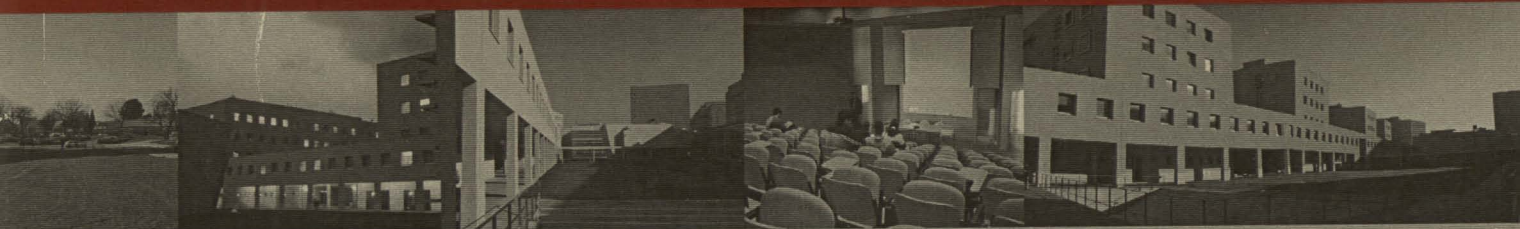




Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP



Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Eléctrica

MEEC

Porto, Dezembro 2002

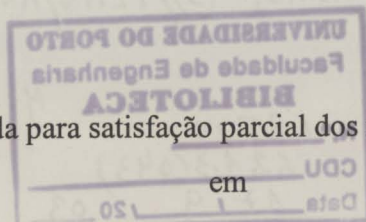
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉCTRICA**

Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

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

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de mestre



em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(Área de especialização de Sistemas de Energia)

Dissertação realizada sob a supervisão do
Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
e co-orientação do
Professor Doutor José Américo Dias Pinto
do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Porto, Dezembro de 2002

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrónica e de Computadores

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉCTRICA

Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Licenciada em Engenharia Electrónica e de Computadores
Pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

621.3(043)/PER₂/ANA

UNIVERSIDADE DO PORTO	
Faculdade de Engenharia	
BIBLIOTECA <i>M</i>	
N.º	68500
CDU	621.3(043)
Data	17.9.20.03

A fé tem o poder milagroso de, nos
momentos de conflito, elevar o ser
humano à maior das grandezas.

Samuel J. Ervin

Obrigado Senhor

RESUMO

Nesta dissertação são apresentados os resultados relativos ao trabalho de investigação desenvolvidos com o objectivo de analisar alguns problemas de estabilidade de tensão.

É abordado de uma forma genérica o problema de estabilidade de tensão.

São apresentados, de uma forma sucinta, os modelos para os componentes de um sistema de energia eléctrica, que poderão contribuir para o aumento de instabilidade levando o sistema ao colapso.

É analisada a segurança dos sistemas de energia eléctrica, caracterizando o problema da determinação das medidas de controlo preventivo e correctivo face ao risco de colapso de tensão.

É estudada e analisada a estabilidade de tensão em regime dinâmico da rede eléctrica de teste BPA. Para este estudo foram considerados vários modelos de cargas. Posteriormente analisa-se a aplicação de medidas de controlo correctivo e preventivo com o objectivo de afastar a rede eléctrica do colapso de tensão. Os resultados foram obtidos com o pacote de programas computacionais EUROSTAG, que permite a simulação do comportamento dinâmico da estabilidade de tensão de curto e longo termo.

Palavras chave: Sistemas de Energia Eléctrica, Estabilidade de Tensão, Adequação e Segurança dos Sistemas, Medidas de Controlo Preventivo e Correctivo.

ABSTRACT

This dissertation presents the results obtained from a research work that studies and analyses some transient stability problems.

The transient stability problem is approached in a concise way.

Also presented, even though briefly, are the models for electric power system components that may contribute to an instability increase, leading the system to voltage collapse.

The security of electric power systems is also analysed by describing the problem of determining the appropriate preventive and corrective control measures to avoid voltage collapse.

The dynamic voltage stability of the BPA electric power network is also studied and analysed. Several load models were taken into account in this study. Finally, the appropriate control measures are analysed in order to prevent voltage collapse. The results were obtained using the software package EUROSTAG that simulates the dynamic performance of transient and longer-term voltage stability.

Keywords: Electric Power Systems, Voltage Stability, Adequacy and Security of Systems, Control Measures.

RÉSUMÉ

Dans cette dissertation on présente les résultats d'un travail de recherche développé avec l'objectif d'étudier certain problème relatif à l'écroulement de tension.

On aborde d'une forme concise le problème relatif à l'écroulement de tension.

On présente d'une forme succincte les modèles des composants d'un réseau électrique montrant comme ils peuvent contribuer pour l'écroulement de tension.

On étudie la sécurité des réseaux électriques en caractérisant le problème de la détermination des mesures de contrôle pour éviter l'écroulement de tension.

On effectue une analyse dynamique de la stabilité de tension au réseau électrique BPA. Pour faire cette étude on a considéré plusieurs modèles de charge. Après on a utilisé des mesures de contrôle a fin d'éviter que le réseau électrique ait un écroulement de tension. Les résultats sont obtenus avec le software EUROSTAG, qui permet une simulation dynamique de la stabilité de tension de court et long terme.

Clés d'aces: Réseau Électrique, Écroulement de Tension, Adéquation et Sécurité des réseaux, Mesures de Contrôle.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos Professores Doutores Fernando Pires Maciel Barbosa e José Américo Dias Pinto que propuseram e orientaram este trabalho, por todo o seu apoio, estímulo e confiança.

Agradeço ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, instituição onde desenvolvo a minha carreira profissional, as facilidades que me foram concedidas para levar a bom termo o trabalho de investigação que culminou com a elaboração desta dissertação.

Agradeço ainda a todos os colegas do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra em especial ao Carlos Ferreira e à Fátima Monteiro pelo incentivo prestado ao longo da realização deste trabalho.

Agradeço aos meus pais e irmãos, pela amizade, estímulo e pela importância que sempre deram à minha formação.

Finalmente o meu agradecimento muito especial ao Adelino pela permanente e inesgotável disponibilidade concedida nas diferentes fases do trabalho e acima de tudo pela compreensão e por estar sempre presente.

ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 - Considerações gerais	1
1.2 - Objectivos da dissertação	5
1.3 - Estrutura da dissertação	6

CAPÍTULO II - O COLAPSO DE TENSÃO E A MODELIZAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA ELÉCTRICO

2.1 – Introdução	8
2.2 - O sistema de transmissão	9
2.2.1 - Sistema com uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita	10
2.2.2 - Potência máxima fornecida	11
2.2.2.1 – Potência máxima sem restrições	11
2.2.2.2 - Potência máxima para um dado factor de potência da carga ...	13
2.2.2.3 – Potência máxima derivada das equações do trânsito de potências	16
2.2.3 - Relações potência-tensão	19
2.2.4 - Potência reactiva requisitada aos geradores	22
2.2.5 - Uma primeira abordagem aos mecanismos de instabilidade	23
2.2.5.1 - Característica PV da rede versus característica PV da carga ...	23
2.2.5.2 – Cenários de instabilidade	25
2.2.6 - Efeitos da compensação na análise da estabilidade de tensão	28
2.2.6.1 - Compensação paralela nas linhas	29
2.2.6.1.1 - Regulação da tensão utilizando a compensação VAR no ponto médio da linha	29
2.2.6.1.2 - A compensação VAR na extremidade da linha face ao colapso de tensão	32
2.2.6.2 - Compensação série nas linhas	34
2.2.6.2.1 - Análise da compensação série capacitiva	34

2.2.6.2.2 - A compensação série face ao colapso de tensão ...	37
2.2.7 - As curvas VQ	37
2.2.8 - Transformadores com tomadas de regulação	39
2.3 - O sistema de produção	42
2.3.1 - Revisão da teoria das máquinas síncronas	43
2.3.1.2 - A Transformada de Park	44
2.3.1.3 - Análise dinâmica do movimento	47
2.3.1.4 - Modelização simplificada considerando apenas a excitação ...	48
2.3.1.5 - Representação fasorial	52
2.3.1.6 - Configuração da referência síncrona	53
2.3.1.7 - Relações entre potências	55
2.3.1.8 - Modelização da saturação	55
2.3.2 - Controlo da frequência e da tensão	59
2.3.2.1 - Análise geral do controlo da frequência	60
2.3.2.2 - Reguladores automáticos de tensão	63
2.3.2.3 - Controlo secundário de tensão	65
2.3.3 - Dispositivos limitadores que afectam a estabilidade da tensão	67
2.3.3.1 - Limitadores de sobreexcitação	67
2.3.3.2 - Modelização do limitador de sobreexcitação	69
2.3.3.3 - Limitadores de corrente no estator	72
2.3.4 - Características VQ dos geradores síncronos	72
2.4 - As cargas	74
2.4.1 - Dependência das cargas em função da tensão	74
2.4.2 - Comportamento dinâmico das cargas	78
2.4.3 - Motores de indução	79
2.4.3.1 - Comportamento do motor quando afectado pelo binário Mecânico	81
2.4.4 - Transformadores com tomadas de regulação em carga	84
2.4.4.1 - Reposição da carga através do ULTC	85
2.5 - Conclusões	88

CAPÍTULO III - MEDIDAS PREVENTIVAS E CORRECTIVAS PARA EVITAR O COLAPSO DE TENSÃO

3.1 – Introdução	90
3.2 - Análise e classificação dos estados de operação de um SEE	91
3.3 - Medidas preventivas e correctivas para evitar o colapso de tensão	96
3.3.1 - Compensação paralela	96
3.3.2 - Static Var Compensators	98

3.3.3 - Compensador síncrono	100
3.3.4 - STATCOM	100
3.3.5 - Compensação série	101
3.3.6 - Controlo secundário da tensão	102
3.3.7 - Transformadores com tomadas de regulação em carga	103
3.3.7.1 - Bloqueio das tomadas dos ULTCs	104
3.3.8 - Deslastre de cargas	106
3.4 - Conclusões	108

CAPÍTULO IV - RESULTADOS NUMÉRICOS

4.1 - Introdução	110
4.2 - A rede de teste BPA	111
4.2.1 - Descrição da rede eléctrica	111
4.2.2 - Descrição da modelização dos componentes da rede eléctrica	112
4.2.3 - Descrição dos cenários	113
4.3 - Análise da estabilidade de tensão na rede de teste BPA	114
4.3.1 - Resultados do transito de potências	114
4.3.2 - Estudo e análise do caso I	115
4.3.2.1 - Conclusões	118
4.3.3 - Estudo e análise do caso II	120
4.3.2.1 - Conclusões	123
4.3.4 - Estudo e análise do caso III	123
4.3.4.1 - Conclusões	126
4.4 - Medidas de controlo correctivo face ao colapso de tensão	128
4.4.1 - Deslastre de cargas	128
4.4.1.1 - Deslastre de cargas no caso II	128
4.4.1.1.1 - Conclusões	136
4.4.1.2 - Deslastre de cargas no caso III	136
4.4.1.2.1 - Conclusões	142
4.4.2 - Bloqueio das tomadas do transformador com tomadas de regulação em carga	142
4.4.2.1 - Bloqueio do ULTC no caso II	142
4.4.2.1.1 - Conclusões	145
4.4.2.2 - Bloqueio do ULTC no caso III	145
4.4.2.2.1 - Conclusões	146
4.5 - Medida de controlo preventivo face ao colapso de tensão	148
4.5.1 - Compensação série nas linhas de transmissão	148
4.5.1.1 - Conclusões	151
4.6 - Conclusões	153

CAPÍTULO V – CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

5.1 – Conclusões	154
5.2 - Propostas para futuros desenvolvimentos	155
5.2.1 - Compensação serie controlada por tiristores	155
5.2.2 - Estudo e análise da estabilidade de tensão utilizado outros pacotes de programas computacionais	156
5.2.3 - Consideração de situações de desequilíbrio nas fases	156
5.2.4 - Consideração de outras redes de teste na análise do colapso de tensão	156
 REFERÊNCIAS	 157

ANEXO A - DADOS DA REDE ELÉCTRICA DE TESTE BPA

A.1 - Dados estáticos da rede	164
A.2 - Dados dinâmicos da rede	166
A.2.1 - Dados dos geradores	166
A.2.2 – Dados dos sistemas de excitação	168
A.2.3 - Dados dos estabilizadores do sistema de energia	169
A.2.4 - Dados dos reguladores de velocidade	170
A.2.5 - Dados dos motores de indução	171
A.2.6 – Dados do ULTC	172

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - Considerações gerais

Tradicionalmente, os Sistemas de Energia Eléctrica (SEEs), em particular as redes de Transmissão, eram sobredimensionados fazendo com que funcionassem com elevados níveis de segurança. Por razões económicas, nas últimas duas décadas, os SEEs têm vindo a ser explorados muito mais próximo dos seus limites, sendo a sua gestão cada vez mais difícil para o que têm contribuído nomeadamente os seguintes factores:

- a liberalização e a reestruturação do sector eléctrico têm vindo a conduzir à igualdade de acesso ao sistema de transmissão de produtores e de consumidores, tornando o mercado muito mais competitivo, obrigando os SEEs a serem mais eficientes (produzir 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 de adequação;

- as pressões de ordem ecológica, estética e de segurança urbana limitam severamente o reforço dos SEE, quer a nível da construção de novos centros produtores quer em termos de construção de novas redes de transporte;
- o aparecimento de produtores independentes leva a dificuldades na caracterização dos cenários de variação de produção mesmo para futuros próximos;
- a reestruturação do sector eléctrico num mercado desregulado exige um novo tipo de controlo de tensão e de fluxo de potência;
- a capacidade de transporte para todas as transações nas redes de livre acesso devem ser convenientemente determinadas;
- a supervisão e operação de sistemas de energia eléctrica são realizadas por um maior número de operadores.

Embora a produção, transporte e distribuição de energia sejam entidades separadas, têm interesses comuns: a adequação e a segurança dos sistemas de energia.

A capacidade de transmissão de uma rede de transporte necessita de ser aumentada sem grandes investimentos, tornando-a mais eficiente sem, no entanto, comprometer a segurança do sistema de energia eléctrica. Um uso mais eficaz da rede de transporte leva a que os SEEs sejam operados durante muito mais tempo, perto dos limites de estabilidade de tensão. Quando um SEE está sob a influência de fortes cargas, uma pequena perturbação pode levar ao fenómeno de colapso de tensão.

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 [Cut98].

Questões ambientais e técnicas levam a que as áreas de grande consumo estejam distanciadas dos centros produtores de energia eléctrica, o que implica o transporte da energia a longas distâncias. Nestes casos, a queda de tensão necessita de ser compensada, de forma a mantê-la dentro dos limites estabelecidos. Uma estratégia possível para este tipo de problema é a colocação de compensadores ao longo das linhas, contudo nem sempre esta poderá ser a melhor solução. Pode suceder que nas horas de vazio, quando os sistemas se encontram pouco carregados, as tensões nos barramentos não controlados ultrapassem os limites impostos devido ao elevado valor da energia reactiva injectada pelos compensadores. Porém, quando os sistemas estão excessivamente carregados a injeção de energia reactiva, fornecida pelos compensadores, pode não ser suficiente para compensar as quedas de tensão. Esta relação existente entre a tensão nos barramentos do sistema e o valor da carga que o sistema alimenta é descrita através de uma curva em que no início se verifica que a uma grande variação de carga corresponde um pequeno desvio no valor da tensão. No entanto, a partir de um certo ponto verifica-se que um pequeno aumento de carga provoca um elevado valor de queda de tensão. Esta descida anómala da tensão é designada por instabilidade de tensão e é normalmente um fenómeno de carácter local. Contudo, a tensão poderá baixar drasticamente para níveis muito inferiores, de tal forma que o sistema não possa recuperar. Quando isto acontece o sistema está perante uma situação de colapso de tensão, que poderá ser total “blackout” quando afecta toda a rede, ou parcial se apenas se verificar numa determinada zona.

Os processos em curso de reestruturação do sector eléctrico têm vindo a permitir a criação de um mercado de energia eléctrica altamente competitivo. Neste enquadramento, onde as empresas do sector devem ser exploradas em conformidade com as práticas comerciais correntes, mas com obrigações de serviço público, nomeadamente no que diz respeito à segurança, regularidade, qualidade e preço dos fornecimentos, surgem, como é obvio, problemas de índole técnica e comercial complexos. Destes, destaca-se nomeadamente os problemas relacionados com as violações de restrições técnicas e de segurança de funcionamento do sistema, implicando a necessidade do melhoramento dos meios para a sua monitorização e controlo.

A rede de transporte tem um papel fundamental nos mercados de energia eléctrica, estando por vezes a troca de energia limitada devido à falta de capacidade de transmissão. A capacidade de transmissão das redes de livre acesso necessita de ser determinada de forma precisa para garantir um funcionamento seguro do sistema de energia eléctrica em todas as transacções, bem como para permitir informar todos os que apostam no mercado.

Os planeadores e os operadores de sistemas de energia eléctrica têm que definir com precisão a quantidade de energia que pode ser transmitida em segurança através do sistema. O interesse em determinar a disponibilidade da capacidade de transmissão do sistema de energia eléctrica tem aumentado nos últimos anos por forma a tornar a rede de transporte mais eficaz, no entanto, devido a um grande número de incertezas existentes no planeamento e na operação de sistemas de energia eléctrica, esta determinação nem sempre é possível. A disponibilidade da capacidade de transmissão deveria suportar todas as transacções e contingências. As companhias responsáveis pelo transporte de energia determinam a disponibilidade da capacidade de transmissão para as contingências mais severas em certas e determinadas situações de operação. Estes estudos são bastante morosos e não podem ser feitos em tempo real, o que explica a necessidade de novos métodos para a avaliação da estabilidade de tensão.

O planeamento de um sistema de energia eléctrica é um projecto técnico e de optimização económica. Os investimentos feitos na produção e nas redes devem ser feitos de modo a melhorar a fiabilidade dos sistemas de energia eléctrica. Consequentemente, no planeamento de um sistema de energia, deve-se ter em conta os custos de interrupção de serviço. Os custos de investimento podem ser facilmente determinados, porém os custos relativos à melhoria da fiabilidade do sistema não são de fácil obtenção. Os estudos de planeamento analisam a adequação dos sistemas de energia eléctrica para um horizonte temporal que poderá variar entre anos e décadas, no entanto estes estudos não são suficientemente exactos para operar os sistemas de energia eléctrica. Os estudos relacionados com a segurança de uma rede de transporte são baseados no presente ou num futuro próximo, tais como: consumo, topologia da rede, pré-despacho, reservas, etc. Estes são facilmente obtidos, permitindo fazer um estudo aproximado do sistema, que permite obter os limites de operação da rede de transporte.

