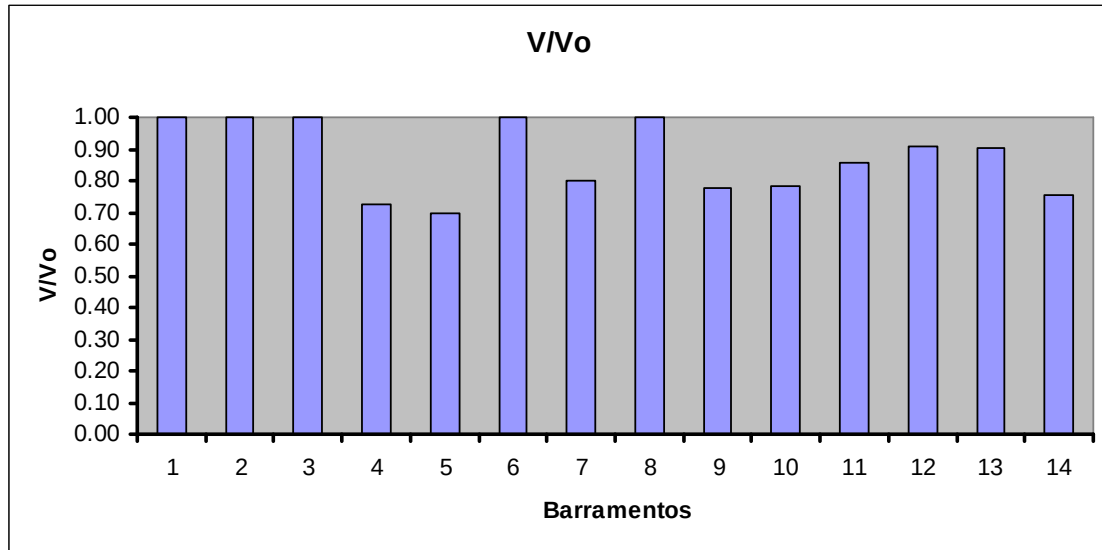


Figura 6.11 – Índice V/V0, caso pré-colapso (IEEE 14 Barramentos)

Tal como era de prever os valores dos índices para o caso de pré-colapso são, de um modo global, inferiores dos do caso base. Deste modo podem-se identificar os barramentos críticos, que para esta rede, são os barramentos 4, 5 e 14.

6.2.4 Determinação do índice de Estabilidade Kessel-Glavisch

Este índice, pode ser determinado através da equação 5.27. Porém, o problema de construir a matriz [F] pode ser contornado usando as equações 6.1 e 6.2, que fazem uso apenas das características da rede e dos resultados obtidos pelo trânsito de potências.

$$\underline{S}_j^+ = \underline{S}_j + \underline{V}_j \sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{\underline{Z}_{ji}^* \underline{S}_i}{\underline{Z}_{jj}^* \underline{V}_i} \quad (\text{eq.6.1})$$

$$L_j = \left| \frac{\underline{S}_j^+}{\underline{Y}_{jj}^* \underline{V}_j^2} \right| \quad (\text{eq.6.2})$$

Atendendo à equação 5.28 pode-se então calcular o índice de estabilidade de Kessel-Glavitsch (L).

De uma forma global o índice L cresce à medida que o sistema se aproxima do seu limite de estabilidade. Tem-se assim que, para a rede do IEEE de 14 barramentos, e para a situação de pré-colapso, os valores apresentados na tabela 6.1.

Bus(j)	Lj
4	0.751
5	0.879
7	0.467
9	0.331
10	0.219
11	0.193
12	0.149
13	0.114
14	0.641

Tabela 6.1 – Índice Kessel-Glavitsch (IEEE 14 Barramentos)

A partir destes resultados tem-se que $L = 0.879$ que corresponde ao barramento 5.

6.3 Índice de Linhas

Tal como referido no Capítulo IV em 4.1.5, estes índices permitem identificar com maior exactidão o local onde ocorreu o colapso de tensão. Atendendo a que a um barramento podem ser ligados vários outros, é assim mais difícil a localização exacta de um colapso no caso dos índices referidos aos barramentos. Os índices a seguir apresentados foram calculados em dois cenários distintos, para o caso base e para o caso de pré-colapso de tensão.

6.3.1 Determinação do índice L_{mn}

Usando a informação fornecida pelo trânsito de potências, tendo ainda por base os fundamentos teóricos apresentados no Capítulo IV em 4.1.5.1, este índice foi calculado para o caso base e para o caso de pré-colapso de tensão.