Nos nossos dias, a sociedade é muito vulnerável no que diz respeito a cortes de energia, pois os “blackouts” causam consequências sociais e económicas. As perturbações de curta duração podem ser prejudiciais para a indústria, uma vez que poderá levar várias horas a reinicializar o processo, bem como os serviços dependentes de meios informáticos. As interrupções de longa duração afectam um maior número de consumidores, entre outros os de sistemas de comunicação, de tráfego e transporte, de distribuição de serviços de água e de aquecimento, da agricultura, do armazenamento de alimentos, etc. Numa sociedade moderna não é possível trabalhar sem energia eléctrica!

As consequências económicas directas dos “blackouts” resultam em avultadas despesas. Os custos directos de uma interrupção de serviço de energia eléctrica incluem as perdas de produção, a deterioração da matéria-prima, os danos no equipamento, os custos salariais durante um período não produtivo e a perda de lucro. Quanto aos custos indirectos, estes englobam diversos factores, tais como: perda de clientes quando a interrupção conduz a um atraso na entrega do produto, bem como custos relacionados com seguros e custos provenientes de um “backup” do fornecimento de energia, como em hospitais e centros informáticos.

1.2 - Objectivos da dissertação

A investigação realizada teve como objectivo a análise do problema da estabilidade de tensão por forma a conhecer o comportamento dinâmico do sistema de energia eléctrica, após a ocorrência de uma perturbação. Da solução obtida podem ser retiradas conclusões, que permitem especificar quais as medidas preventivas e correctivas a utilizar para fazer face ao colapso de tensão.

Em síntese, os objectivos do trabalho de investigação realizado foram os seguintes:

- apresentar o estado da arte referente ao estudo e análise da estabilidade de tensão;
- estabelecimento dos modelos dos diversos componentes da rede;
- utilização do modelo global do sistema usado pelo pacote de programas computacionais EUROSTAG no estudo da estabilidade de tensão;
- obter soluções relativas a estabilidade de tensão, aplicando o pacote de programas computacionais EUROSTAG à rede de teste BPA considerando diferentes cenários de exploração;
- estabelecer medidas de controlo correctivo e preventivo, que permitam evitar o colapso de tensão na rede de teste utilizada com base no estudo realizado.

1.3 - Estrutura da dissertação

A estrutura desta dissertação está correlacionada com os objectivos apresentados e encontra-se dividida em 5 capítulos, apresentando no início um resumo, um *abstract* e um *résumé*, que sintetizam o alcance do trabalho desenvolvido.

No Capítulo I é salientado o interesse do estudo e da análise da estabilidade de tensão nos sistemas de energia eléctrica, e apresentada uma justificação do interesse da realização deste trabalho.

No Capítulo II são estabelecidos os modelos dos diversos componentes da rede e estudada a sua contribuição na análise do fenómeno da instabilidade de tensão;

No Capítulo III são analisados e classificados os estados de operação de um sistema de energia eléctrica numa perspectiva de avaliar a estabilidade de tensão. São ainda apresentadas algumas medidas preventivas e correctivas, com vista a evitar o colapso de tensão;

No Capítulo IV são apresentados os resultados do estudo da estabilidade de tensão, em regime dinâmico, obtidos com o pacote de programas computacionais EUROSTAG na rede de teste BPA. Foram considerados diferentes modelos de cargas e tido em conta o comportamento dinâmico dos geradores síncronos, dos reguladores automáticos de tensão e de velocidade das turbinas, bem como o efeito das tomadas dos transformadores. Com base no estudo dos diferentes cenários, foram estabelecidas medidas de controlo correctivo e preventivo, com vista a evitar o colapso de tensão no sistema de energia eléctrica analisado.

No Capítulo V são apresentadas as principais conclusões deste trabalho de investigação, bem como propostas relevantes para futuros desenvolvimentos.

As expressões, tabelas e figuras encontram-se numeradas sequencialmente, sendo o seu número de ordem precedido pelo número do capítulo a que dizem respeito.

As referências bibliográficas e o Anexo A surgem no final do texto.

CAPÍTULO II

O COLAPSO DE TENSÃO E A MODELIZAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA ELÉCTRICO

2.1 – Introdução

Como já foi referido no capítulo anterior, o colapso de tensão pode ser a última e mais gravosa etapa de um fenómeno de instabilidade de tensão. Um sistema de energia eléctrica pode tornar-se instável devido a uma qualquer contingência, como por exemplo a saída de uma linha ou de um gerador de serviço ou por um aumento gradual e contínuo da carga.

Neste capítulo estudam-se os componentes do sistema que poderão contribuir para o aumento de instabilidade levando o sistema ao colapso. Para analisar o comportamento e a contribuição dos diversos componentes da rede para o fenómeno da instabilidade de tensão dividiu-se o sistema eléctrico em três partes: produção, transporte e cargas. A figura 2.1 ilustra, de forma esquemática, a estrutura básica de um SEE contemporâneo.

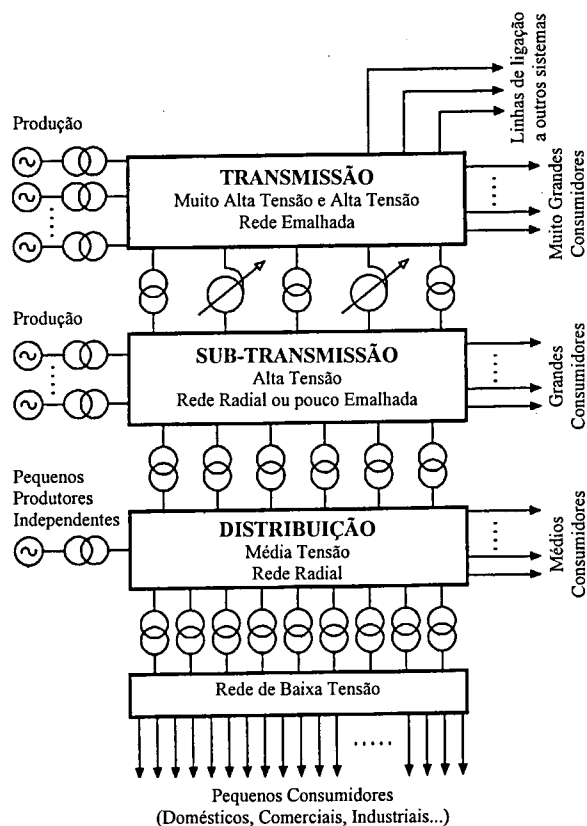


Figura 2.1 - Estrutura de um sistema de Energia Eléctrica [Mac97]

2.2 - O sistema de transmissão

Neste ponto analisa-se a função dos sistemas de transmissão na estabilidade da tensão. Em primeiro lugar tem-se em consideração duas noções básicas: a potência máxima que pode ser fornecida às cargas e a relação entre a potência da carga e a tensão da rede. Posteriormente irá explicar-se de forma breve mas qualitativa como estas duas propriedades básicas poderão resultar em instabilidade de tensão. Finalmente irá discutir-se o efeito dos componentes que afectam a capacidade de transmissão, por um lado a compensação série e paralela e por outro, transformadores com regulação em carga. Também se analisará a noção das curvas VQ que expressão a relação entre a tensão e a energia reactiva num determinado barramento.

Grande parte dos estudos realizados neste ponto são baseado na análise de um sistema com uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita, permitindo simplificar os cálculos e elaborar uma abordagem mais profunda do problema.

2.2.1 - Sistema com uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita

Considere-se o sistema constituído por uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita através de uma linha de transmissão representado na figura 2.2. Por definição, a amplitude da tensão e frequência são constantes no barramento de potência infinita. Assumem-se as três fases do sistema equilibradas, por forma a que uma representação por fase seja suficiente. São consideradas condições de operação sinusoidais em estado estacionário, caracterizadas por fasores e por números complexos. A fase de referência é arbitrária e não necessita de ser especificada nesta etapa.



Figura 2.2 - Sistema com uma única carga alimentada por um barramento de potência infinita

O sistema acima descrito é representado pelo circuito eléctrico da figura 2.3. O barramento de potência infinita é representado por uma fonte ideal de tensão E . A linha de transmissão é representada pela sua resistência R e reactância X . Assim sendo a impedância da linha de transmissão é dada por:

$$Z = R + jX$$

Alternativamente, poderá pensar-se em E e Z como sendo o equivalente de Thévenin visto a partir de um barramento do sistema. Note-se que devido aos geradores não serem fontes ideais de tensão, a força electromotriz varia com o valor da potência produzida pelo

sistema. Numa primeira abordagem irá desprezar-se esta variação e irá considerar-se a força electromotriz E , como mencionado anteriormente. Finalmente, lembra-se que o factor de potência da carga é dado por:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

onde P , Q e S são as potências activa, reactiva e aparente.

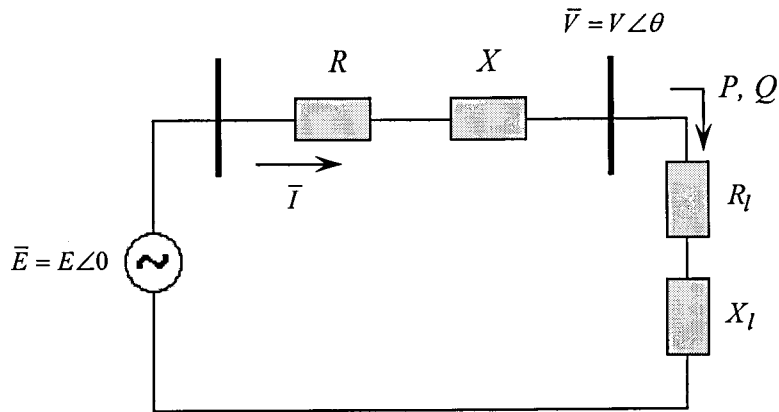


Figura 2.3 - Circuito eléctrico do sistema analisado

2.2.2 - Potência máxima fornecida

Tal como foi abordado no Capítulo I, um sistema pode tornar-se instável devido ao facto das cargas consumirem mais energia do que aquela que pode ser fornecida pelo sistema de produção e de transmissão. Neste ponto irá determinar-se a potência máxima que pode ser obtida na extremidade receptora do sistema simples da figura 2.3.

2.2.2.1 – Potência máxima sem restrições

Por motivos de simplificação, começa-se por assumir que a carga se comporta como uma impedância. Posteriormente, irá demonstrar-se que esta escolha não afecta os resultados. A impedância da carga é dada por:

$$Z_l = R_l + jX_l$$

onde R_l e X_l são a resistência e a reactância da carga, respectivamente.

O teorema da potência máxima transmissível da teoria clássica dos circuitos [Chu87] permite determinar os valores que maximizam a potência activa consumida pela carga assumindo que R_l e X_l têm liberdade de variação.

A corrente $\bar{I}$ da figura 2.3 é dada por:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + X_l)}$$

e a potência activa consumida pela carga:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2} \quad (2.1)$$

Maximizando P em ordem às variáveis R_l e X_l , as condições extremas necessárias são:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0$$

$$\frac{\partial P}{\partial X_l} = 0$$

obtendo-se após alguns cálculos:

$$\begin{aligned} (R + R_l)^2 + (X + X_l)^2 - 2R_l(R + R_l) &= 0 \\ -R_l(X + X_l) &= 0 \end{aligned}$$

A solução para estas equações, sob a restrição $R_l > 0$, é única:

$$R_l = R \quad (2.2a)$$

$$X_l = -X \quad (2.2b)$$

ou de forma complexa:

$$Z_l = Z^*$$

Verifica-se facilmente que esta solução corresponde ao máximo de P . Por outras palavras, a potência da carga é maximizada quando a impedância da carga é igual ao conjugado da impedância da linha de transmissão.

Para as condições de potência máxima, a impedância vista pela fonte de tensão é $R + R_l + jX + jX_l = 2R$, ou seja, é puramente resistiva o que dá origem a que a fonte não produza potência reactiva. Em consequência, a potência da carga é dada por:

$$P_{\max} = \frac{E^2}{4R} \quad (2.3)$$

e a tensão na extremidade receptora é:

$$V_{\max P} = \frac{E}{2}$$

onde $\max P$ representa um valor sob a condição de potência activa máxima.

Este caso não é o mais apropriado para aplicar aos sistemas de energia. O principal problema deve-se ao facto de num sistema de transmissão, a resistência R poder ser desprezada em relação à reactância X . Considerando R próximo de zero, a resistência óptima da carga (2.2a) também se aproxima de zero, enquanto que a potência máxima (2.3) tende para infinito. Estes dois resultados podem parecer contraditórios porém, à medida que R e R_l tendem para zero, a corrente I e a potência $R_l I^2$ tendem para infinito (uma vez que $X + X_l = 0$). Isto é obviamente um cenário surrealista.

Mesmo não desprezando a resistência de transmissão R , o resultado anterior não é directamente aplicável aos sistemas de energia. Será, de facto, necessário uma carga fortemente capacitiva para compensar a natureza predominantemente indutiva da impedância do sistema. Por forma a tornar este caso mais apropriado para se aplicar aos sistemas de energia deverá especificar-se o factor de potência da carga. Este caso é abordado no próximo ponto.

2.2.2.2 - Potência máxima para um dado factor de potência da carga

Especificando o factor de potência da carga com ϕ , a impedância da carga passa a ser dada pela expressão:

$$Z_l = R_l + jX_l = R_l + jR_l \tan \phi$$

sendo R_l a única variável para maximizar a potência da carga.

A corrente $\bar{I}$ é agora dada por:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + R_l \tan \phi)}$$

e a potência activa da carga por:

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan \phi)^2} \quad (2.4)$$

A condição extrema é:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0$$

ou após alguns cálculos:

$$(R^2 + X^2) - R_l^2 (1 + \tan^2 \phi) = 0 \quad (2.5)$$

o que é equivalente a:

$$|Z_l| = |Z|$$

A segunda derivada é dada por:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial R_l^2} = -2R_l (1 + \tan^2 \phi)$$

e é sempre negativa, indicando assim um máximo da solução. Por outras palavras, sob um factor de potência constante, a potência da carga é maximizada quando os módulos da impedância da carga e da impedância de transmissão são iguais.

A resistência e reactância óptimas da carga são dadas por:

$$R_{l \max P} = |Z| \cos \phi$$

$$X_{l \max P} = |Z| \sin \phi = R_{l \max P} \tan \phi$$

A figura 2.4 mostra a potência da carga P , a amplitude da tensão V e da corrente I em função de R_l . Para R_l infinito, correspondem condições de circuito aberto. À medida que R_l baixa, V diminui enquanto I aumenta. Desde que R_l permaneça maior do que $R_{l \max P}$, o aumento de I^2 sobrepõem-se à diminuição de R_l e como consequência P aumenta. Quando R_l é inferior a $R_{l \max P}$, verifica-se o contrário. Para R_l igual a zero, correspondem condições de curto circuito.

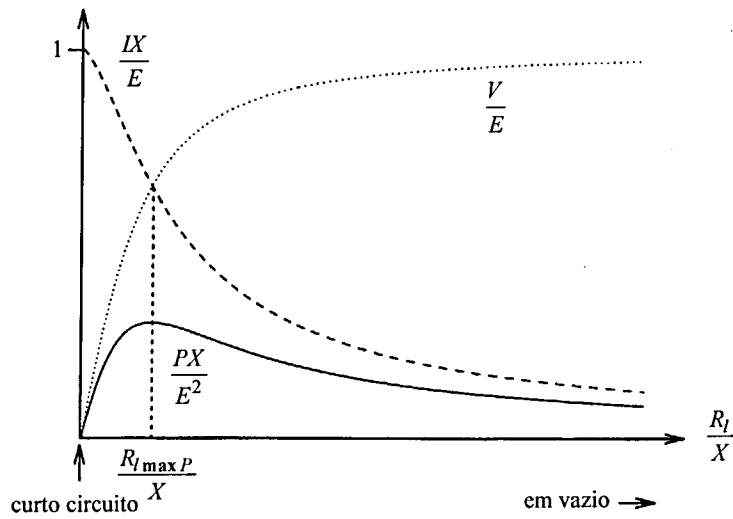


Figura 2.4 – P , V e I em função de R_l para um sistema sem perdas ($R = 0$) e sob um factor de potência constante ($\tan \phi = 0.2$)

Transmissão sem perdas activas

Considere-se o caso em que $R = 0$. A resistência óptima da carga com factor de potência constante é (de acordo com 2.5):

$$R_{l\max P} = X \cos \phi$$

Substituindo em (2.4) a potência activa máxima é dada por:

$$P_{\max} = \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E^2}{2X} \quad (2.6)$$

com a correspondente potência reactiva:

$$Q_{\max P} = \frac{\sin \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E^2}{2X} \quad (2.7)$$

e a tensão na extremidade receptora:

$$V_{\max P} = \frac{E}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.8)$$

Transmissão sem perdas e factor de potência unitário

Assumindo-se que a carga é perfeitamente compensada, por forma a que $\cos \phi = 1$, a resistência óptima, a potência máxima e a tensão na extremidade receptora são respectivamente dadas por:

$$R_{e_{\max P}} = X$$

$$P_{\max} = \frac{E^2}{2X}$$

$$V_{\max P} = \frac{E}{\sqrt{2}} \approx 0.707E$$

2.2.2.3 - Potência máxima derivada das equações do trânsito de potências

Por motivos de simplificação, despreza-se a resistência de transmissão R (ver figura 2.3). Ao considerar $\bar{E} = E \angle 0$, estabelece-se que a fonte ideal de tensão é a referência dos argumentos. Neste estudo, a amplitude e o argumento da tensão são representados por V e θ , respectivamente. A partir da Figura 2.2, obtém-se facilmente:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I}$$

A potência aparente consumida pela carga é dada por:

$$S = P + jQ = \bar{V} \bar{I}^* = \bar{V} \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (2.9)$$

que se decompõe da seguinte forma:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.10a)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.10b)$$

As equações (2.10 a,b) são equações de trânsito de potências do sistema sem perdas. Para uma dada carga (P, Q), estas têm que ser resolvidas em ordem a V e θ , a

partir das quais todas as outras variáveis poderão ser calculadas. A seguir determina-se para que valores de (P, Q) existe uma solução. Eliminando θ de (2.10a,b), obtém-se:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.11)$$

Esta é uma equação de segunda ordem em ordem a V^2 . A condição para se obter pelo menos uma solução é:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0$$

podendo ser simplificado:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.12)$$

A igualdade em (2.12) corresponde a uma parábola no plano (P, Q) , tal como demonstrado na figura 2.5. Todos os pontos dentro desta parábola satisfazem (2.12), dando origem a duas soluções de trânsito de potências. Fora da parábola não existe nenhuma solução enquanto que na parábola existe uma única solução.

Nesta parábola localizam-se todos os pontos de potência máxima. Os pontos com P negativo correspondem a uma produção máxima, enquanto cada ponto com P positivo corresponde à carga máxima para um dado factor de potência.

A parábola é simétrica em ordem ao eixo Q . Por outras palavras, a potência máxima injectada aos terminais da carga é exactamente igual à potência máxima consumida. Esta simetria porém, desaparece se se tiver em conta a resistência da linha (ou seja as perdas activas) Ajustando $P = 0$ em (2.12), obtém-se:

$$Q \leq \frac{E^2}{4X}$$

Sendo E^2/X a potência de curto circuito no barramento da carga, ou seja o produto da tensão E em vazio pela corrente de curto circuito E/X , o máximo de carga puramente reactiva é um quarto da potência de curto circuito.

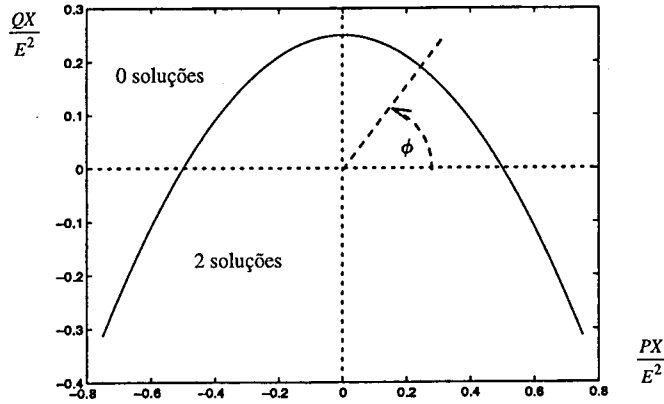


Figura 2.5 - Localização das soluções de trânsito de potências

Da mesma forma, considerando-se $Q = 0$ em (2.12), obtém-se:

$$P \leq \frac{E^2}{2X}$$

que corresponde ao mesmo limite de potência que se obteve da derivação no caso de uma linha sem perdas com um factor de potência unitário e que é equivalente a metade da potência de curto circuito.

Como pode ser observado, existe uma diferença fundamental entre as potências activas e reactivas. Qualquer potência activa poderá ser consumida desde que suficiente potência reactiva seja injectada no barramento da carga ($Q < 0$), não podendo a potência reactiva da carga exceder $E^2/4X$. Esta diferença tem origem na natureza indutiva do sistema de transmissão e ilustra a dificuldade em transportar grandes quantidades de potência activa. Na prática, o grande suporte reactivo exigido para transportar essas grandes quantidades de potência activa irá finalmente resultar numa tensão demasiado elevada inaceitável no barramento da carga.

2.2.3 - Relações potência-tensão

Assumindo que a condição em (2.12) se mantém, as duas soluções em (2.11) são dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q} \quad (2.13)$$

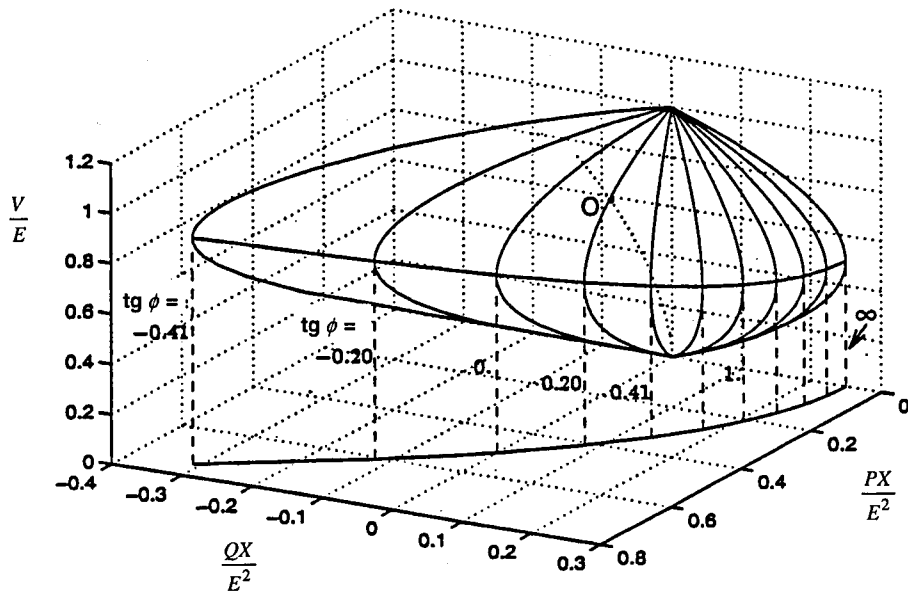


Figura 2.6 - A tensão em função das potências activa e reactiva da carga [Cut98]

No espaço (P, Q, V) , a equação (2.11) define a superfície bidimensional da figura 2.6. A parte superior desta superfície corresponde à solução positiva de (2.13), ou seja à solução com a tensão mais elevada, enquanto que a parte inferior corresponde à solução negativa que é a solução com a tensão mais baixa. O “equador” desta superfície, ao longo do qual as duas soluções são iguais, corresponde aos pontos de potência máxima como dado em (2.6, 2.7, 2.8). A projecção do limite desta curva no plano (P, Q) coincide com a parábola da figura 2.5.

Os “meridianos” representados por linhas contínuas na figura 2.6, correspondem às intersecções com os planos verticais $Q = P \tan \phi$, com ϕ a variar de $-\pi/8$ até $\pi/2$ em intervalos de $\pi/16$. A projecção destes meridianos no plano (P, V) representa as curvas da tensão da carga em função da potência activa para os vários valores de $\tan \phi$. Estas famosas curvas, demonstradas na figura 2.7 são geralmente designadas por curvas PV. Estas curvas têm um papel fundamental para ajudar a compreender e explicar o fenómeno da instabilidade de tensão.

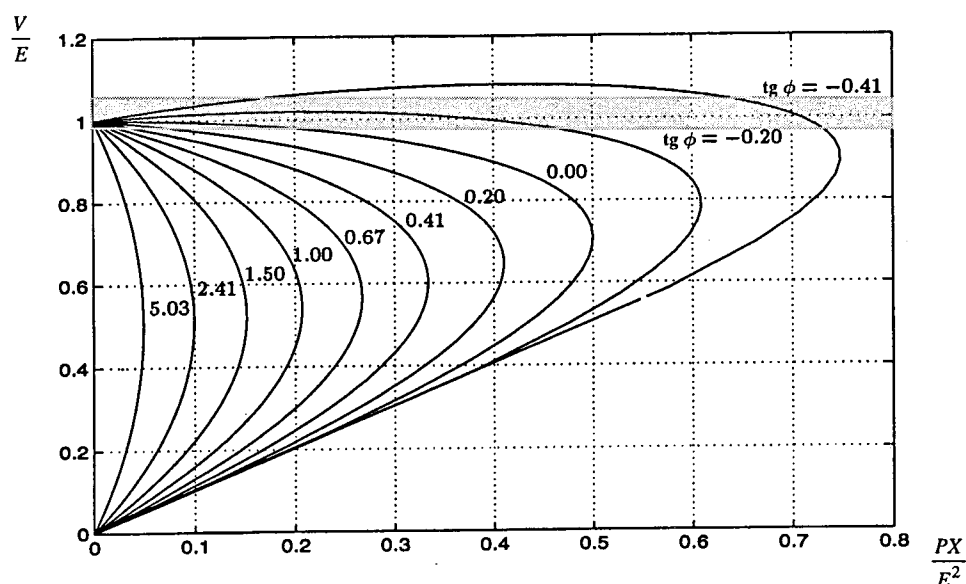


Figura 2.7 - Curvas PV

Apesar de serem provavelmente as de utilização mais comum, as curvas PV não são a única forma possível para projectar para um plano a superfície da figura 2.6, podendo-se também:

- projectar os meridianos no plano (Q, V) , produzindo-se assim curvas QV
- considerar a potência aparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ como abcissa, obtendo-se curvas SV
- ter em conta as curvas QV correspondentes à potência activa constante P
- considerar curvas PV com potência reactiva constante Q

Todas estas curvas têm basicamente a forma ilustrada na figura 2.7, a única diferença é o facto das curvas com P ou Q constantes não atingirem o valor zero da tensão (excepto quando a potência constante for igual a zero).

As seguintes observações podem ser feitas em relação às curvas da figura 2.7:

- Para uma determinada potência de carga inferior ao valor máximo existem duas soluções: uma com tensão mais elevada e corrente mais baixa e a outra com tensão mais baixa e corrente mais elevada. Para a primeira solução, correspondem condições de operação normais, com a tensão V próxima da tensão E do gerador. Uma operação permanente nas soluções com tensões inferiores é inaceitável, como será discutido no próximo ponto (2.2.4).
- À medida que a carga é mais compensada (que corresponde a menores valores de $\text{tg}\phi$) a potência máxima aumenta. Porém, a tensão que corresponde a essa potência máxima também aumenta. Esta situação é perigosa no sentido que a capacidade máxima de transferência poderá ser atingida para tensões próximas dos valores de operação normal. Para um elevado nível de compensação e para uma potência de carga próxima do máximo, as duas soluções de tensão estão próximas uma da outra e sem uma análise mais pormenorizada poderá ser difícil decidir qual a solução de operação normal a partir das soluções apresentadas.
- Para cargas sobrecompensadas ($\text{tg}\phi < 0$) existe uma porção da parte superior da curva PV ao longo da qual a tensão aumenta com a potência da carga. A explicação é que com $\text{tg}\phi$ negativo, quando mais potência activa é consumida mais potência reactiva é produzida pela carga. Perante baixos valores de carga, a queda de tensão devido à potência activa consumida, é compensada por um aumento da tensão, devido à potência reactiva produzida. Quanto mais negativo for $\text{tg}\phi$, maior é o tamanho da curva PV.

2.2.4 - Potência reactiva requisitada aos geradores

Neste capítulo os geradores são representados como fontes de tensão de amplitude constante. Como será discutido no ponto 2.3 a falha principal desta presunção encontra-se na capacidade limitada de produção de potência reactiva por parte dos geradores. Assim sendo, tem interesse determinar o aumento da produção de energia reactiva em relação à carga.

Seguindo o exemplo da figura 2.3, no caso sem perdas $R = 0$, a produção reactiva do gerador é determinada pela soma da carga e das perdas da rede:

$$Q_g = Q + XI^2 \quad (2.14)$$

onde a corrente I da linha se relaciona com a potência aparente do gerador S_g , através de:

$$I = \frac{S_g}{E} = \frac{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}}{E}$$

Substituindo I em (2.14) e considerando que $P_g = P$ na ausência de perdas activas, obtém-se:

$$Q_g = Q + \frac{X}{E^2} (P^2 + Q_g^2)$$

o que poderá ser reorganizado em:

$$Q_g^2 - \frac{E^2}{X} Q_g + \frac{E^2}{X} Q + P^2 = 0 \quad (2.15)$$

Resolvendo esta equação em ordem a Q_g , obtém-se:

$$Q_g = \frac{E^2}{2X} \pm \sqrt{\left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 - \frac{QE^2}{X} - P^2} \quad (2.16)$$

Note-se que (2.15) apenas tem resolução se for satisfeita a condição (2.12). A equação (2.15) define a superfície no espaço (P, Q, Q_g) . A divisão desta superfície em planos com factores de potência constante, como se pode verificar na figura 2.6, dá origem às curvas PQ_g apresentadas na figura 2.8. Estas curvas são idênticas às curvas PV, à excepção dos pontos de operação normal, que se encontram agora na parte inferior

das curvas. Em condições de circuito aberto ($P = 0$, $Q_g = 0$) e aumentando a carga, a produção de energia reactiva aumenta de forma não linear com P atingindo a sua potência máxima. A partir deste ponto, P diminui enquanto as perdas reactivas continuam a aumentar até ao ponto ($P = 0$, $Q_g = E^2/X$) que corresponde a um curto circuito no barramento da carga. Finalmente, seja qual for o factor de potência da carga, todos os pontos de potência máxima são caracterizados por:

$$Q_{g \max P} = \frac{E^2}{2X}$$

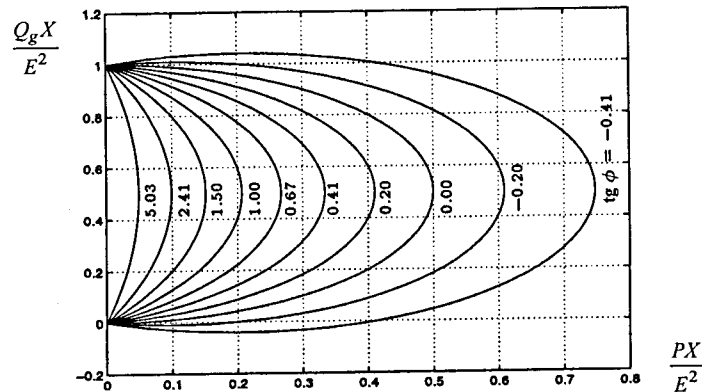


Figura 2.8 - Produção de potência reactiva em função da potência da carga

2.2.5 - Uma primeira bordagem aos mecanismos de instabilidade

O objectivo deste ponto é demonstrar como a potência máxima fornecida pode resultar em instabilidade do sistema e em colapso de tensão. Esta abordagem é feita de forma superficial, sendo aprofundada nos pontos 2.3 e 2.4.

2.2.5.1 - Característica PV da rede versus característica PV da carga

A potência consumida pelas cargas varia com a tensão e com a frequência. Este estudo concentra-se principalmente nas variações com a tensão. A característica da carga expressa-se através da potência activa e reactiva da carga em função da tensão V e de uma

variável independente z , que corresponde à quantidade de equipamentos ligados e que se designa por procura. Desta forma, a característica da carga é dada por:

$$P = P(V, z) \quad (2.17a)$$

$$Q = Q(V, z) \quad (2.17b)$$

Para uma determinada procura z , as equações (2.17a,b) definem a curva no espaço (P, Q, V) . Esta curva intersecta um ou mais pontos da superfície $V(P, Q)$. Estes são possíveis pontos de operação para uma determinada procura. Com a alteração da procura, os pontos de intersecção movem-se na superfície. Projectando-se no plano (P, V) um conjunto de pontos de intersecção para todos os valores da procura, obtém-se o que se designa por “característica PV da rede em oposição à característica PV da carga”, dada por (2.17a). Alternativamente, o conjunto poderá ser projectado no plano (Q, V) , considerando-se assim a característica QV da carga. A característica da rede não pode ser definida sem se considerar a variação da potência da carga em função da tensão.

Utilizando a característica da carga designada por modelo de carga exponencial, tem-se:

$$P = zP_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (2.18a)$$

$$Q = zQ_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (2.18b)$$

Neste modelo considera-se $z=1$, onde P_o e Q_o são as potências activas e reactivas consumidas, respectivamente e onde a tensão V é igual à tensão de referência V_o . Como exemplo, a curva pontuada da figura 2.6 corresponde a (2.18a,b) em que $\alpha = \beta = 1.5$ e $Q_o/P_o = 0.2$. Esta curva intersecta a superfície $V(P, Q)$ na origem e no ponto **O**. À medida que se altera a procura z , também se altera o ponto de intersecção **O**. O conjunto de pontos **O** (que corresponde as várias procuras possíveis) projectado no plano (P, V) é representado pela linha contínua da figura 2.9. Esta linha é a característica

da rede que corresponde á alteração da potência activa e reactiva da carga. Para este exemplo específico:

$$\frac{Q}{P} = \frac{Q_o}{P_o} \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\beta-\alpha}$$

uma vez que neste exemplo $\alpha = \beta$, o factor de potência da carga é constante e independente da tensão. Esta curva PV da característica da rede é a curva demonstrada na figura 2.7, correspondente a $\text{tg}\phi = 0.2$. Isto deixa de ser possível quando $\alpha \neq \beta$.

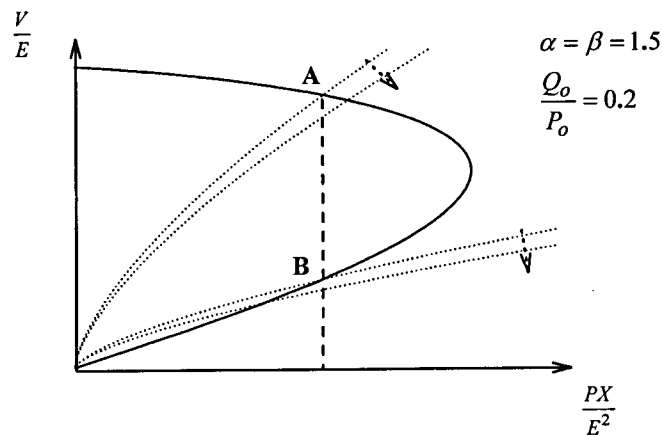


Figura 2.9 - Curvas PV da Rede e da Carga

2.2.5.2 - Cenários de instabilidade

Cada linha ponteada da figura 2.9 corresponde a uma curva PV da carga para um determinado valor de P_o . A e B são dois pontos de operação caracterizados pela mesma potência P mas para diferentes valores de procura z .

Considere-se o efeito de um pequeno aumento da procura z , como se pode observar na figura 2.9. No ponto A, um aumento da procura causa uma pequena queda de tensão mas resulta num aumento da potência da carga. Esta é a forma de operação esperada de um sistema de energia. No ponto B porém, um aumento da procura é acompanhado por uma diminuição da tensão e da potência da carga. Se a carga for puramente estática é possível a operação no ponto B, embora talvez seja inviável devido à

ao baixo valor da tensão e ao elevado valor da corrente, no entanto isto por si só não implica instabilidade de tensão. Por outro lado, se a carga não for puramente estática, é possível que exista um controlador de carga ou algum mecanismo inerente à própria carga que tende a aumentar a procura. Neste caso, como se pode verificar na figura 2.9, o ponto de operação **B** torna-se instável. Os motores de indução e os transformadores com tomadas de regulação em carga são componentes que exibem directa ou indirectamente o comportamento descrito anteriormente e que leva à instabilidade de tensão. No ponto 2.4 é feita uma abordagem mais detalhada sobre este tipo de cargas.

Considerando uma carga que, após uma perturbação, se comporta instantaneamente de acordo com a característica pontuada PV da figura 2.9. Esta carga tende dinamicamente a ser uma característica de potência constante, tal como é representado pela linha tracejada da mesma figura. Esta linha vertical tracejada é a característica de equilíbrio da carga ou a característica de estado estacionário da carga. De forma idêntica, a curva PV da rede, quando adequadamente determinada, corresponde à condição de equilíbrio dos sistemas de produção e de transmissão.

Para estabilizar o sistema, é necessário a existência de um equilíbrio que é dado pela intersecção de ambas as características. Na maioria dos cenários de instabilidade de tensão existem alterações nos parâmetros do sistema, o que por sua vez conduz ao desaparecimento desse equilíbrio.

Um primeiro cenário é ilustrado na figura 2.10(a), onde um aumento da procura provoca uma alteração na característica de equilíbrio da carga, por forma a que esta não intersecte a característica da rede.