Recorde-se que a expressão que permite o seu cálculo é dado por:

$$L_M = \frac{4XQ_R}{[V_S \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (\text{eq.5.42})$$

Desta forma, obtiveram-se os resultados apresentados na tabela 6.2.

Caso Base	
Linha	Lmn
1 2	0.040
1 5	0.046
2 3	0.032
2 4	0.019
2 5	0.000
3 4	0.028
4 5	0.100
4 7	0.037
4 9	0.051
5 6	0.368
6 11	0.031
6 12	0.021
6 13	0.079
7 8	0.097
7 9	0.032
9 10	0.017
9 14	0.011
10 11	0.020
12 13	0.006
13 14	0.024

Tabela 6.2 – Índice L_{mn} – Caso Base (IEEE 14 Barramentos)

Tal como seria de prever os valores iniciais são baixos, revelando uma baixa sobrecarga das linhas. Note-se porém, que o valor mais elevado encontra-se associado ao barramento

5 (que já pela análise das curvas PV se apresentava como o barramentos crítico), nomeadamente na linha 5-6.

No que respeita á situação de pré-colapso têm-se os valores da tabela 6.3.

Caso Pré-Colapso	
Linha	Lmn
1 2	0.093
1 5	0.801
2 3	0.109
2 4	0.144
2 5	0.491
3 4	0.743
4 5	0.228
4 7	0.012
4 9	0.479
5 6	0.936
6 11	0.442
6 12	0.128
6 13	0.206
7 8	0.668
7 9	0.028
9 10	0.140
9 14	0.341
10 11	0.429
12 13	0.147
13 14	0.788

Tabela 6.3 – Índice Lmn – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)

Para este cenário os valores são claramente mais elevados, havendo uma notória maior sobrecarga das linhas, sendo poucas as que são pouco afectadas. Analisando os resultados, pode-se concluir que as linhas agregadas ao barramento 5 são as mais instáveis atendendo aos valores obtidos, sendo que a linha 5-6 será a mais vulnerável, pois apresenta o maior valor, 0.936.

6.3.2 Determinação do índice VCPI

Estes índices são baseados na máxima potência transferível. Experimentalmente verificou-se que os índices VCPI(1) e VCPI(2) dados, respectivamente pelas equações

5.62 e 5.63, conduziam aos mesmos resultados, sucedendo-se o mesmo com os índices VCPI(3) e VCPI(4), assim apenas serão apresentados VCPI(1) e VCPI(3).

Fazendo de novo uso da informação proveniente do trânsito de potências, para as duas situações de estudo já referidas obtiveram-se os resultados apresentados na tabela 6.4.

Caso Base		
Linha	VCPI(1)	VCPI(3)
1 2	0.241	0.313
1 5	0.388	0.236
2 3	0.340	0.231
2 4	0.251	0.313
2 5	0.178	0.311
3 4	0.127	0.370
4 5	0.080	0.303
4 7	0.222	0.128
4 9	0.248	0.214
5 6	0.307	0.199
6 11	0.055	0.476
6 12	0.068	0.454
6 13	0.085	0.488
7 8	0.158	0.101
7 9	0.066	0.219
9 10	0.020	0.454
9 14	0.089	0.451
10 11	0.027	0.429
12 13	0.019	0.823
13 14	0.066	0.456

Tabela 6.4 – Índice VCPI(1) e VCPI(3) – Caso Base (IEEE 14 Barramentos)

Atendendo aos resultados obtidos, verifica-se que o índice VCPI(1) que é calculado com baseado na máxima potência transmitida, aponta como linhas críticas as linhas 1-5, 2-3 e 5-6 (note-se mais uma vez a convergência em torno do barramento 5) enquanto que o índice VCPI(3) que tem por base as potências de perdas evidência as linhas 6-11, 6-13 e 12-13.

Já para o caso de pré-colapso têm-se os valores apresentados na tabela 6.5.