Outro cenário de maior relevo é o correspondente à ocorrência de grandes perturbações, sendo as saídas de serviço de equipamentos de produção e/ou de transmissão as mais preocupantes. No exemplo de dois barramentos da figura 2.2, corresponde a um aumento de X e/ou a uma diminuição de E . O mecanismo de instabilidade é demonstrado na figura 2.10(b), onde uma grande perturbação causa uma diminuição drástica na característica da rede por forma a que a curva PV da rede pós-perturbação deixe de intersectar a característica (não alterada) da carga. O colapso de tensão resulta de uma perda de equilíbrio na rede pós-perturbação.

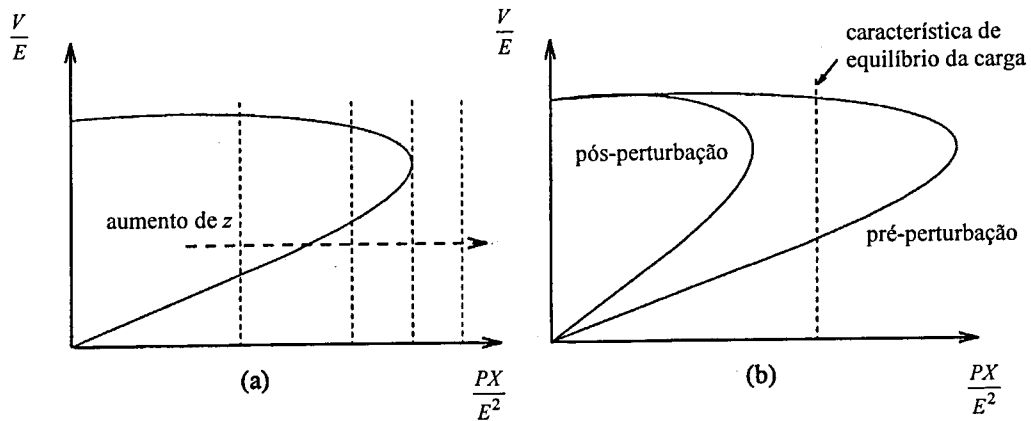


Figura 2.10 - Mecanismos de instabilidade ilustrado através de curvas PV; característica de equilíbrio da carga com $\alpha = \beta = 0$

A figura 2.11 ilustra os mesmos dois cenários para uma carga em equilíbrio, caracterizada por $\alpha = \beta = 0.7$ (ao invés de $\alpha = \beta = 0$).

Considerando um pequeno aumento da carga (figuras 2.10(a) e 2.11(a)), o ponto onde a característica da carga se torna tangente à característica da rede define o limite de carga do sistema. Como foi mencionado anteriormente, um aumento da carga superior ao limite de carga resulta numa perda de equilíbrio, fazendo com que o sistema deixe de operar. Na figura 2.10(a), o ponto onde as curvas PV da rede e da carga são tangentes coincide com a potência máxima fornecida devido ao facto da carga ter sido assumida potência constante ($\alpha = \beta = 0$). O limite de carga porém, não tem necessariamente que coincidir com a potência máxima fornecida, uma vez que depende da característica da carga, como pode ser observado na figura 2.11(a). Para determinadas características da carga (como a da figura 2.9) não existem limites de carga ou seja, há um ponto de operação para cada uma das procuras. É óbvio que alguns destes pontos de operação poderão ser inoperáveis por outras razões, tais como tensões baixas inaceitáveis.

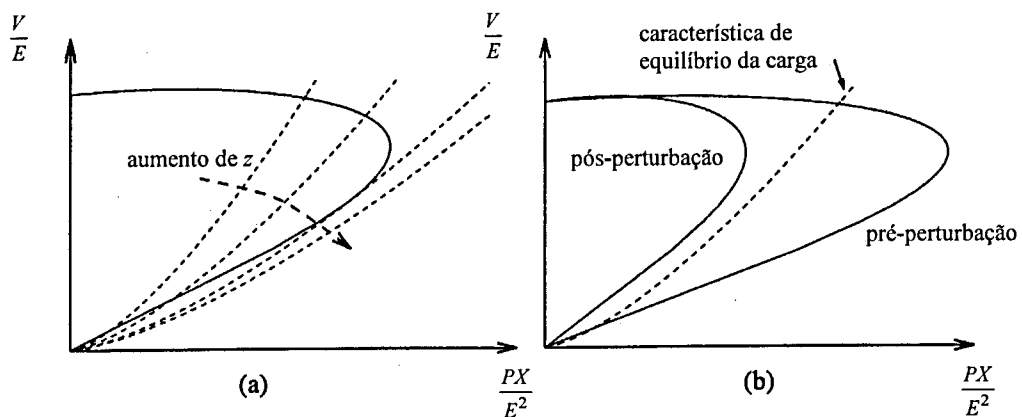


Figura 2.11 - Mecanismos de instabilidade ilustrado através de curvas PV;
característica de equilíbrio da carga com $\alpha = \beta = 0.7$

As características da carga serão analisadas mais detalhadamente no ponto 2.4.

Os cenários analisados anteriormente não indicam a sequência de eventos que ocorrem em resultado da perda de equilíbrio. Indicam apenas que, enquanto as curvas PV da rede e da carga forem características de equilíbrio das dinâmicas do sistema, a operação do sistema irá sofrer uma interrupção. Uma investigação mais aprofundada dos mecanismos de instabilidade requer que se considere o comportamento dinâmico de cada componente, uma vez que existem mecanismos de instabilidade que não podem ser vistos a partir de uma análise puramente estática.

2.2.6 - Efeitos da compensação nas linhas na análise da estabilidade de tensão

De forma geral, a compensação consiste no processo de injectar energia reactiva para melhorar a operação do sistema de energia, mais especificamente mantendo as tensões próximas dos seus valores nominais, reduzindo as correntes nas linhas, reduzindo as perdas na rede e assim contribuindo para o melhoramento da estabilidade [Mil82].

A maioria das vezes, a compensação é feita através de bancos de condensadores, contrabalançando a natureza indutiva, não só da rede de transmissão e das cargas mas também poderá consistir na absorção de energia reactiva através de bancos de indutâncias.

2.2.6.1 - Compensação paralela nas linhas

Há já algum tempo que se reconhece que uma utilização apropriada da compensação paralela pode aumentar a potência transmissível em estado estacionário, bem como controlar o perfil da tensão ao longo da linha. O objectivo desta compensação reactiva é alterar as características eléctricas da linha de transmissão por forma a torná-la mais compatível com o consumo. Assim sendo, para minimizar a sobrecarga nas linhas em horas de vazio (ou seja, de pouca carga), são aplicados bancos de indutâncias, de controlo fixo ou automático, ligados em paralelo e para manter os níveis de tensão em condições de sobrecarga são aplicados bancos de condensadores, também de controlo fixo ou automático, ligados em paralelo.

O objectivo principal da aplicação da compensação paralela num sistema de transmissão é aumentar a potência máxima transmissível. Este aumento poderá ser necessário para melhorar as características de transmissão em estado estacionário bem como a estabilidade do sistema. A compensação VAR (Volt Ampere Reactivo) é utilizada no ponto médio da linha para regular a tensão (dividindo a linha de transmissão) e na extremidade da linha, para prevenir a instabilidade de tensão, controlar a tensão dinâmica por forma a aumentar a estabilidade transitória e amortecer as oscilações de potência.

2.2.6.1.1 - Regulação da tensão utilizando a compensação VAR no ponto médio da linha

Considere-se um sistema simples de transmissão com dois geradores (dois barramentos) no qual se encontra um compensador VAR ideal, ligado em paralelo no ponto médio da linha de transmissão, tal como se pode observar na figura 2.12(a)

[Son99]. Por motivos de simplificação despreza-se a resistência R da linha e representa-se a linha pela sua indutância X . O compensador é representado por uma fonte de tensão sinusoidal de corrente alternada (à frequência fundamental) V_m , em fase com a tensão no ponto médio e com amplitude idêntica à das tensões nas extremidades emissoras e receptoras ($V_m = V_e = V_r = V$). O compensador no ponto médio divide a linha de transmissão em duas partes independentes: a primeira parte, com uma impedância de $X/2$, transporta a potência da extremidade emissora para o ponto médio e a segunda parte, também com a impedância de $X/2$, transporta-a do ponto médio à extremidade receptora. A figura 2.12(b) demonstra um diagrama fasorial onde se ilustra a relação entre as tensões V_e , V_r , V_m (juntamente com V_{em} , V_{rm}) e as correntes do segmento da linha I_{em} e I_{mr} . Note-se, que neste processo, o compensador VAR no ponto médio apenas realiza uma troca de potência reactiva com a linha de transmissão.

Para este sistema sem perdas activas, a potência activa é a mesma em cada terminal da linha (extremidade emissora, ponto médio e extremidade receptora) e pode ser obtida a partir do diagrama fasorial da figura 2.12(b), através de:

$$V_{em} = V_{mr} = V \cos \frac{\phi}{4}; \quad I_{em} = I_{mr} = I = \frac{4V}{X} \sin \frac{\phi}{4} \quad (2.19)$$

sendo a potência transmitida:

$$P = V_{em} I_{em} = V_{mr} I_{mr} = V_m I_{em} \cos \frac{\phi}{4} = VI \cos \frac{\phi}{4} \quad (2.20a)$$

ou

$$P = 2 \frac{V^2}{X} \sin \frac{\phi}{2} \quad (2.20b)$$

De forma idêntica

$$Q = VI \sin \frac{\phi}{4} = \frac{4V^2}{X} \left(1 - \cos \frac{\phi}{2} \right) \quad (2.21)$$

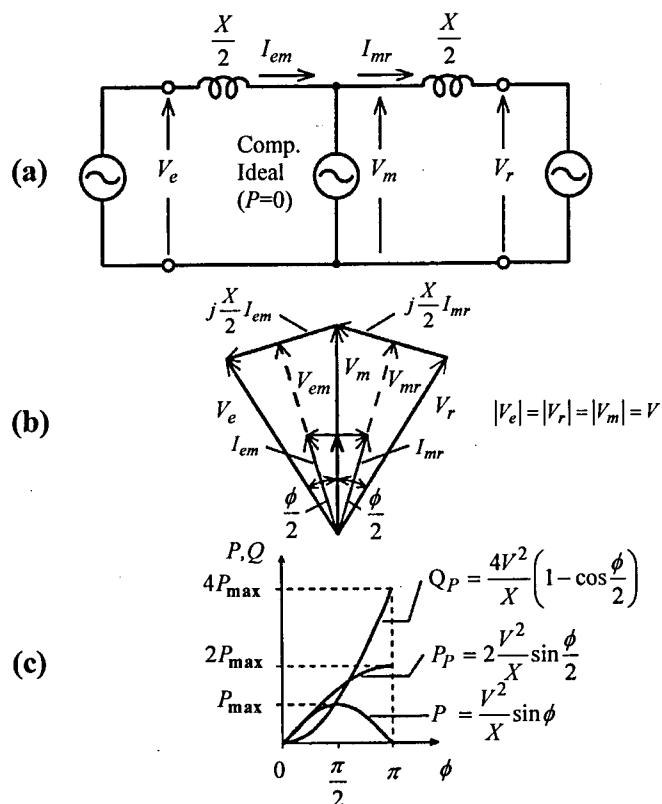


Figura 2.12 – (a) Sistema eléctrico constituído por dois geradores com um compensador reactivo ideal ligado no ponto médio
 (b) Diagrama fasorial
 (c) Potência de transmissão versus a característica do ângulo que demonstra a variação entre a potência activa P_P e a potência reactiva produzida pelo compensador Q_P com o ângulo ϕ .

A figura 2.12(c) representa a relação entre a potência activa P , a potência reactiva Q e o ângulo ϕ para um caso de compensação paralela ideal. Pode-se observar que a compensação paralela no ponto médio pode aumentar de forma significativa a potência transmissível, duplicando o seu valor máximo.

É evidente que para o sistema unifilar da figura 2.12, o ponto médio da linha de transmissão é a melhor localização para o compensador devido ao facto de, no ponto médio da linha de transmissão não compensada, se verificar um maior abaixamento da tensão. Além disso, a compensação no ponto médio divide a linha de transmissão em duas partes iguais com a mesma potência transmissível. Se a compensação não for feita no

ponto médio da linha ou seja, no caso de partes desiguais, a potência transmissível da parte maior é que irá determinar o limite de transmissão.

2.2.6.1.2 - A compensação VAR na extremidade da linha face ao colapso de tensão

O tipo de regulação da tensão apresentada no ponto anterior pode ser facilmente aplicada a linhas radiais de transmissão. O facto de uma carga passiva, que consome a potência P à tensão V , se encontrar ligada ao ponto médio e não à extremidade receptora do sistema (desprezando-se o gerador na extremidade receptora e a segunda parte da linha de transmissão $X/2$), faz com que o gerador na extremidade emissora, a impedância da linha $X/2$ e a carga representem um sistema radial simples. Sem compensação, a tensão no ponto médio (que agora é a extremidade receptora) irá variar com a carga e com o factor de potência da carga.

A figura 2.13(a) apresenta um sistema radial simples com uma linha de alimentação, representada pela sua reactância indutiva X , e uma impedância de carga Z_l . Apresenta ainda as curvas PV referentes à tensão V_r em função de vários factores de potência de carga.

As características inerentes ao circuito da estrutura radial simples, bem como as curvas PV referentes à tensão V_r , indicam claramente que a compensação reactiva paralela pode aumentar o limite de estabilidade de tensão, alimentando a carga reactiva e regulando a tensão terminal ($V - V_r = 0$), como ilustrado na figura 2.13(b). É evidente que, numa linha radial, a extremidade da linha é a melhor localização para o compensador, uma vez que é onde se verifica uma maior variação da tensão.

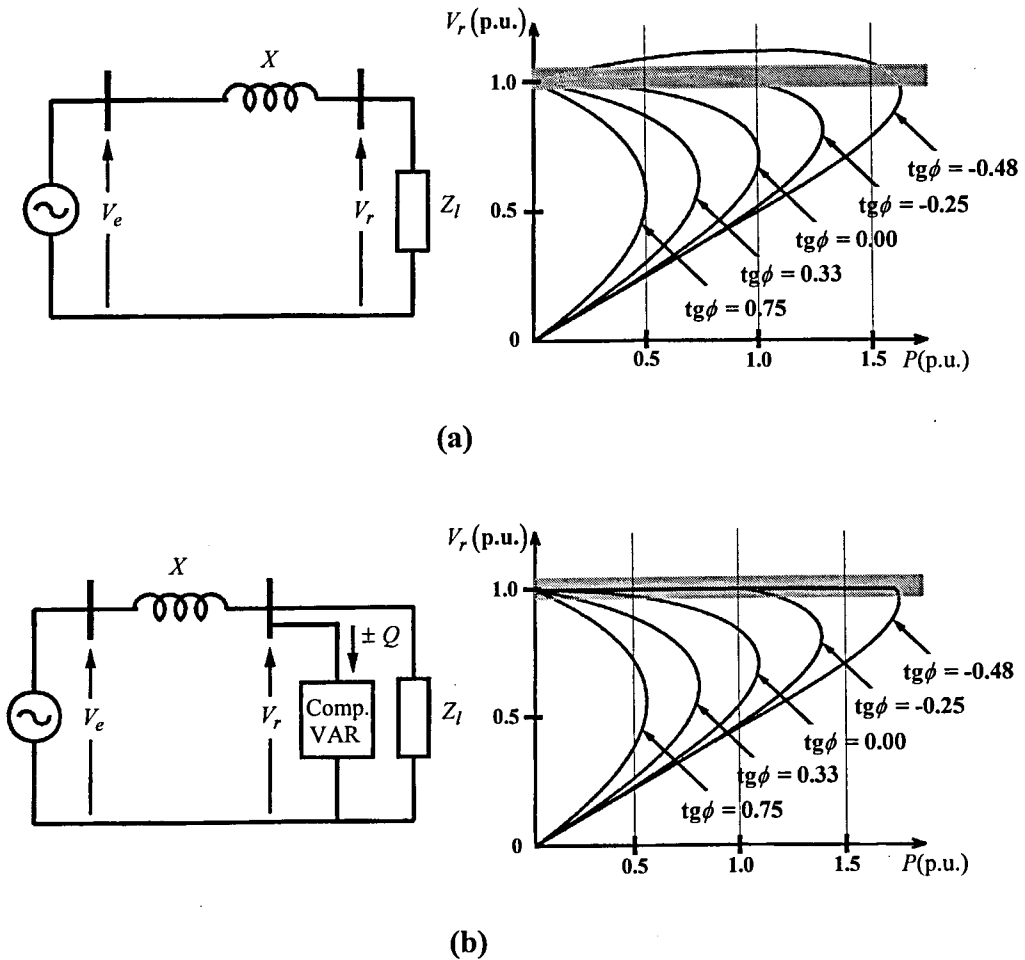


Figura 2.13 - (a) Variação do limite de estabilidade de tensão de uma linha radial com carga Z_L para vários factores de potência de carga
(b) Aumento do limite de estabilidade de tensão através da compensação paralela reactiva

Na prática, a compensação paralela é frequentemente utilizada para regular a tensão num determinado barramento (devido às variações da carga) ou para fornecer um suporte de tensão às cargas quando a capacidade na extremidade emissora do sistema diminui (devido a uma produção inadequada ou a saídas de serviço de linhas). Um exemplo frequente é quando um grande centro de cargas é alimentado por duas ou mais centrais de produção através de linhas de transmissão independentes. (Isto acontece com frequência quando a potência produzida a nível local se torna insuficiente para alimentar uma área em desenvolvimento, sendo necessária a importação de potência adicional através de linhas de transmissão independentes). A perda de uma das fontes de energia poderá aumentar repentinamente o consumo na restante parte do sistema, causando um abaixamento severo da tensão que poderá resultar em colapso de tensão.

2.2.6.2 – Compensação série nas linhas

Tal como se observou no ponto 2.2.6.1, a compensação paralela é altamente eficaz para manter um perfil de tensão desejado ao longo da linha de transmissão e para fornecer um suporte à tensão nas extremidades das linhas radiais. Esta compensação, porém, é ineficaz para controlar a potência transmitida que, para uma dada tensão de transmissão, é determinada pela impedância da linha e pelo ângulo entre as tensões aos terminais da linha.

A transmissão de potência em linhas demasiado longas é de certa forma limitada pela impedância reactiva da linha. A compensação série capacitiva foi introduzida à algumas décadas com o objectivo de diminuir a impedância reactiva da linha, aumentando assim a potência máxima transmissível [And96]. A iniciativa FACTS (Flexible AC Transmission Systems) demonstrou que a compensação série variável é altamente eficaz para controlar o trânsito de potências nas linhas e para melhorar a estabilidade de tensão.

2.2.6.2.1 – Análise da compensação série capacitiva

A finalidade da compensação série é diminuir a reactância indutiva X da linha. A relação que caracteriza a transmissão de potência é dada por:

$$P = \left(\frac{V^2}{X} \right) \sin \phi$$

Considere-se um modelo simples com dois geradores, idêntico ao ilustrado na figura 2.12 para a compensação paralela mas agora com uma linha compensada por condensadores em série, que por conveniência, é composta por dois segmentos idênticos, como se pode ver na figura 2.14(a) [Hin99]. Note-se, que para as mesmas tensões aos terminais, a amplitude da tensão $V_x = 2V_{x/2}$ ao longo da indutância da linha é aumentada através da amplitude da tensão V_c (que tem sentido contrário), desenvolvida nos condensadores em série; isto resulta num aumento da corrente na linha.

A impedância de transmissão *efectiva* X_{ef} com compensação série é dada por:

$$X_{ef} = X - X_C \quad (2.22)$$

ou

$$X_{ef} = (1 - k)X \quad (2.23)$$

onde k é o *nível de compensação série*, ou seja,

$$k = X_c / X \quad 0 \leq k < 1 \quad (2.24)$$

Assumindo $V_s = V_r = V$ na figura 2.14(b), a corrente na linha compensada e a correspondente potência activa transmitida, poderão ser obtidas das seguintes formas:

$$I = \frac{2V}{(1 - k)X} \sin \frac{\phi}{2} \quad (2.25)$$

$$P = V_m I = \frac{V^2}{(1 - k)X} \sin \phi \quad (2.26)$$

A potência reactiva fornecida pelo condensador em série é dada por:

$$Q_c = I^2 X_C = \frac{2V^2}{X} \frac{k}{(1 - k)^2} (1 - \cos \phi) \quad (2.27)$$

A figura 2.14(c) mostra a relação entre a potência activa P , a potência reactiva fornecida pelos condensadores em série Q_c e o ângulo ϕ para vários níveis k de compensação série. Pode observar-se que a potência transmissível aumenta rapidamente com o aumento do nível k de compensação série. Semelhantemente, Q_c também aumenta com k e varia com o ângulo ϕ , tal como sucede com a potência reactiva da linha.

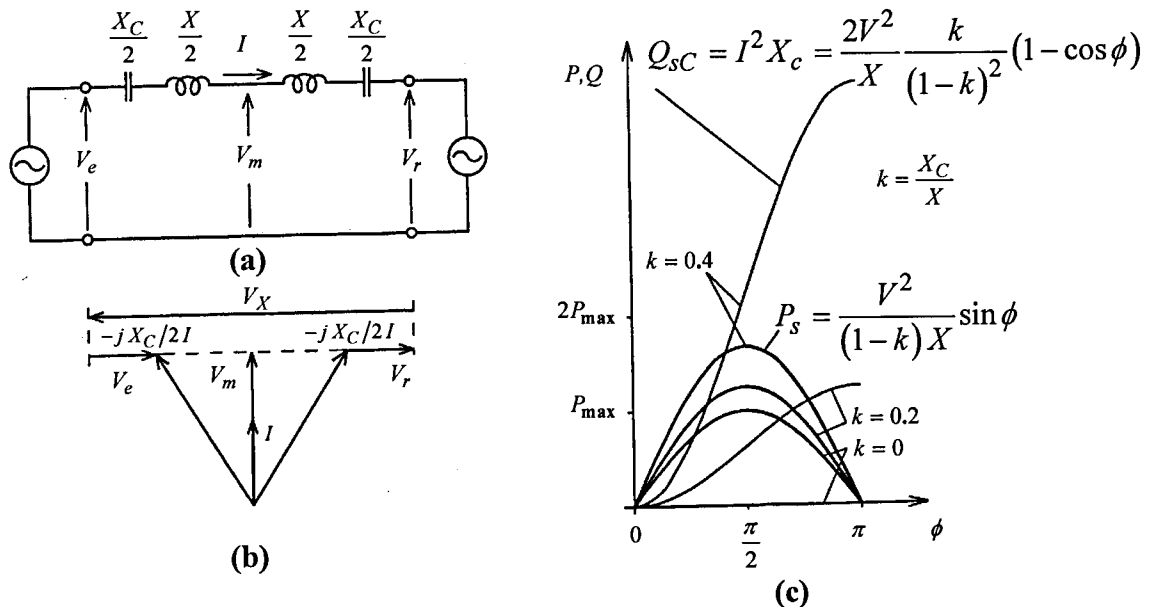


Figura 2.14 - (a) Sistema eléctrico constituído por dois geradores com compensação série
 (b) Diagrama fasorial
 (c) Potência activa e potência reactiva fornecida pelos condensadores em série versus características do ângulo

Após a realização dos cálculos que caracterizam a compensação série capacitiva, deverá ter-se em conta as seguintes interpretações:

- A interpretação convencional estabelece que a impedância do condensador da compensação série cancela uma parte da reactância indutiva da linha e consequentemente, a impedância de transmissão efectiva (2.22) é reduzida como se a linha fosse fisicamente encurtada.
- A outra interpretação estabelece que para aumentar a corrente na impedância da linha (e consequentemente aumentar a potência transmissível correspondente), a tensão nesta impedância deverá ser aumentada. Isto poderá ser concretizado por exemplo, através de um condensador ligado em série, cuja impedância produz uma tensão contrária à tensão na reactância da linha, causando um aumento desta última tensão, como ilustrado na figura 2.14(c). Facilmente se compreende que a natureza física do condensador ligado em série é irrelevante desde que este produza a tensão de compensação desejada. Assim sendo, o condensador em série pode ser considerado como uma fonte de potência AC que injecta directamente a tensão de compensação desejada em série com a linha

2.2.6.2.2 - A compensação série face ao colapso de tensão

A compensação série também pode ser utilizada para reduzir a impedância reactiva da linha por forma a minimizar a variação da tensão na extremidade receptora, diminuindo assim o risco de colapso de tensão. A figura 2.15(a) ilustra um sistema radial simples, constituído por um gerador, por uma linha (de reactância X) com compensação série (de reactância X_C) e pela impedância da carga Z_l . A figura 2.15(b) representa as curvas PV referentes à tensão V_r para um factor de potência de carga unitário com 50 e 75% de compensação série. O “ponto nariz” de cada curva, referente aos níveis de compensação, indica o limite de estabilidade de tensão. A compensação paralela e a compensação série podem aumentar o limite de estabilidade de tensão. A compensação paralela alimenta o consumo reactivo regulando portanto a tensão aos terminais. A compensação série ao diminuir a reactância da linha, proporciona uma fonte de tensão à carga. Para aumentar o limite de estabilidade de tensão na transmissão, a compensação série é muito mais eficaz do que a compensação paralela para os mesmos valores de potência MVA.

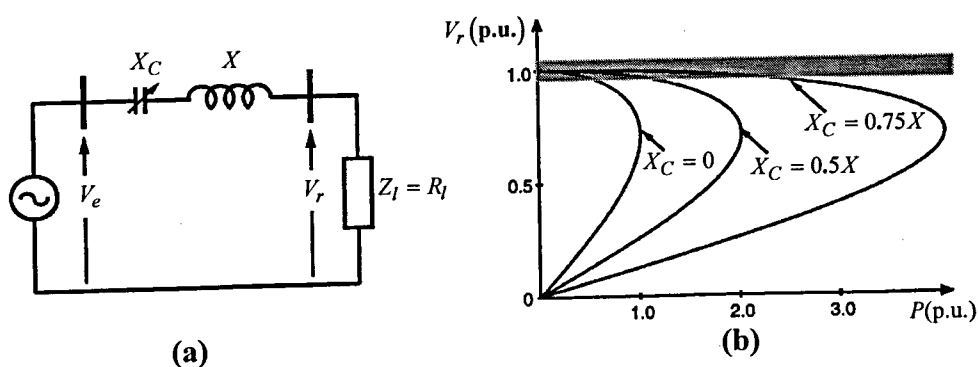


Figura 2.15 - Potência transmissível e limite de estabilidade de tensão de uma linha de transmissão radial com compensação série

2.2.7 – As curvas VQ

As curvas VQ traduzem a relação entre o suporte reactivo Q_c num determinado barramento e a tensão nesse mesmo barramento. Estas curvas podem ser determinadas ligando um gerador fictício com potência activa zero e registando a produção de potência

reactiva Q_c , tendo em conta a variação da tensão V aos terminais [CIG87]. Este gerador fictício é frequentemente designado por compensador síncrono devido ao facto de não produzir potência activa. Como a tensão é uma variável independente, é comum usá-la como abcissa e produzir curvas VQ ao invés de curvas QV.

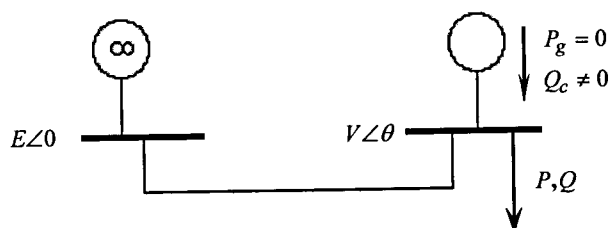


Figura 2.16 – Utilização de um gerador fictício para produzir curvas VQ

Esta técnica é ilustrada no exemplo com dois barramentos da figura 2.16. As equações do trânsito de potências (2.10a,b) são agora dadas por:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.28a)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.28b)$$

Neste caso, a curva QV corresponde à característica da rede e da carga. À medida que a curva caracteriza o estado estacionário de operação do sistema, a carga deverá ser adequadamente representada através da sua característica em estado estacionário. Neste exemplo simples, assume-se uma carga de potência constante.

Para cada valor da tensão V , o argumento θ é obtido a partir de (2.28a), sendo a potência reactiva Q_c calculada a partir de (2.28b). A figura 2.17 representa três curvas VQ deste tipo. A curva 1 refere-se a valores de potência de operação do sistema muito inferiores aos valores de potência máxima, onde os dois pontos que intersectam o eixo V correspondem a pontos não compensados. Como analisado anteriormente, a solução da tensão mais elevada (marcada por O na figura 2.17) é o ponto de operação normal. A

curva 2 refere-se a uma situação de maior carga, onde o ponto de operação sem compensação é o ponto O' . As margens Q_1 e Q_2 da figura 2.17, representam os valores de potência reactiva disponíveis para fazer face a uma perturbação no sistema. Finalmente, a curva 3 corresponde a uma situação onde o sistema não pode operar sem a injeção de potência reactiva. Esta situação pode resultar de uma perturbação severa que aumenta X . A margem Q_3 é negativa, fornecendo a distância MVAR para a operacionalidade do sistema. As curvas VQ podem ajudar a determinar a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de operação ou para obter uma tensão desejada.

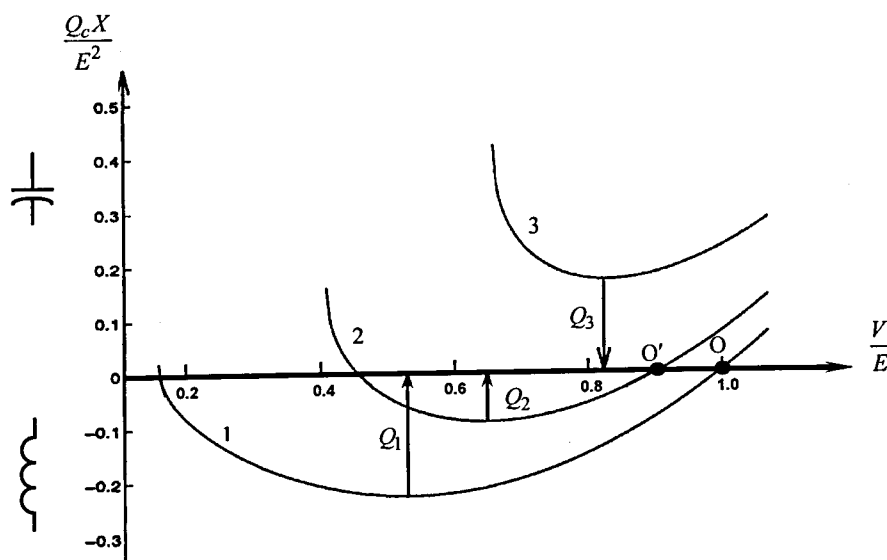


Figura 2.17 – Curvas VQ

2.2.8 - Transformadores com tomadas de regulação

A maioria dos sistemas de transmissão e distribuição contemporâneos são divididos em diferentes níveis de tensão. Por exemplo, um sistema pode ter uma rede principal de transmissão de muito alta tensão, variando tipicamente de 220 a 400 kV, uma rede de sub-transmissão de alta tensão com a tensão nominal a variar de 60 a 150kV e uma rede de distribuição de média tensão. Uma estrutura deste tipo é ilustrada na figura 2.1.

É comum utilizarem-se transformadores equipados com tomadas de regulação em carga (ULTCs) que ligam os vários níveis de tensão, permitindo o ajuste da razão transformação sem interromper o trânsito de potências. Num sistema (figura 2.1) podem existir vários tipos de ULTCs:

- i. transformadores que alimentam os sistemas de distribuição;
- ii. transformadores que ligam a sub-transmissão à transmissão;
- iii. transformadores que ligam dois níveis diferentes de tensão de transmissão;
- iv. transformadores elevadores dos geradores.

O primeiro tipo de ULTC é um exemplo típico das cargas dinâmicas e como tal será analisado mais à frente, no ponto 2.4. Neste ponto analisam-se os últimos três tipos de ULTCs, estudando-se os seus efeitos nas características da rede.

Considere-se que os ajustes da razão de transformação são efectuados de forma manual pelos operadores do centro de controlo. Assim sendo, considera-se o circuito simples da figura 2.18. A reactância X_1 do “lado do primário” pode representar uma reactância equivalente do sistema de transmissão (casos ii e iii) ou o efeito da queda de tensão do gerador (caso iv). De forma idêntica, X_2 pode representar as reactâncias de transmissão e/ou de sub-transmissão. Assume-se que o transformador é ideal, sendo X_2 a sua reactância de fuga. Em condições normais de operação, a razão r é diminuída quando existe um aumento da tensão em V_2 e aumentada quando existe uma diminuição da tensão em V_2 .

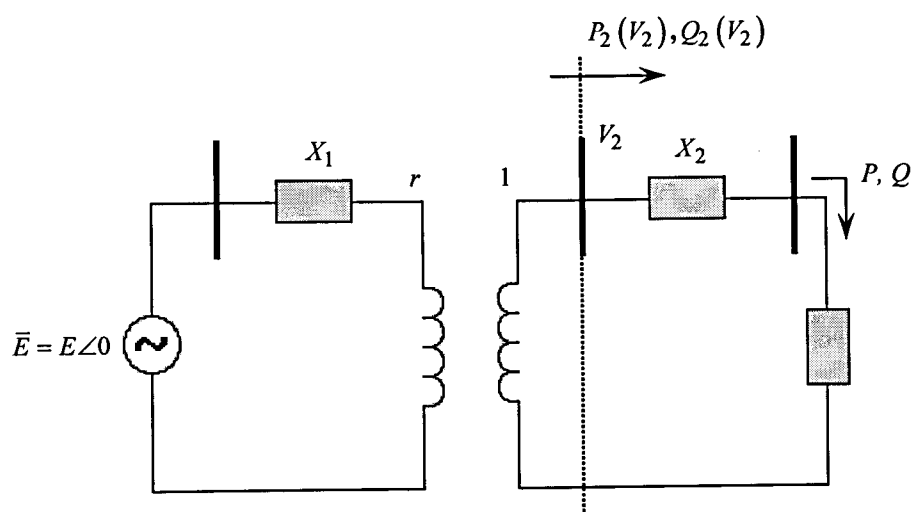


Figura 2.18 - Circuito equivalente que representa o efeito da razão transformação

A força electromotriz e a reactância de Thévenin, do ponto de vista da carga, são dadas por:

$$E_{th} = \frac{E}{r}$$

$$X_{th} = \frac{X_1}{r^2} + X_2$$

Substituindo E por E_{th} e X por X_{th} em (2.6, 2.8) obtém-se a potência máxima que pode ser fornecida (com o factor de potência $\cos \phi$):

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E^2}{r^2 X_2 + X_1} \quad (2.29)$$

sendo a tensão correspondente:

$$V_{\max P} = \frac{E}{r \sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.30)$$

Em comparação com o caso sem transformador que corresponde a $r=1$, conclui-se que, diminuindo r por forma a aumentar a tensão no secundário V_2 , pode ser fornecida uma maior potência à carga. Quanto maior for a razão de transformação

X_2/X_1 , mais acentuado é este efeito. A expressão (2.29) mostra também que uma diminuição de r equivale à diminuição da impedância da rede entre a fonte e a carga.

Considere-se agora o caso de um ULTC automático, ajustando r por forma a manter a tensão no secundário V_2 igual ao valor de referência V_2^0 . A reactância X_2 juntamente com a carga, constituem uma carga sensível à tensão com potência $P_2(V_2) + jQ_2(V_2)$, como mostra a figura 2.18. O ULTC ao repor a tensão V_2 no seu valor de referência V_2^0 também repõe as potências nos seus valores iniciais:

$$P_2(V_2^0) = P_2^0$$

$$Q_2(V_2^0) = Q_2^0$$

2.3 - O sistema de produção

Os geradores síncronos são uma fonte primária de potência reactiva e são responsáveis por manter um bom perfil de tensão nos sistemas de energia eléctrica, pelo que, as suas características e as suas limitações têm uma grande importância para a análise da estabilidade de tensão. Note-se, que em quase todos os incidentes de instabilidade de tensão, um ou mais geradores principais estavam a operar com capacidade de energia reactiva limitada.

Neste ponto, irão rever-se as bases da teoria das máquinas síncronas para depois se analisar os modelos de estado estacionário e dinâmicos, apropriados para a análise da estabilidade de tensão. A seguir, descreve-se o controlo da frequência e da tensão (incluindo o controlo secundário da tensão usado ou planeado em alguns países) e presta-se alguma atenção aos dispositivos limitadores que afectam a estabilidade de tensão. Finalmente, analisam-se os modos de operação dos geradores através das características da tensão e da potência reactiva.

2.3.1 - Revisão da teoria das máquinas síncronas

A figura 2.19 mostra uma modelização possível para uma máquina síncrona.