Caso Pré-Colapso		
Linha	VCPI 1	VCPI 3
1 2	0.713	0.312
1 5	0.568	0.244
2 3	0.445	0.232
2 4	0.939	0.314
2 5	0.934	0.322
3 4	0.755	0.836
4 5	0.342	0.398
4 7	0.744	0.437
4 9	0.663	0.348
5 6	0.953	0.742
6 11	0.500	0.653
6 12	0.689	0.440
6 13	0.427	0.480
7 8	0.668	0.544
7 9	0.492	0.231
9 10	0.360	0.372
9 14	0.765	0.437
10 11	0.538	0.252
12 13	0.120	0.471
13 14	0.557	0.907

Tabela 6.5 – Índice VCPI(1) e VCPI(3) – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)

Estes valores são, com seria de esperar, mais elevados do que os do caso anterior, mas no entanto ainda se verifica uma convergência de resultados em torno de algumas linhas. Enquanto que através do VCPI(1) se verifica que a linha 5-6 é a que apresenta o valor mais elevado, pela análise de VCPI(3) tem-se a linha 13-14.

De um modo geral, pode-se concluir que o barramento 5 mais propriamente a linha 5-6 será o elo mais fraco do sistema.

6.3.3 Determinação do índice FVSI

A formulação que está na base deste índice é simples e tem por base o conceito já referido do discriminante da equação quadrática da tensão ter de ser igual ou maior do

que zero para atingir a estabilidade, pois caso o discriminante seja menor do que zero, as raízes serão imaginárias, o que pode levar à instabilidade do sistema. Recorrendo à informação dada pelo fluxo de potências e tendo presente a equação 5.74, tem-se, para o caso base os valores dados na tabela 6.6.

Caso Base	
Linha	FVSI
1 2	0.040679
1 5	0.042023
2 3	0.029373
2 4	0.019665
2 5	0.000314
3 4	0.030972
4 5	0.024014
4 7	0.159756
4 9	0.126198
5 6	0.177131
6 11	0.029041
6 12	0.026573
6 13	0.040296
7 8	0.100113
7 9	0.0212
9 10	0.014702
9 14	0.038351
10 11	0.013446
12 13	0.01272
13 14	0.022456

Tabela 6.6 – Índice FVSI – Caso Base (IEEE 14 Barramentos)

Tal como seria de prever os valores iniciais são baixos. Salienta-se no entanto os valores das linhas 4-7, 4-9 e 5-6, sendo esta última a que apresenta o valor mais elevado.

No caso de pré-colapso, os valores obtidos são apresentados na tabela 6.7.

Caso Pré-Colapso	
Linha	FVSI
1 2	0.097393
1 5	0.566841
2 3	0.110633
2 4	0.081144
2 5	0.321918
3 4	0.731198
4 5	0.237795
4 7	0.013305
4 9	0.268832
5 6	0.800545
6 11	0.424059
6 12	0.110703
6 13	0.184695
7 8	0.668055
7 9	0.026166
9 10	0.150453
9 14	0.261338
10 11	0.457842
12 13	0.156538
13 14	0.542482

Tabela 6.7 – Índice FVSI – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)

Os valores obtidos não são tão confluentes como os dos índices anteriores, havendo uma maior dispersão entre as linhas com valores elevados. Note-se no entanto que, mesmo assim o valor mais alto se encontra na linha 5-6, com 0.8.

6.3.4 Determinação do índice LQP

Tal como nos índices anteriores, a obtenção deste índice foi feita à custa da informação dos resultados do trânsito de potências, através da equação 5.79

Para o primeiro cenário em estudo obtiveram-se então resultados expressos na tabela 6.8.

Caso Base	
Linha	LQP
1 2	0.064
1 5	0.106
2 3	0.098
2 4	0.048
2 5	0.017
3 4	0.033
4 5	0.024
4 7	0.187
4 9	0.164
5 6	0.217
6 11	0.024
6 12	0.023
6 13	0.034
7 8	0.105
7 9	0.024
9 10	0.013
9 14	0.033
10 11	0.012
12 13	0.006
13 14	0.019

Tabela 6.8 – Índice LQP – Caso Base (IEEE 14 Barramentos)

Igualmente aos outros índices apresentados, e como se trata do caso base, verifica-se uma baixa sobrecarga das linhas. Salientando-se novamente a linha 5-6 com o valor mais elevado 0.217.

Já para o caso de pré-colapso tem-se:

Caso Pré-Colapso	
Linha	LQP
1 2	0.776
1 5	0.884
2 3	0.801
2 4	0.692
2 5	0.826
3 4	0.673
4 5	0.252
4 7	0.776
4 9	0.499
5 6	0.842
6 11	0.374
6 12	0.161
6 13	0.197
7 8	0.668
7 9	0.225
9 10	0.174
9 14	0.417
10 11	0.549
12 13	0.071
13 14	0.458

Tabela 6.9 – Índice LQP – Caso Pré-Colapso (IEEE 14 Barramentos)

Os resultados evidenciam, novamente uma convergência em torno do barramento 5, sendo que neste caso a linha mais crítica é dada por 0.884, que corresponde á linha 1-5.

6.4 Conclusão

Ao longo deste estudo notou-se que, de uma forma geral, que os resultados foram convergentes entre si. Através da análise dos índices associados aos barramentos verificou-se existirem três barramentos predominantemente mais fracos e susceptíveis de sofrerem um colapso de tensão, nomeadamente os barramentos 4, 5 e 14, com predominância para o barramento 5, pois apresenta o nível mais baixo de tensão.

No que respeita aos índices das linhas, verifica-se que, de um modo geral os resultados foram idênticos, havendo uma convergência em torno da linha 5-6, o que condiz com o barramento mais deficitário. Nota-se assim um bom nível de precisão e fiabilidade dos resultados.

De um modo geral, no estudo realizado, ficou patente a utilidade do cálculo dos índices de estabilidade de tensão. São uma ferramenta eficiente para analisar fenómenos de instabilidade de tensão, tendo os seus resultados um cariz informativo do desempenho do sistema, mediante certas situações de funcionamento, podendo desta forma auxiliar na realização de medidas correctivas.

O EUROSTAG, mostrou-se de facto, uma ferramenta de auxílio muito eficaz e valiosa nesta análise, mesmo embora não tendo sido exploradas todas as suas capacidades. O ambiente gráfico é fácil de operar, e a exportação de resultados é sem duvida uma mais valia, pese embora que a estruturação dos resultados especialmente dos trânsitos de potência podia ser melhor.

Capítulo VII

7. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Atendendo à crescente complexidade e dimensão dos sistemas eléctricos de energia, torna-se necessário monitorizar todos os seus componentes, tendo em visto o seu bom desempenho, garantindo assim um bom fornecimento de energia eléctrica aos consumidores.

Neste contexto a estabilidade de tensão revela-se ser um factor muito importante, tornando-se assim, essencial identificar as suas causas e elaborar medidas preventivas para evitar que esta seja afectada e assim suprimir a possibilidade de ocorrência de situações graves que afectem o sistema.

É então de vital importância que os níveis de tensão do sistema se mantenham estáveis e que o sistema seja suficientemente robusto para suportar eventuais situações de funcionamento fora do normal. Para tal, foram descritos, neste trabalho as causas mais frequentes que originam problemas de instabilidade de tensão e formas directas de controlo da mesma, bem como, algumas medidas de cariz preventivo que, atendendo ao estado de funcionamento da rede poderão ser realizadas afim de evitar situações de colapso de tensão.

Para auxiliar no planeamento e operação de uma rede eléctrica existem índices de estabilidade, que não são mais do que indicadores do estado actual do sistema permitindo dessa forma prever evoluções do mesmo, nomeadamente a sua proximidade ao ponto de colapso de tensão. O conhecimento destes índices torna-se então uma mais valia, que quando correctamente interpretada pode ajudar à tomada de acções correctivas, que impossibilitam a ocorrência de situações de instabilidade de tensão.

Estes índices, foram alvo de uma descrição teórica detalhada seguida de um exemplo prático demonstrativo, com resultados bastante satisfatórios, mostrando-se assim a sua importância no que diz respeito à análise de estabilidade de tensão em sistemas eléctricos de energia. Uma característica importante destes indicadores é a de terem um custo

computacional baixo, para assim poderem ser obtidos de uma forma rápida e eficaz para que possam de facto serem úteis.

Uma boa perspectiva de trabalhos futuros será:

- A implementação de um sistema que fornecesse a informação, em tempo real, ao operador, sobre o estado do sistema no que respeita à sua estabilidade de tensão, focando as zonas críticas bem como a sugestão de medidas correctivas para evitar o colapso de tensão.
- A criação de um sistema “causa-efeito” que agregasse os indicadores de estabilidade de tensão e os controladores de tensão, para testar qual a melhor opção podendo evitar assim, danos colaterais em outras zonas do sistema.
- A avaliação do desempenho dos índices de estabilidade de tensão para rede eléctricas de maior dimensão.