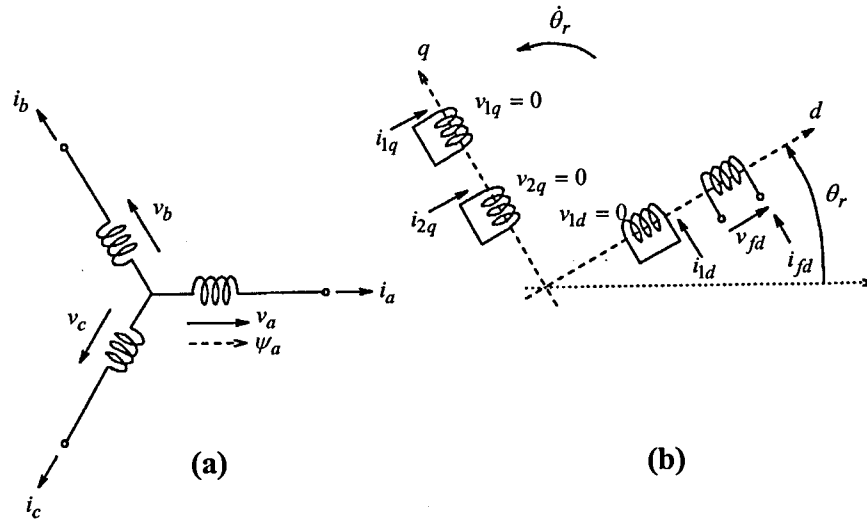


Figura 2.19 - Representação do circuito de uma máquina síncrona
(a) Estator (induzido)
(b) Rotor (indutor)

Os circuitos do estator são compostos por enrolamentos trifásicos, com tensões v_a , v_b , v_c e correntes i_a , i_b , i_c , respectivamente. Para a orientação das correntes e das tensões, optou-se pelo modelo do gerador mostrado na figura 2.19.

O processo de melhoramento da modelização está directamente relacionado com o número de circuitos do rotor utilizados para explicar os vários fenómenos. Nos programas computacionais modernos, tal como no utilizado nas simulações desta dissertação (EUROSTAG), é comum utilizarem-se modelos detalhados com quatro enrolamentos no rotor para máquinas de rotor cilíndrico. Os circuitos rotóricos localizam-se ao longo do eixo directo e do eixo em quadratura. O eixo directo coincide com o eixo do enrolamento de excitação, designado por fd . O eixo em quadratura encontra-se em avanço de 90 graus na direcção de rotação, tal como demonstrado na figura 2.19. $1d$ e $1q$ representam os enrolamentos amortecedores que consistem, essencialmente, num conjunto de barras de cobre alojadas em ranhuras semi-fechadas, enquanto o enrolamento $2q$ representa as correntes de Foucault nas máquinas de rotor cilíndrico. No enrolamento de excitação, a

tensão e a corrente são respectivamente designadas por v_{fd} e i_{fd} , e encontram-se direccionadas no sentido ilustrado na figura 2.19. Todos os outros enrolamentos do rotor são curto-circuitados.

Normalmente, assume-se que o campo magnético produzido por um enrolamento tem uma distribuição sinusoidal ao longo do entreferro da máquina. Seguindo esta ideia e desprezando os efeitos transversais da magnetização no ferro saturado, as duas bobinas com eixos perpendiculares não se encontram magneticamente acopladas.

O movimento do rotor é caracterizado pelo ângulo eléctrico θ_r entre o eixo directo do rotor e o eixo da fase a do estator, como ilustrado na figura 2.19. Para a rotação da máquina à velocidade nominal, obtém-se:

$$\theta_r = \omega_o t + \theta_r^o$$

onde θ_r^o é uma constante arbitrária e ω_o é a velocidade angular nominal (rad/s), relacionada com a frequência nominal f , através de:

$$\omega_o = 2\pi f$$

2.3.1.2 – A Transformada de Park

Uma ferramenta matemática essencial para estudar as máquina síncronas é a Transformada de Park, originalmente proposta em [Par29 e Par33]. A Transformada de Park consiste na substituição dos enrolamentos a , b e c por três enrolamentos fictícios designados por d , q e o . Os enrolamentos d e q movimentam-se em simultâneo com o rotor da máquina, situando-se ao longo do eixo directo e do eixo em quadratura, respectivamente, como ilustrado na figura 2.20. Em condições de operação em estado estacionário, as correntes directas nos enrolamentos d e q correspondem às correntes trifásicas equilibradas nos circuitos a , b e c , produzindo ambas um campo magnético que roda à velocidade de sincronismo. O enrolamento o não se encontra magneticamente acoplado aos outros dois circuitos e apenas desempenha funções em condições de desequilíbrio, sendo desprezado perante situações de equilíbrio.

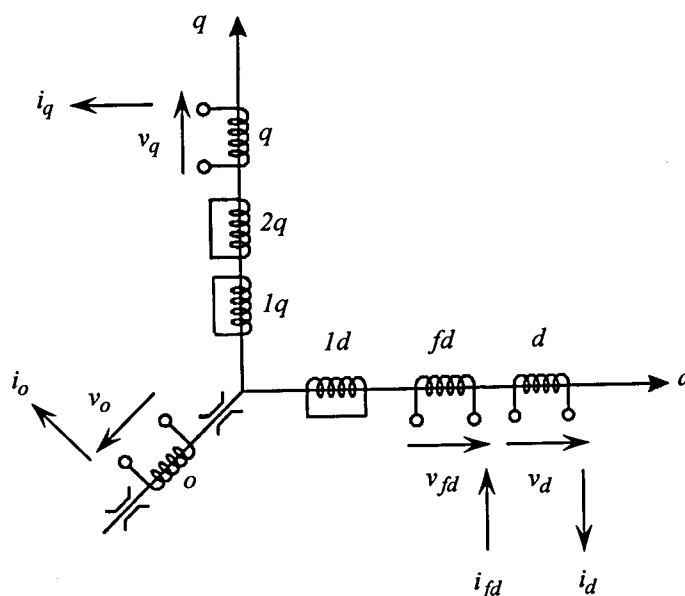


Figura 2.20 – Enrolamentos da máquina após a Transformada de Park

A principal vantagem da Transformada de Park é o facto dos enrolamentos da figura 2.20 serem fixos em relação uns aos outros, dando origem a indutâncias próprias e mutuas constantes, pelo que as equações em termos de d , q e o são mais simples. As equações da Transformada de Park, em relação às tensões no estator, são dadas por:

$$v_d = -R_a i_d - \dot{\theta}_r \psi_q + \dot{\psi}_d \quad (2.31a)$$

$$v_q = -R_a i_q + \dot{\theta}_r \psi_d + \dot{\psi}_q \quad (2.31b)$$

$$v_o = -R_a i_o + \dot{\psi}_o \quad (2.31c)$$

onde:

- v_d – é a tensão no enrolamento d
- v_q – é a tensão no enrolamento q
- v_o – é a tensão no enrolamento o
- i_d – é a corrente no enrolamento d
- i_q – é a corrente no enrolamento q
- i_o – é a corrente no enrolamento o

ψ_d – é o fluxo de acoplamento no enrolamento d

ψ_q – é o fluxo de acoplamento no enrolamento q

ψ_o – é o fluxo de acoplamento no enrolamento o

$\dot{\theta}_r$ – é a velocidade angular eléctrica

R_a – é a resistência do estator

Os termos $\dot{\theta}_r \psi_d$ e $\dot{\theta}_r \psi_q$ em (2.31a,b) resultam do campo rotativo e por esse facto são designados por forças electromotrizes dinâmicas, $\dot{\psi}_d$ e $\dot{\psi}_q$ designam-se forças electromotrizes estáticas.

Os circuitos do rotor que não foram alterados pela Transformada de Park são dados pelas seguintes relações básicas:

$$R_{fd} i_{fd} + \dot{\psi}_{fd} = v_{fd} \quad (2.32a)$$

$$R_{1d} i_{1d} + \dot{\psi}_{1d} = 0 \quad (2.32b)$$

$$R_{1q} i_{1q} + \dot{\psi}_{1q} = 0 \quad (2.32c)$$

$$R_{2q} i_{2q} + \dot{\psi}_{2q} = 0 \quad (2.32d)$$

onde R_{fd} é a resistência do circuito de excitação, ψ_{fd} o seu fluxo de acoplamento, processo que se repete para os outros circuitos.

As máquinas síncronas estão sujeitas aos seguintes transitórios:

- transitórios no estator: associados às forças electromotrizes estáticas. Logo após a ocorrência de uma alteração no sistema, as forças electromotrizes estáticas extinguem-se e as forças electromotrizes dinâmicas dominam a resposta do sistema. Assim sendo, uma simplificação comum consiste no desprezo das forças electromotrizes estáticas nas equações do estator (2.31a,b).

- transitórios eléctricos no rotor: associados com os termos $\dot{\psi}_{fd}$, $\dot{\psi}_{1q}$, $\dot{\psi}_{1d}$, $\dot{\psi}_{2q}$ das equações dos enrolamentos no rotor. Podem-se distinguir dois tipos de dinâmicas:
 - dinâmicas subtransitórias: associadas aos enrolamentos amortecedores e às correntes de Foucault;
 - dinâmicas transitórias: associadas aos enrolamentos de excitação.
- transitórios mecânicos associados ao movimento do eixo.

Pode-se encontrar uma análise detalhada do modelo do gerador em [Sau97].

2.3.1.3 – Análise dinâmica do movimento

Na análise da estabilidade é mais adequado considerar-se a posição do rotor do que uma outra referência síncrona de rotação. O ângulo rotórico (em rad) é definido como sendo o ângulo eléctrico entre o eixo em quadratura da máquina e uma referência síncrona:

$$\delta = \theta_r - \omega_o t - C \quad (2.33)$$

onde C é uma constante arbitrária. Quando expressa em ordem a δ (em p.u. na base da máquina), a equação de movimento das massas rotativas da turbina do gerador é dada por:

$$\frac{2H}{\omega_o} \ddot{\delta} = T_m - T_e \quad (2.34)$$

onde:

- H - é a constante de inércia (em s)
- T_m - é o binário mecânico produzido pela turbina (em p.u.)
- T_e - é o binário electromagnético do gerador (em p.u.)

A equação anterior é frequentemente designada por equação de oscilação da máquina.

2.3.1.4 - Modelização simplificada considerando apenas a excitação

A modelização utilizada nos estudos de estabilidade depende das seguintes considerações:

- as forças electromotrices estáticas são desprezadas, tal como mencionado anteriormente;
- os desvios da velocidade são pequenos em relação a ω_o . Em consequência, a velocidade do rotor $\dot{\theta}_r$ assume-se como sendo igual à velocidade angular nominal ω_o (note-se, porém, que estas variações são suficientes para produzir desvios significativos no ângulo do rotor).

Nestes estudos, recorre-se a um modelo simplificado que despreza todos os enrolamentos do rotor, à excepção do circuito de excitação. A principal desvantagem desta simplificação é a subestimação do amortecimento das oscilações do rotor. Este efeito amortecedor não está directamente relacionado com a estabilidade de tensão porém, poderá ser compensado através da introdução de um termo de amortecimento $D\dot{\delta}$ na equação (2.34). São ainda feitas as seguintes considerações adicionais:

- para manter a simplicidade, despreza-se a resistência do estator uma vez que é muito pequena;
- a saturação magnética é desprezada (esta saturação será considerada no ponto 2.3.1.8).

Assumindo uma velocidade constante, igual à nominal, e desprezando a resistência do estator, o binário electromagnético (em p.u.) é igual à potência activa P produzida pelo gerador, enquanto o binário mecânico (em p.u.) é igual à potência mecânica P_m . Consequentemente, a equação (2.34) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{2H}{\omega_o} \ddot{\delta} + \frac{D}{\omega_o} \dot{\delta} = P_m - P \quad (2.35)$$

onde D é o coeficiente de amortecimento em p.u..

Por outro lado, tendo em conta estas considerações, as equações do estator (2.31a,b) passam a ser escritas da seguinte forma:

$$v_d = -\omega_o \psi_q \quad (2.36a)$$

$$v_q = \omega_o \psi_d \quad (2.36b)$$

enquanto que para os outros três enrolamentos, os fluxos de acoplamento estão relacionados com as correntes através de:

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} \quad (2.37a)$$

$$\psi_q = -L_q i_q \quad (2.37b)$$

$$\psi_{fd} = -L_{ad} i_d + L_{fd} i_{fd} \quad (2.37c)$$

onde:

L_d - é a indutância própria do enrolamento d

L_q - é a indutância própria do enrolamento q

L_{fd} - é a indutância própria do enrolamento de excitação

L_{ad} - é a indutância mútua entre o enrolamento d e o de excitação

substituindo (2.37a,b) em (2.36a,b) obtém-se:

$$v_d = X_q i_q \quad (2.38a)$$

$$v_q = -X_d i_d + E_q \quad (2.38b)$$

onde $X_d = \omega_o L_d$ e $X_q = \omega_o L_q$ são as reactâncias síncronas dos eixos directo e em quadratura, respectivamente, e:

$$E_q = \omega_o L_{ad} i_{fd} \quad (2.39)$$

Em condição de vazio, $i_d = i_q = 0$ e $v_q = E_q$. Sendo E_q a força electromotriz em vazio.

Quando ocorrem modificações súbitas no sistema, os valores i_d , i_q , ψ_d e ψ_q são alterados instantaneamente (uma vez que se extinguem as forças electromotrizes estáticas). No entanto (tendo em conta (2.32a)), o fluxo de acoplamento de excitação ψ_{fd} não se altera de forma instantânea. Observando a equação (2.37c), verifica-se que com ψ_{fd} constante e com i_d a variar abruptamente, a corrente de excitação i_{fd} também irá sofrer uma variação súbita. Na máquina real, a componente da corrente de excitação é induzida, o que garante a continuidade do fluxo. Por ser proporcional a i_{fd} , a força electromotriz E_q irá variar rapidamente no modelo exacto e abruptamente no modelo simplificado (onde as forças electromotrizes estáticas são desprezadas). Assim sendo, é preferível calcular as equações da máquina em ordem a uma força electromotriz que é proporcional ao fluxo de acoplamento de excitação.

Devido às considerações anteriores, tem-se em conta a força electromotriz:

$$E'_q = \omega_o \frac{L_{ad}}{L_{fd}} \psi_{fd} \quad (2.40)$$

bem como a reactância transitória do eixo directo:

$$X'_d = \omega_o L'_d = \omega_o \left(L_d - \frac{L_{ad}^2}{L_{fd}} \right)$$

Resolvendo (2.37c) em ordem a i_{fd} :

$$i_{fd} = \frac{\psi_{fd} + L_{ad} i_d}{L_{fd}} \quad (2.41a)$$

substituindo (2.41a) em (2.37a):

$$\psi_d = -L_d i_d + \frac{L_{ad} \psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{L_{ad}^2 i_d}{L_{fd}} \quad (2.41b)$$

e finalmente substituindo (2.41b) em (2.36b), obtém-se:

$$v_q = -X'_d i_d + E'_q \quad (2.41c)$$

sendo E'_q a força electromotriz a montante da reactância transitória. Note-se que (2.38a) permanece inalterada uma vez que não existe nenhum enrolamento no rotor ao longo do eixo em quadratura neste modelo simplificado. A relação entre E_q e E'_q é facilmente obtida a partir de (2.38b) e (2.41c):

$$E_q = (X_d - X'_d)i_d + E'_q \quad (2.42)$$

Analisando dinamicamente E'_q , obtém-se:

$$\dot{E}'_q = \omega_o \frac{L_{ad}}{L_{fd}} \dot{\psi}_{fd} = \omega_o \frac{L_{ad}}{L_{fd}} (v_{fd} - R_{fd}i_{fd}) = \frac{E_f - E_q}{T'_{do}} \quad (2.43)$$

onde:

$$E_f = \omega_o \frac{L_{ad}}{R_{fd}} v_{fd} \quad (2.44)$$

é uma força electromotriz proporcional à tensão de excitação e

$$T'_{do} = \frac{L_{fd}}{R_{fd}}$$

é a constante de tempo transitória em circuito aberto ou seja, é a constante de tempo do enrolamento do rotor quando os enrolamentos do estator se encontram abertos. Substituindo (2.42) em (2.43) obtém-se à seguinte equação diferencial:

$$\dot{E}'_q = \frac{-E'_q + E_f - (X_d - X'_d)i_d}{T'_{do}} \quad (2.45)$$

As equações (2.43) e (2.45) expressam a forma como o fluxo de acoplamento no enrolamento de excitação (representado por E'_q) varia sob a influência do excitador (E_f) e da reacção do estator (i_d).

2.3.1.5 - Representação fasorial

As equações (2.38a,b) podem ser interpretadas como sendo a projecção da seguinte equação complexa nos eixos d e q da máquina:

$$\bar{E}_q = \bar{V} + jX_d \bar{I}_d + jX_q \bar{I}_q \quad (2.46)$$

que corresponde ao diagrama fasorial ilustrado na figura 2.21, onde $\bar{V}$ e $\bar{I}$ são os fasores relativos à tensão e à corrente no estator. Sendo $\bar{I}_d$ e $\bar{I}_q$ as projecções de $\bar{I}$ nos eixos d e q respectivamente, com (ver figura 2.21):

$$\bar{I} = \bar{I}_d + j\bar{I}_q = (i_d + ji_q)e^{j\left(\delta - \frac{\pi}{2}\right)} \quad (2.47)$$

onde δ é o ângulo do rotor previamente definido. O fasor $\bar{E}_q$ é direccionado ao longo do eixo q , sendo δ também o ângulo desta força electromotriz. De forma idêntica, (2.38a) e (2.41c) podem ser escritas da seguinte forma complexa:

$$\bar{E}'_q = \bar{V} + jX'_d \bar{I}_d + jX_q \bar{I}_q$$

tal como ilustrado na mesma figura.

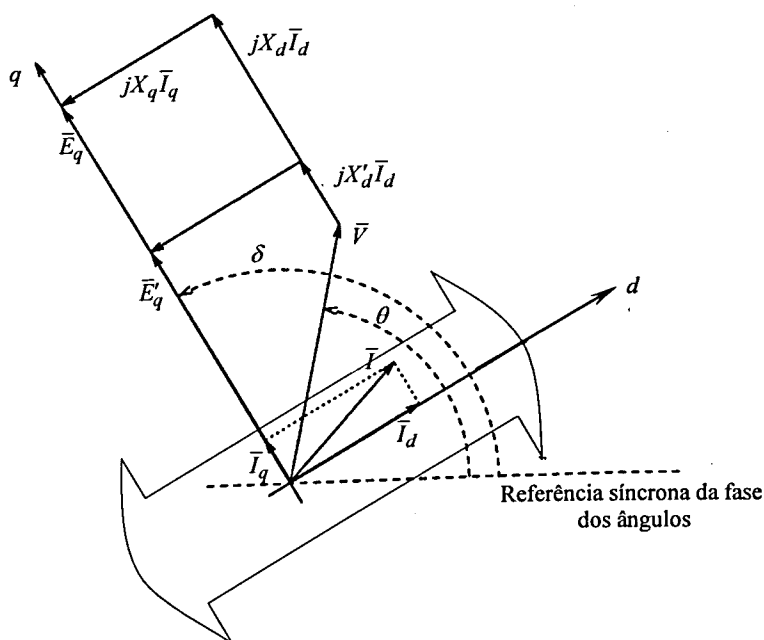


Figura 2.21 – Diagrama Fasorial do Gerador Síncrono

Após a ocorrência de uma perturbação, $\bar{E}_q$ e $\bar{E}'_q$ permanecem ao longo do eixo q (na ausência de enrolamentos do rotor ao longo do eixo em quadratura), porém, por razões já mencionadas, E_q altera-se abruptamente enquanto E'_q evolui de forma suave e contínua.