Anexo A

Características da rede eléctrica IEEE 14 Barramentos

$S_b=100$ MW

Barramento	Tipo	V(p.u.)	Ang(°)	Pc	Qc	Pg	Qg	Qg(max)	Qg(min)
1	REF	1.060	0	0	0	232.4	-16.9	10	0
2	PV	1.045	-4.983	21.7	12.7	40	42.4	50	-40
3	PV	1.010	-12.725	94.2	19	0	23.4	40	0
4	PQ	1.018	-10.313	47.8	-3.9	0	0	0	0
5	PQ	1.020	-8.774	7.6	1.6	0	0	0	0
6	PV	1.070	-14.221	11.2	7.5	0	12.2	24	-6
7	PQ	1.062	-13.36	0	0	0	0	0	0
8	PV	1.090	-13.36	0	0	0	17.4	24	-6
9*	PQ	1.056	-14.939	29.5	16.6	0	0	0	0
10	PQ	1.051	-15.097	9	5.8	0	0	0	0
11	PQ	1.057	-14.791	3.5	1.8	0	0	0	0
12	PQ	1.055	-15.076	6.1	1.6	0	0	0	0
13	PQ	1.050	-15.156	13.5	5.8	0	0	0	0
14	PQ	1.036	-16.034	14.9	5	0	0	0	0

Tabela A.1 – Características dos barramentos (IEEE 14 barramentos)

Barramentos					
De	Para	Resistência(p.u.)	Reactância(p.u.)	Susceptância(p.u.)	Racio
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	0
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	0
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	0
2	4	0.05811	0.17632	0.034	0
2	5	0.05695	0.17388	0.0346	0
3	4	0.06701	0.17103	0.0128	0
4	5	0.01335	0.04211	0	0
4	7	0	0.20912	0	0.978
4	9	0	0.55618	0	0.969
5	6	0	0.25202	0	0.932
6	11	0.09498	0.1989	0	0
6	12	0.12291	0.25581	0	0
6	13	0.06615	0.13027	0	0
7	8	0	0.17615	0	0
7	9	0	0.11001	0	0
9	10	0.03181	0.0845	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

Tabela A.2 – Características das linhas (IEEE 14 barramentos)

(*) Neste barramentos existe um shunt capacitivo de 0.19 p.u.

Anexo B

Trânsito de potências – Rede IEEE 14 Barramentos (Caso Base)

SPECIFIED OPTION(S) :

INPUT LISTING (*)
 STOP AFTER MAININ ()
 RENUMBERING (*)
 OUTPUT LISTING (*)
 SAVE ON FILE LWRT (*)

 MAX NB OF ITER 20
 START OF ITER WITH IDENT JACOB ITER 4
 TOLER. ON MISMATCH 0.00500 P.U.
 START OF PV ---> PQ ITER 2

 MINIMUM IMPEDANCE 0.000200 P.U.

INPUT FILE NAME

D:\Programas\EuroStag\tutorial\reference\TESTE\ieee14cdf.ech

FINAL FILE NAME

D:\Programas\EuroStag\tutorial\reference\TESTE\ieee14cdf.sav

DD/MM/YY : 08/19/93
 SENDER S NAME : UW ARCHIVE
 MVA BASE : 100.0
 YEAR OF CASE : 1962
 SEASON OF CASE : WINTER
 CASE DESCRIPTION : IEEE 14 Bus Test Case

```

-----
--
|                                     |
|               AREAS AND TYPES               |
|                                     |
-----
--
|Area|Type||Area|Type||Area|Type||Area|Type||Area|Type||Area|Type||Area|Type||Area|Ty
pe||Area|Type||Area|Type|
-----
--
| 01 | AC || | || | || | || | || | || | || | || | || |
| | || | || | || | || | || | || | || | || |
-----
--

```

* AC AREAS AND DIRECT SEQUENCE OF FORTESCUE AREAS *

```

-----
| AREA  TYPE | BUS NAMES |
|-----|
| 01  AC |BUS 1 BUS 2 BUS 3 BUS 4 BUS 5 BUS 6 BUS 7 BUS 8
BUS 9 BUS 10 |
|          |BUS 11 BUS 12 BUS 13 BUS 14 |
|-----

```

```

-----
| SPECIAL NODE(S) |
|-----|
| NAME | TYPE | INITIAL VOLTAGE | GENERATION | |
|---|---|---|---|---|
|      |      | KV  DEGREE | MINIMUM REACTIVE | INITIAL REACTIVE |
MAXIMUM REACTIVE |
|-----|
| BUS 1 | 3 | 1.06 0.0 | ***** | 0.0 | ***** |
| BUS 2 | 1 | 1.04      | -40.0 | 0.0 | 50.0 |
| BUS 3 | 1 | 1.01      | 0.0   | 0.0 | 40.0 |
| BUS 6 | 1 | 1.07      | -6.0  | 0.0 | 24.0 |
| BUS 8 | 1 | 1.09      | -6.0  | 0.0 | 24.0 |
|-----

```

LEGEND :

1 : PV NODE.