2.3.1.6 - Configuração da referência síncrona

As equações da Transformada de Park são simplificadas através da utilização dos eixos de referência (d, q) ligados ao rotor da máquina para as correntes e para as tensões no estator. Para a modelização de um sistema multimáquinas é necessário porém, remeter todas as tensões e todas as correntes no estator para uma referência única e comum.

Para o último caso referido, consideram-se dois eixos ortogonais, designados por x e y , que rodam à velocidade de sincronismo, como ilustrado na figura 2.22. O eixo x coincide com a linha tracejada da figura 2.21, enquanto o eixo y se encontra 90° em avanço.

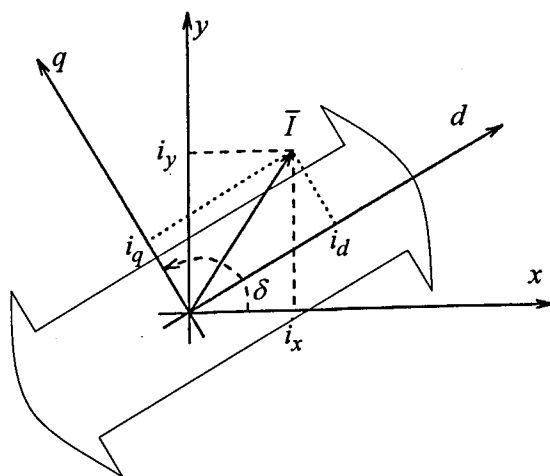


Figura 2.22 - Referências do gerador e do sistema

Na configuração (x, y) , qualquer fasor poderá ser representado por um número complexo em que a parte real e a parte imaginária correspondem aos componentes x e y , respectivamente. Como exemplo, a corrente no estator $\bar{I}$ pode ser representada da seguinte forma:

$$\bar{I} = i_x + ji_y$$

A equação (2.47) mostra que a expressão anterior $\bar{I}$ difere da expressão da configuração (d, q) por um ângulo $\delta - \frac{\pi}{2}$. Isto pode ser matricialmente representado por:

$$\begin{bmatrix} i_x \\ i_y \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix}}_{\mathbf{T}(\delta)} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

onde $\mathbf{T}$ é uma matriz de rotação. Um processo idêntico é aplicado às projecções v_x , v_y , v_d e v_q da tensão $\bar{V}$.

As equações do estator são expressas na configuração (x, y) , colocando as equações (2.38a, 2.41) na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & X_q \\ -X'_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ E'_q \end{bmatrix}$$

Utilizando a matriz $\mathbf{T}$, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} v_x \\ v_y \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} 0 & X_q \\ -X'_d & 0 \end{bmatrix} \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} i_x \\ i_y \end{bmatrix} + \mathbf{T} \begin{bmatrix} 0 \\ E'_q \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Alternativamente, as correntes poderão expressar-se em função das tensões e da força electromotriz da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} i_x \\ i_y \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{X'_d} \\ \frac{1}{X_q} & 0 \end{bmatrix} \mathbf{T}^{-1} + \left\{ \begin{bmatrix} v_x \\ v_y \end{bmatrix} - \mathbf{T} \begin{bmatrix} 0 \\ E'_q \end{bmatrix} \right\} \quad (2.50)$$

Obter as expressões individuais v_x e v_y a partir de (2.49) e i_x e i_y a partir (2.50) é apenas uma questão de cálculos.

2.3.1.7 - Relações entre potências

A potência aparente (em p.u.), produzida pelo gerador é dada por:

$$S = P + jQ = \bar{V} \bar{I}^*$$

e utilizando (2.47):

$$S = (v_d + jv_q) e^{j\left(\delta - \frac{\pi}{2}\right)} (i_d - ji_q) e^{j\left(\delta - \frac{\pi}{2}\right)} = (v_d i_d + v_q i_q) + j(v_q i_d + v_d i_q)$$

Considerando (2.38a,b) e a figura 2.21, a potência activa e reactiva assume a seguinte forma:

$$P = \frac{E_q V}{X_d} \sin(\delta - \theta) + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2(\delta - \theta) \quad (2.51a)$$

$$Q = \frac{E_q V}{X_d} \cos(\delta - \theta) - V^2 \left(\frac{\sin^2(\delta - \theta)}{X_q} + \frac{\cos^2(\delta - \theta)}{X_d} \right) \quad (2.51b)$$

onde $\delta - \theta$ é frequentemente designado por *ângulo interno* ou *ângulo da carga* e é ocasionalmente o ângulo do rotor, tendo como referência a tensão aos terminais (ver figura 2.21). As equações anteriores são mais apropriadas para uma análise em estado estacionário, uma vez que consideram E_q . Note-se que para uma máquina com rotor cilíndrico $X_d \simeq X_q$, o que faz com que o último termo de (2.51a) seja igual a zero, enquanto que o último termo de (2.51b) dá origem a $-V^2/X_d$.

2.3.1.8 - Modelização da saturação

Devido à saturação, as várias indutâncias variam com o ponto de operação do gerador. Utilizando o índice superior s para designar os valores saturados, as equações previamente calculadas transformam-se em:

$$v_d = X_q^s i_q \quad (2.52a)$$

$$v_q = -X_d^s i_d + E_q^s \quad (2.52b)$$

$$E_q^s = \omega_o L_{ad}^s i_{fd} \quad (2.52c)$$

$$X_d^s = \omega_o L_d^s \quad (2.52d)$$

$$X_q^s = \omega_o L_q^s \quad (2.52e)$$

As indutâncias L_d^s e L_q^s podem ser decompostas da seguinte forma:

$$L_d^s = L_l + L_{ad}^s \quad (2.53a)$$

$$L_q^s = L_l + L_{aq}^s \quad (2.53b)$$

onde L_l é a indutância de fuga, que se assume idêntica em ambos os eixos e é independente da saturação, uma vez que o percurso do fluxo de acoplamento é feito principalmente através do ar. Os vários valores saturados podem ser determinados em função do ponto de operação.

Inicialmente, considera-se um gerador a operar em vazio. A figura 2.23 mostra a *característica de saturação em circuito aberto*, relacionando a força electromotriz E_q^s em circuito aberto com a corrente de excitação i_{fd} . Se o gerador não estiver saturado, a característica é dada pela linha recta tracejada, designada por *linha do entre-ferro*, que corresponde a (2.39). Devido à saturação, a força electromotriz E_q^s é dada por (2.52c) e o factor de saturação é dado por:

$$K = \frac{OA}{OB} = \frac{O'C}{O'A} = \frac{E_q^s}{E_q} = \frac{L_{ad}^s}{L_{ad}} < 1 \quad (2.54)$$

Note-se que em condições de vazio, $L_{ad}^s i_{fd}$ é o fluxo de acoplamento do entre-ferro passando a designar-se por ψ_{ag} e consequentemente:

$$E_q^s = \omega_o \psi_{ag} \quad (i_d = i_q = 0)$$

Utilizando a característica de circuito aberto, K poderá ser expresso em termos de ψ_{ag} . Para este propósito foram propostas várias expressões analíticas. Quando necessário irá seguir-se [Sha79] e utilizar-se:

$$K(\omega_o \psi_{ag}) = \frac{1}{1 + m(\omega_o \psi_{ag})^n} \quad (2.55)$$

onde m e n são números reais positivos. Quando $m = 0$ está-se perante uma situação de não saturação.

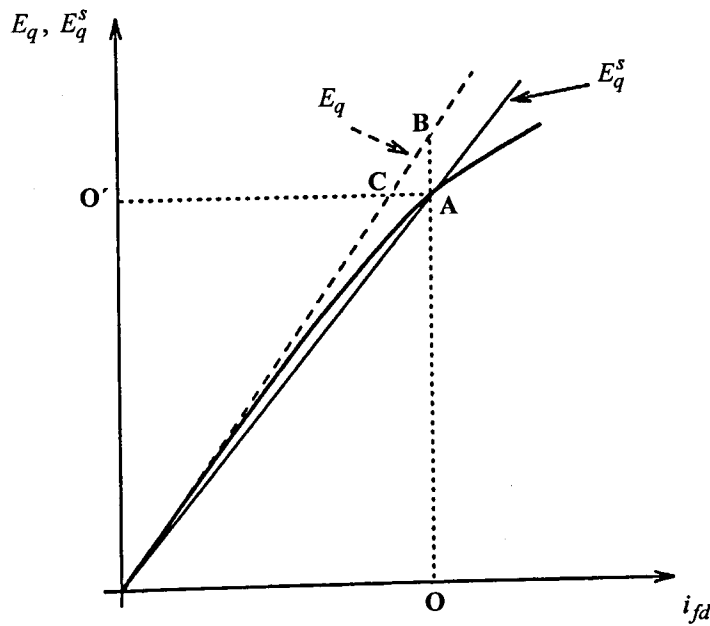


Figura 2.23 - Característica de saturação em circuito aberto

Considere-se agora um gerador em carga com diferentes níveis de saturação nos dois eixos:

$$X_d^s = X_l + X_{ad}^s = X_l + K_d X_{ad} = X_l + K_d (X_d - X_l) \quad (2.56a)$$

$$X_q^s = X_l + X_{aq}^s = X_l + K_q X_{aq} = X_l + K_q (X_q - X_l) \quad (2.56b)$$

onde X_l é a reactância de fuga e K_d e K_q são factores de saturação que identificam o grau de saturação nos eixos d e q , respectivamente. Para um gerador de pólos salientes, a saturação no eixo q é insignificante perante um maior entre-ferro. Assim sendo, K_q

assume-se igual a 1. Num gerador de rotor cilíndrico existe saturação magnética em ambos os eixos. O factor de saturação K_q pode ser determinado a partir da característica de saturação em vazio do eixo q , porém, os dados de saturação deste eixo não estão normalmente disponíveis. Assim, K_q assume-se igual a K_d (esta simplificação será utilizada na continuação deste estudo). Isto é equivalente a assumir-se que a relutância do percurso magnético é homogénea na periferia do rotor. Para além disto, são feitas as seguintes considerações (para um estudo mais aprofundado consultar [Kun94]):

- os fluxos de fuga não contribuem para a saturação do ferro. Estes fluxos são normalmente pequenos e os seus percursos apenas coincidem numa pequena parte com o do fluxo principal. Por este motivo, a saturação é determinada pelo fluxo de acoplamento do entre-ferro ψ_{ag} ;
- a característica de saturação em circuito aberto (figura 2.23) pode ser utilizada, em condições de carga, para relacionar ψ_{ag} com i_{fd} ;
- não existe acoplamento magnético entre o eixo d e o eixo q devido à saturação, ou seja, as correntes nos enrolamentos de um eixo produzem fluxos que não estão acoplados aos enrolamentos do outro eixo.

O fluxo de acoplamento do entre-ferro é determinado da seguinte forma:

$$\psi_{ag} = \sqrt{\psi_{ad}^2 + \psi_{aq}^2}$$

onde ψ_{ad} é o fluxo do entre-ferro do eixo d , dado por:

$$\psi_{ad} = -(L_d^s - L_l)i_d + L_{ad}^s i_{fd} \quad (2.58)$$

e onde ψ_{aq} é o fluxo do entre-ferro do eixo q , dado por:

$$\psi_{aq} = -(L_q^s - L_l)i_q \quad (2.59)$$

A partir de (2.52b), (2.52c) e (2.58) facilmente se obtém:

$$\omega_o \psi_{ad} = -X_d^s i_d + X_l i_d + E_q^s = v_q + X_l i_d$$

e de forma idêntica, a partir de (2.52a) e (2.59) consegue-se:

$$\omega_o \psi_{aq} = -X_q^s i_q + X_l i_q = -v_d + X_l i_q$$

A substituição destes dois últimos resultados em (2.57) dá origem a:

$$\omega_o \psi_{ag} = \sqrt{\omega_o^2 \psi_{ad}^2 + \omega_o^2 \psi_{aq}^2} = \sqrt{(v_q + X_l i_d)^2 + (v_d - X_l i_q)^2} = V_l$$

onde V_l é a amplitude da tensão. A amplitude da tensão pode também escrever-se como:

$$\bar{V}_l = \bar{V} + jX_l \bar{I} \quad (2.60)$$

Resumindo, conhecidas a tensão $\bar{V}$ e a corrente $\bar{I}$ aos terminais das máquinas, a saturação é dada calculando V_l a partir de (2.60). O factor de saturação é dado a partir de (2.55) por:

$$K = \frac{1}{1 + mV_l^n} \quad (2.61)$$

e as reactâncias saturadas são dadas a partir de (2.56a,b) onde $K_d = K_q = K$.

2.3.2 - Controlo da frequência e da tensão

Uma vez que o sistema de energia eléctrica é dinâmico (a potência eléctrica requisitada ao sistema de produção varia continuamente devido às flutuações dos consumos), a potência produzida terá que estar continuamente a variar para que haja um equilíbrio perfeito entre as potências activas e reactivas produzidas e consumidas, por forma a que os valores da tensão e da frequência se mantenham nos seus valores de referência. Para manter este equilíbrio, o sistema de produção deverá estar provido com vários dispositivos, como ilustrado na figura 2.24 [Mac97].

Nos próximos pontos, faz-se uma breve análise ao controlo da frequência e uma análise mais detalhada ao controlo da tensão, tendo em conta os dispositivos limitadores que afectam a estabilidade de tensão.

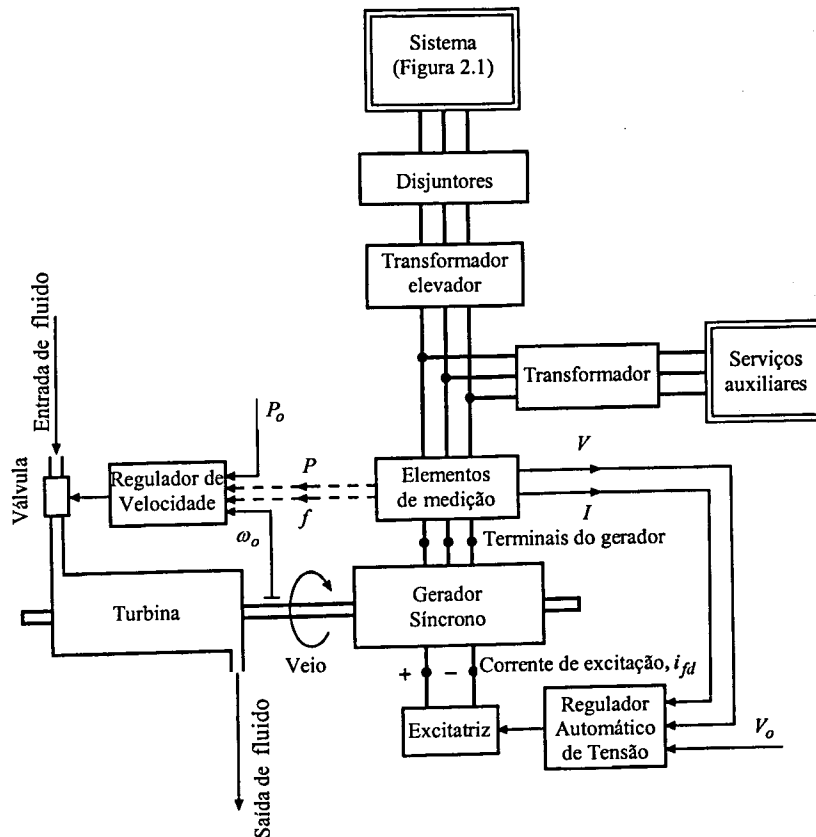


Figura 2.24 – Diagrama de blocos de um sistema de produção

2.3.2.1 - Análise geral do controlo da frequência

Em grandes sistemas de energia eléctrica, o controlo da frequência é exercido:

- a nível local, através de reguladores de velocidade em centrais de energia. Este processo é designado por controlo primário da frequência;
- a nível central, através do controlo da frequência da carga que, hoje em dia, é realizado por software instalado nos centros de controlo. Este tipo de controlo designa-se por controlo secundário da frequência.

No controlo primário da frequência o regulador de velocidade da turbina tem as seguintes funções:

- manter a velocidade do gerador próxima do valor nominal;
- garantir uma resposta rápida e automática do gerador (para qualquer alteração na produção) por forma a manter o equilíbrio de potência activa no sistema;
- fornecer meios para modificar a produção de potência activa do gerador através de ajustes no controlador de velocidade.

O regulador de velocidade ajusta o vapor ou a quantidade de água a ser turbinado(a). Nesta situação, o regulador de velocidade detecta a diferença entre a velocidade angular real ($\dot{\theta}_r$) e a nominal (ω_o), ajustando de forma adequada a válvula da turbina, como mostrado a figura 2.25, onde P_o é a referência da potência do gerador.

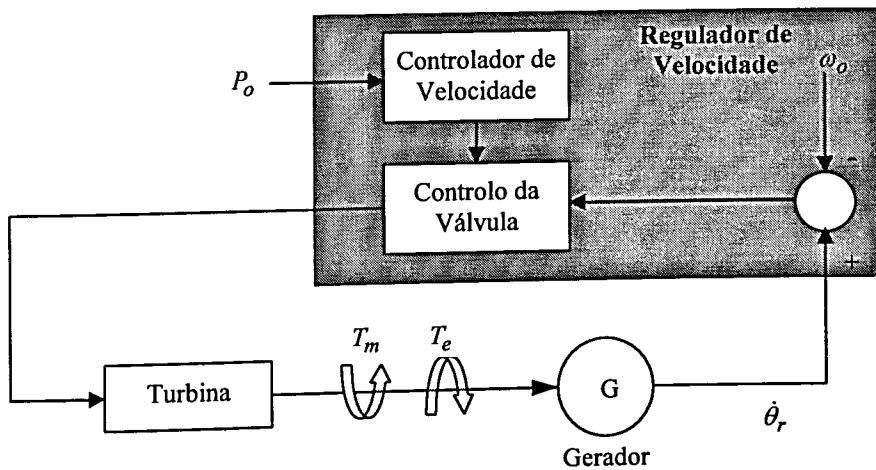


Figura 2.25 - Diagrama de blocos de um regulador de velocidade

Os objectivos do controlo secundário da frequência são:

- corrigir o desvio da frequência após a actuação do controlo primário;
- manter a troca de potência da rede com as companhias ou as áreas vizinhas nos valores planeados. Para este propósito, os erros da frequência e da potência das

linhas de interligação são conjugados num único sinal, designado por “erro da área de controlo”. Este sinal é utilizado por um controlador integral que ajusta os valores de referência de um determinado número de unidades de produção.