3 : SLACK BUS.

INPUT LISTING TYPE BRANCH MEANING

0 : LINE AC.

1 : FIX RATIO TRANSFORMER.

2 : VARIABLE RATIO TRANSFORMER.

3 : SERIAL BRANCH.

4 : DISSYMETRICAL BRANCH.

6 : COUPLING DEVICE.

8 : DETAILED TRANSFORMER.

9 : PHASE SHIFTER TRANSFORMER.

100 : FORTESCUE LINE.

103 : SERIAL FORTESCUE BRANCH.

104 : DISSYMETRICAL FORTESCUE BRANCH.

						[01 BUS	7	1	0 .00000	.209120	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	9	1	0 .00000	.556180	.000
.000000	100.										
[01 BUS	5		0.00	0.00	7.60	1.60	1.0				
						[01 BUS	1	1	0 .05403	.223040	.000
.024600	100.										
						[01 BUS	2	1	0 .05695	.173880	.000
.017300	100.										
						[01 BUS	4	1	0 .01335	.042110	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	6	1	0 .00000	.252020	.000
.000000	100.										
[01 BUS	6		0.00	44.22	11.20	7.50	1.0				
						[01 BUS	5	1	0 .00000	.252020	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	11	1	0 .09498	.198900	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	12	1	0 .12291	.255810	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	13	1	0 .06615	.130270	.000
.000000	100.										
[01 BUS	7		0.00	0.00	0.00	0.00	1.0				
						[01 BUS	4	1	0 .00000	.209120	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	8	1	0 .00000	.176150	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	9	1	0 .00000	.110010	.000
.000000	100.										
[01 BUS	8		0.00	17.33	0.00	0.00	1.0				
						[01 BUS	7	1	0 .00000	.176150	.000
.000000	100.										
[01 BUS	9		0.00	0.00	29.50	16.60	1.0				
	CAP TOT		0.00000	19.00							
						[01 BUS	4	1	0 .00000	.556180	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	7	1	0 .00000	.110010	.000
.000000	100.										
						[01 BUS	10	1	0 .03181	.084500	.000
.000000	100.										

2 |

AREA BUS			GENERATION				LOAD		NOMINAL		AREA BUS	
PAR	TYPE	R	X	GS BS	RATE	RATIO CON						
NAME			MW	MVAR	MW MVAR		VOLTAGE	NAME				
P.U.	P.U.	P.U.	P.U.	MVA	/TAP							

01 BUS 12			0.00	0.00	6.10	1.60	1.0					
							01 BUS 6 1	0	.12291	.255810	.000	
.000000	100.											
							01 BUS 13 1	0	.22092	.199880	.000	
.000000	100.											
01 BUS 13			0.00	0.00	13.50	5.80	1.0					
							01 BUS 6 1	0	.06615	.130270	.000	
.000000	100.											
							01 BUS 12 1	0	.22092	.199880	.000	
.000000	100.											
							01 BUS 14 1	0	.17093	.348020	.000	
.000000	100.											
01 BUS 14			0.00	0.00	14.90	5.00	1.0					
							01 BUS 9 1	0	.12711	.270380	.000	
.000000	100.											

0.000000	100.	0.17093	.348020	0.000
----------	------	---------	---------	-------

SUMMARY

14 BUSSES

20 BRANCHES = 20 LINES

+ 0 COUPLING DEVICE(S)

+ 0 DISSYMMETRICAL BRANCH(ES)

+ 0 TRANSFORMER(S)

+ 0 THREE WINDING TRANSFORMER(S)

11 LOADS

5 GENERATION REGULATING BUSES

```

ICOUNT = 0.0   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 8
ICOUNT = 1.0   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 1
ICOUNT = 2.0   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 0
QMAX REACHED 16.50000 AT SPECIAL NODE BUS   6
SPECIAL NODE BUS   6 HAS SWITCHED FROM PV TYPE TO PQ TYPE
ICOUNT = 3.0   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 1
QMAX REACHED 24.00000 AT SPECIAL NODE BUS   8
SPECIAL NODE BUS   8 HAS SWITCHED FROM PV TYPE TO PQ TYPE
ICOUNT = 4.0   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 1
ICOUNT = 4.1   NUMBER OF MISMATCHES ABOVE TOLERANCE : 0

```

GENERAL OUTPUT LISTING

		GENERATION		LOAD		BRANCH	
BUS		REAL	REACTIVE	REAL	REACTIVE	BUS	FLOW
LOSSES	FLOW RATE	FLOW	RATIO				
AREA NAME	KV	DEGREE	MW	MVAR	MW	MVAR	AREA NAME
MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	MVA	%	TAP

01 BUS	1	1.06	0.00	232.36	-20.46	0.00	0.00

		SL		0.00	0.00	01 BUS	2 1	156.4	-20.3	4.3	7.2
157.8*	100	157									
						01 BUS	5 1	75.9	-0.2	2.8	6.1
75											75.9 100
01 BUS	2	1.04	-4.97	40.00	34.89	21.70	12.70				
		PV		0.00	0.00	01 BUS	1 1	-152.2	27.5	4.3	7.2
154.6*	100	154									
						01 BUS	3 1	72.9	3.6	2.3	5.1
73											73.0 100
						01 BUS	4 1	56.2	-5.1	1.7	1.5
56											56.4 100
						01 BUS	5 1	41.3	-3.8	0.9	-1.0
41											41.5 100
01 BUS	3	1.01	-12.68	0.00	21.46	94.20	19.00				
		PV		0.00	0.00	01 BUS	2 1	-70.6	1.5	2.3	5.1
70.6	100	70									
						01 BUS	4 1	-23.6	1.0	0.4	-0.4
23											23.6 100
01 BUS	4	1.02	-10.38	0.00	0.00	47.80	-3.90				
				0.00	0.00	01 BUS	2 1	-54.5	6.5	1.7	1.5
100	54										54.9
						01 BUS	3 1	23.9	-1.4	0.4	-0.4
23											24.0 100
						01 BUS	5 1	-63.0	10.2	0.5	1.6
100	63										63.8
						01 BUS	7 1	29.2	-10.1	0.0	1.9
100	30										31.0
						01 BUS	9 1	16.5	-1.3	0.0	1.5
16											16.6 100
01 BUS	5	1.03	-8.86	0.00	0.00	7.60	1.60				
				0.00	0.00	01 BUS	1 1	-73.1	6.2	2.8	6.1
100	73										73.4
						01 BUS	2 1	-40.4	2.9	0.9	-1.0
40											40.5 100
						01 BUS	4 1	63.5	-8.6	0.5	1.6
64											64.1 100
						01 BUS	6 1	42.5	-2.1	0.0	4.3
42											42.5 100
01 BUS	6	1.04	-14.62	0.00	24.00	11.20	7.50				
		PQ		0.00	0.00	01 BUS	5 1	-42.5	6.4	0.0	4.3
43.0	100	42									

		GENERATION				LOAD		BRANCH							
BUS		REAL		REACTIVE		REAL		REACTIVE		BUS		FLOW			
LOSSES		FLOW RATE		FLOW		RATIO									
AREA NAME		KV	DEGREE	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	AREA NAME					
MW		MVAR	MW	MVAR	MVA	MVA	%	TAP							

01 BUS 12		1.02	-15.51	0.00	0.00	6.10	1.60								
			0.00	0.00		01 BUS 6 1	-7.5	-2.1	0.1	0.1	7.8				
100 7						01 BUS 13 1	1.4	0.5	0.0	0.0	1.5	100			
1															
01 BUS 13		1.02	-15.61	0.00	0.00	13.50	5.80								
			0.00	0.00		01 BUS 6 1	-17.0	-5.8	0.2	0.4	18.0				
100 17						01 BUS 12 1	-1.4	-0.5	0.0	0.0	1.5	100			
1						01 BUS 14 1	5.0	0.5	0.0	0.1	5.0	100			
4															
01 BUS 14		1.01	-16.52	0.00	0.00	14.90	5.00								
			0.00	0.00		01 BUS 9 1	-10.0	-4.6	0.1	0.3	11.0				
100 10						01 BUS 13 1	-4.9	-0.4	0.0	0.1	4.9	100			
4															

AREA INTERCHANGE															

AREA		ACTIVE POWER (MW)				REACTIVE POWER (MVAR)									
		GENERATION		LOAD		LOSSES		EXPORT		GENERATION		LOAD			
LOSSES		EXPORT													
01		272.36	259.00			13.36	0.00	104.24	73.50	30.75	-0.01				
TOTAL		272.36	259.00			13.36	0.00	104.24	73.50	30.75	-0.01				

Bibliografia

- [1] Cláudia Reis, F. Maciel Barbosa
“Estabilidade de Tensão”
FEUP, DEEC 2005
- [2] C. W. Taylor
“Power System Voltage Stability”
MacGraw-Hill, 1993.
- [3] André Costa, João Silva
“Estudo de um SEE Utilizando o MATPOWER”
Projecto, Seminário ou Trabalho Fim de Curso, FEUP, 2007
- [4] António Carvalho de Andrade
“Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas Eléctricos de Energia”
Dissertação de Doutoramento, FEUP, 2005
- [5] Sami Repo
“On-Line Voltage Stability Assessment of Power System- An Approach of Black –box Modelling”
Ph. D. Thesis, Tampere, 2001.
- [6] António Simões Costa
“Introdução á Estabilidade de Tensão”
Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência, Notas de aula
- [7] Luciano Contin Gomes Leite, Vander Menengoy da Costa
“Fluxo de potência continuando via equações de injeção de corrente”
Sba Controle & Automação vol.14 no.4 Campinas Nov./Dez., 2003

- [8] B. Gao, G.K. Morison, P. Kundur
“Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis”
IEEE, Transactions on Power Systems, Vol.7, nº4, November 1992
- [9] Catarina Silva, Rute Braegger, Susana Silva
“Facts e a Estabilidade”
MEEC, Dinâmica e Estabilidade de Sistemas Eléctricos, FEUP 2005
- [10] www.ee.washington.edu/research/pstca/
- [11] EUROSTAG - Manual
“Release Notes 4.3”
EDF, October 2004
- [12] Nimit Boonpirom, Kitti Paitoonwattanakij
“Static Voltage Stability Enhancement using FACTS”
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut’s
Institute of Technology, Ladkrabang, Thailand - 2005
- [13] Weifu Qi, Honglei Yang, Jianyuan Xu
**“Optimum Arrangement Scheme of PMU and Voltage Stability Evaluation in
Region Electric Network”**
Proceedings of the IEEE - International Conference on Automation and Logistics
August 18 - 21, 2007, Jinan, China
- [14] Chandrabhan Sharma, Marcus G. Ganness
“Determination of Power System Voltage Stability Using Modal Analysis”
POWERENG 2007, April 12-14, 2007, Setubal, Portugal
- [15] Manoj Fozdar, V R Gottipati, C M Arora
“Improvement of Voltage Stability and Effects of Load Ability”
Malaviya National Institute of Technology, India - 2006

- [16] P. Kessel, H. Glavitsch
“Estimating the Voltage Stability of a Power System Stability”
IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. PWRD-1 , No. 3. pp. 346-354. July 1986
- [17] A. Lof, T. Smed, G. Anderson and D. J. Hill
“Fast Calculation of a Voltage Stability Index”
IEEE Trans. Vol. PWRS-7, n°1, pp 54-64, February, 1992.
- [18] T. Nagav, K. Tanaka, K. Takenaka
“Development of Static and Simulation Programs for Voltage Stability Studies of Bulk Power System”
IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, n°1, pp 273-281, February, 1997.
- [19] P. Kundur
“Power Systems Stability and Control”
McGraw-Hill, New York, 1994.
- [20] José Pedro Sucena Paiva
“Redes de Energia Eléctrica – Uma análise Sistémica”
IST Press, Lisboa, 2005.
- [21] Ismail Musirin, Tikit Khawa Abdul Rahman
“Novel Fast Voltage Stability Index (FVSI) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System”
Student Conference on Research and Development Proceedings, Shah Alam, Malaysia, 2002
- [22] Luís Folgado, Marco Ferreira
“Estabilidade de Tensão”
MEEC, Dinâmica e Estabilidade de Sistemas Eléctricos, FEUP 2005

[23] Saffet Ayasun, Chika O. Nwankpa, Harry G. Kwatny

“Voltage Stability Toolbox for Power System Education and Research”

IEEE Transactions on Education, Vol. 49, No. 4, November 2006