Uma apresentação detalhada dos controladores mencionados no parágrafo anterior, nomeadamente do seu comportamento dinâmico, poderá ser encontrada em [Ber86, Kun94]. Analise-se agora alguns aspectos do controlo de frequência que podem influenciar o fenómeno da tensão:

- normalmente, após um incidente, como por exemplo a saída de serviço de uma linha ou de um gerador, as tensões na rede baixam. Este abaixamento causa uma diminuição proporcional nas potências das cargas sensíveis à tensão. Os geradores reagem devido aos efeitos dos reguladores de velocidade;
- no caso da saída de serviço de um gerador, a localização dos geradores que irão compensar essa perda poderá ter um papel fundamental. Um exemplo típico é quando se está perante uma grande transferência de energia eléctrica entre uma área emissora e uma área receptora. Neste caso, as unidades geradoras que participam no controlo (primário ou secundário) da frequência localizam-se, na sua maioria, na área emissora. Assim sendo, a perda da produção na área receptora irá causar um grande aumento do trânsito de potências nas linhas que ligam as duas áreas, o que poderá conduzir o sistema a operar perto dos seus limites de carga. O comportamento dos geradores na área emissora tem um efeito idêntico ao de um aumento de carga na área receptora;
- ao contrário do que se acabou de referir, após a perda de uma linha entre as duas áreas, o deslastre da geração na área emissora poderá ser útil desde que existam máquinas suficientes para controlar a frequência (e uma reserva girante adequada) na área receptora. A potência não fornecida devido ao deslastre da geração é repostada pelos geradores da área receptora por forma a que a transferência de energia nas restantes linhas seja permanentemente reduzida.

2.3.2.2 - Reguladores automáticos de tensão

A figura 2.26 mostra uma descrição esquemática de um Regulador Automático de Tensão (na terminologia anglo-saxónica Automatic Voltage Regulator AVR) com um sistema de controlo de excitação. As linhas tracejadas **a** e **b** mostram configurações alternativas para o limitador de corrente de excitação e as linhas ponteadas representam os blocos referentes aos limitadores de corrente no estator e à compensação da impedância do transformador elevador que nem sempre fazem parte da constituição de um AVR.

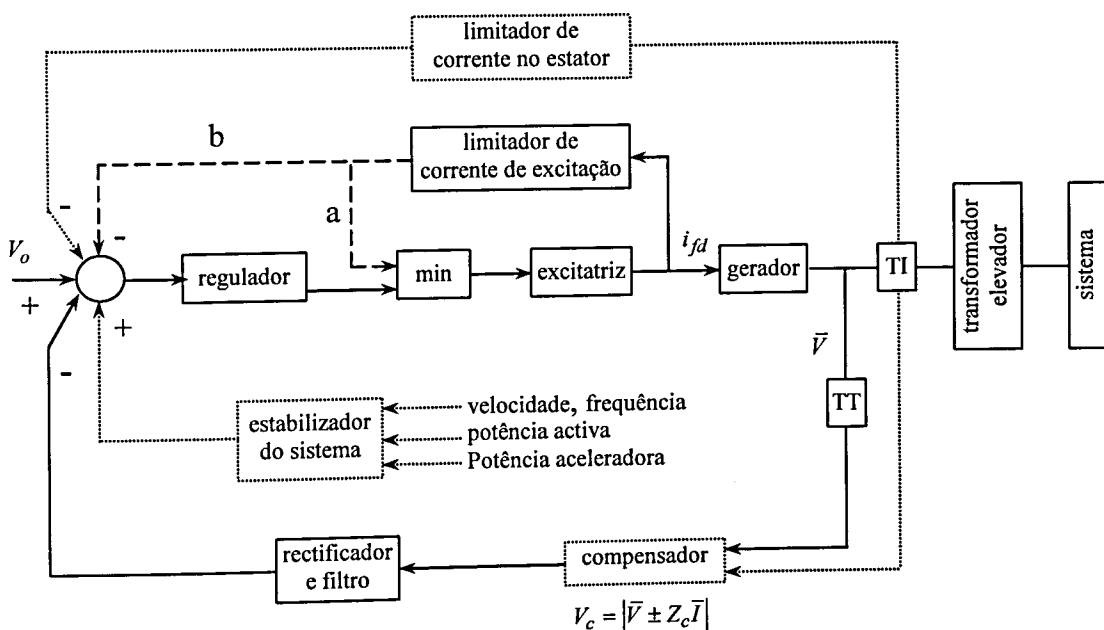


Figura 2.26 – Diagrama de blocos de um AVR

A tensão V aos terminais do gerador é medida através de um transformador de tensão (TT) e depois rectificada e filtrada para que produza um sinal DC proporcional ao valor médio desta tensão AC.

O sinal DC poderá opcionalmente ser proporcional a:

$$V_c = |\bar{V} \pm (R_c + jX_c) \bar{I}| \quad (2.62)$$

onde R_c e X_c são respectivamente a resistência e a reactância de compensação e onde $\bar{I}$ é a corrente que sai do gerador, que é medida através de um transformador de intensidade (TI).

Como mostra a figura 2.26, o sinal V_c é comparado à referência V_o e a diferença é processada pelo regulador, cuja função é basicamente aumentar a tensão de excitação do gerador em resposta a uma diminuição em V_c ou a um aumento em V_o e vice-versa. O regulador amplifica o sinal de erro $V_o - V_c$, para que possa ser controlado pela excitatriz. O regulador é normalmente provido de circuitos de compensação. Esta compensação utiliza a corrente de excitação do gerador i_{fd} ou a corrente de excitação da excitatriz.

A excitatriz é um dispositivo auxiliar que produz a potência necessária para a excitação do gerador. As excitatrizes podem ser classificadas em duas grandes categorias:

- em máquinas rotativas onde a potência de excitação é obtida a partir da potência mecânica do veio entre a turbina e o gerador. Estas máquinas podem ser auto excitadas ou podem utilizar uma máquina rotativa auxiliar para a sua própria excitação. Esta última poderá tomar a forma de um gerador AC com íman permanente seguido por um rectificador controlado;
- em sistemas de excitação estáticos, nos quais a potência é fornecida por um transformador ligado ao barramento da máquina ou a um barramento auxiliar, a potência é obtida através de um rectificador controlado por tirístores.

Como se pode ver através de uma das linhas ponteadas da figura 2.26, o AVR pode ser constituído por um Estabilizador do Sistema de Energia (na terminologia anglo-saxónica Power System Stabilizer PSS) que é um circuito compensatório que tem por objectivo proporcionar um binário amortecedor adicional através do controlo da excitação [IRP92]. Em condições de operação de estado estacionário, o PSS tem uma saída igual a zero, não afectando a tensão aos terminais das máquinas. A figura 2.26 ilustra os vários sinais que podem ser utilizados num PSS.

O sistema de controlo de excitação é constituído por vários circuitos limitadores [IWG81, Kun94]:

- o **limitador de subexcitação** previne uma redução excessiva da excitação da máquina (que corresponde à absorção de potência reactiva) o que conduziria a instabilidade de longo-termo (fazendo com que a máquina perca o sincronismo) ou a um sobreaquecimento inaceitável na extremidade do estator [ITF96a, Rub54];
- o **limitador Volts/Hertz** protege o gerador e o seu transformador elevador de avarias causadas por um excessivo fluxo magnético resultante de um valor baixo da frequência e/ou de uma sobretensão [ITF96b];
- o **limitador de sobreexcitação** protege os enrolamentos de excitação de um sobreaquecimento devido a um excesso de corrente [ITF96b];
- de forma idêntica, o **limitador de corrente no estator** previne o excesso de corrente no enrolamento do estator.

Entre estes, o limitador de sobreexcitação e até determinado ponto, o limitador de corrente no estator, irão receber uma atenção especial nesta dissertação uma vez que estão directamente relacionados com o fenómeno da instabilidade da tensão.

2.3.2.3 - Controlo secundário de tensão

O objectivo fundamental dos AVR's é responder rapidamente às variações da tensão que ocorrem no sistema. Este controlo é realizado a nível local, uma vez que é feito nos barramentos dos geradores. A potência reactiva necessária será produzida pelos geradores que se encontram electricamente mais perto das perturbações. As consequências do que se acabou de referir são as seguintes:

- a tensão nos barramentos do sistema sem geradores poderá ser inaceitável;

- após uma perturbação, as reservas de potência reactiva podem ficar desigualmente distribuídas pelos geradores. Esta situação pode ser corrigida ajustando os valores de referência V_o da tensão dos AVR's dos geradores.

Em muitos países, os ajustes dos valores de referência da tensão V_o são feitos de forma manual a partir de um centro de controlo. Para os tornar automáticos, poderia pensar-se em enviar aos geradores os valores de referência da tensão calculados por um trânsito de potências óptimo (tendo em conta os valores da tensão nos barramentos e as restrições de reservas de potência reactiva). No entanto, a actuação deste esquema de controlo em malha aberta, irá ser afectado por erros, tais como indisponibilidade ou imprecisão dos resultados da estimação de estado, já para não mencionar o aspecto de ser computacionalmente pesado. A solução implementada pela França [Pau87, Pau90] e pela Itália [Arc90] desde o início dos anos 80, para contrariar esses problemas, é o controlo secundário de tensão.

O controlo secundário da tensão é realizado através da divisão da rede em zonas. Uma zona é um conjunto de barramentos com tensões que variam de forma coerente e que são pouco afectados pelos controlos das outras zonas. Em cada zona é escolhido um ponto de controlo de tensão que está ligado aos vários AVR's dos geradores pertencentes a essa zona. Assim, o controlo da tensão é realizado não aos terminais dos geradores mas num ponto da rede normalmente próximo dos locais de consumo. Os objectivos do controlo secundário da tensão são:

- manter a tensão no ponto de controlo de tensão num determinado valor de referência;
- tornar a produção de potência reactiva proporcional à sua capacidade de potência reactiva.

O controlo secundário da tensão será reanalisado no Capítulo III, onde será referenciado como medida de controlo preventivo da instabilidade de tensão.

2.3.3 - Dispositivos limitadores que afectam a estabilidade da tensão

2.3.3.1 - Limitadores de sobreexcitação

Vários autores utilizam diferentes designações, tais como limitador de sobreexcitação, limitador de máxima excitação e limitador de corrente de excitação para se referirem ao mesmo dispositivo limitador que protege o enrolamento de excitação de uma máquina síncrona do sobreaquecimento. Nesta dissertação irá adoptar-se o termo limitador de sobreexcitação OXL (“OvereXcitacion Limiter” na terminologia anglo-saxónica).

Para melhorar a estabilidade é necessário uma máxima excitação, que por sua vez pode dar origem a grandes perturbações, tais como curto-circuitos. Nestas circunstâncias, a tensão de excitação pode aumentar rapidamente até atingir o seu valor máximo. A corrente de excitação pode também atingir, durante um curto período de tempo, um valor máximo que é tipicamente o dobro da corrente permanente admissível. Um valor tão elevado não pode ser tolerado mais do que alguns segundos. No entanto, devido ao facto do aquecimento do rotor ser proporcional ao quadrado da corrente de excitação, verifica-se que quanto mais pequena for a sobrecarga mais tempo poderá ser tolerada. Esta propriedade é descrita na norma ANSI standard C50.13-1977 reproduzido na figura 2.27.

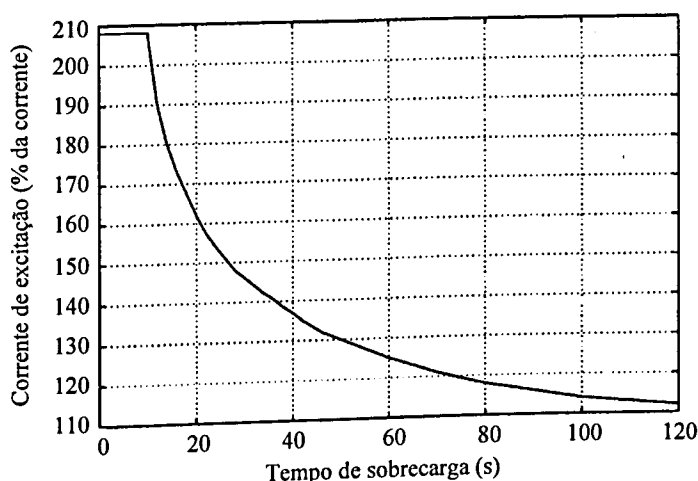


Figura 2.27 – Variação do valor da sobreintensidade com o tempo de duração

Os OXLs são projectados por forma a obedecer à curva da figura 2.27 com alguma margem de segurança. A grande maioria dos OXLs modernos, ao contrário dos mais antigos, têm uma característica de tempo inverso que permite uma maior duração das sobreexcitações de menor valor.

Beneficiando da capacidade de sobrecarga do gerador, as características de tempo inverso são benéficas no sentido que oferecem um maior intervalo de tempo para permitir a tomada de decisões em situações de emergência relacionadas com a tensão. No entanto, estas características podem “esconder” uma situação de perigo no intervalo de tempo após a primeira perturbação devido ao facto de suportarem as tensões do gerador durante mais tempo.

Nos sistemas mais antigos, as limitações de excitação eram realizadas através da comutação da máquina para controlo manual, isto é, para uma tensão de excitação constante. É importante ajustar o valor desta tensão de forma correcta para que a máquina não esteja “sobreprotegida” mas sim, que opere próximo da sua capacidade térmica. Outra técnica utilizada com sistemas de excitação mais antigos consistia em inserir uma resistência em série com o enrolamento de excitação da excitatriz por forma a que a máxima potência produzida por esta seja inferior ou igual ao valor admissível.

Nos sistemas modernos são utilizadas duas técnicas para transferir o controlo do sistema de excitação para o OXL (as letras referem-se aos percursos alternativos da figura 2.26):

- na primeira técnica (percurso a), a excitatriz é accionada pelo mínimo entre os sinais do AVR e do OXL, como indicado pelo bloco “mínimo” da figura 2.26. Tendo em conta que, neste caso, o AVR é ligado directamente à malha de regulação da tensão, a malha do OXL tem que ser projectada para assegurar a estabilidade do sistema de excitação que se encontra nos seus limites [ITF96b];
- na segunda técnica (percurso b), o OXL produz um sinal que é adicionado à junção principal do ponto soma do AVR (com sinal menos). O sinal é igual a zero em condições de operação normal e em condições de sobreexcitação o OXL força

a corrente de excitação para o seu valor limite, o que pode ser interpretado como uma alteração na tensão de referência V_o .

Quando a segunda técnica é utilizada, a protecção do enrolamento de excitação depende do AVR, sendo necessário um OXL de apoio para proteger o gerador em caso de um mau funcionamento do AVR [CIG93, IWG96].

2.3.3.2 - Modelização do limitador de sobreexcitação

Na prática existem muitos tipos de OXLs, porém neste ponto apenas se irá representar um modelo, em forma de diagrama de blocos, utilizado em programas de simulação temporal. Este modelo descreve os dispositivos que forçam a corrente de excitação para o limite de corrente de excitação através da injeção de um sinal na junção principal do ponto soma do AVR (percurso b da figura 2.26).

Perante uma sobreexcitação, o OXL, após algum tempo (característica de tempo inverso), força a corrente de excitação para o valor I_{fd}^{lim} . De acordo com o referido anteriormente, I_{fd}^{lim} é ligeiramente superior à corrente permanente admissível de excitação (normalmente 5 a 10%).

A figura 2.28 corresponde a um dispositivo que tolera uma sobrecarga durante um determinado tempo e que depois força a corrente de excitação para I_{fd}^{lim} através de um controlo integral.

O bloco 1 representa os ganhos, que obedecem a:

$$\begin{array}{lll} x_2 = S_1 x_1 & \text{se} & x_1 \geq 0 \\ x_2 = S_2 x_1 & \text{se} & x_1 < 0 \end{array}$$

onde $S_1, S_2 > 0$.

O bloco 2 corresponde ao integrador limitado sem enrolamentos [IDE96], comportando-se da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \dot{x}_t &= 0 & \text{se} & \quad (x_t = K_2 \text{ e } \dot{x}_2 \geq 0) & \text{ou} & \quad (x_t = -K_1 \text{ e } \dot{x}_2 < 0) \\ \dot{x}_t &= x_2 & \text{se} & \quad (x_t = K_2 \text{ e } \dot{x}_2 < 0) & \text{ou} & \quad (x_t = -K_1 \text{ e } \dot{x}_2 \geq 0) \end{aligned}$$

Este integrador encontra-se, inicialmente, no seu limite inferior negativo $-K_1$. Assumindo que i_{fd} torna-se maior do que $I_{fd}^{\lim}$ no instante t_o , x_t começa a aumentar, (ver figura 2.29(a)) e assim que se tornar positivo, o bloco 3 é activado (ver figura 2.28). Neste caso, assume-se uma sobrecarga constante

$$\Delta I = i_{fd} - I_{fd}^{\lim}$$

A activação tem início no instante t_{sw} , por forma que:

$$t_{sw} - t_o = \frac{K_1}{S_1 \Delta I}$$

o que demonstra a característica de tempo inverso. Se o bloco 5 for substituído pelo bloco1, como sugerido pelas linhas ponteadas, a activação acontece após um atraso de tempo fixo

$$t_{sw} - t_o = K_1$$

independentemente da sobrecarga da corrente de excitação.

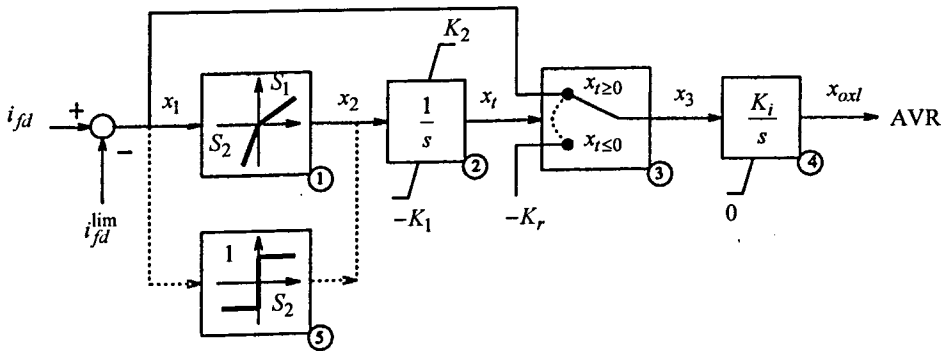


Figura 2.28 - Modelo de um diagrama de blocos de um OXL com controlo integral da corrente de excitação ($K_1, K_2, K_r, K_i > 0$) [Cut98]

O integrador limitador do bloco 4 encontra-se inicialmente no seu valor zero e logo após o instante t_{sw} , a sua variável de saída x_{oxl} começa a aumentar (figura 2.9b). Este sinal é subtraído às entradas do AVR (ver figura 2.26), causando uma diminuição de i_{fd} . O sistema entra em equilíbrio quando o integrador deixa de ter sinal de saída, ou seja quando $i_{fd} = I_{fd}^{lim}$.

Neste modelo, poderá reiniciar-se o OXL de forma automática se as condições do sistema assim o permitirem. Grandes valores de S_2 e de K_r , dão origem a que x_{oxl} regresse ao valor zero, logo após $i_{fd} < I_{fd}^{lim}$. Note-se porém, que alguns OXLs não se reiniciam automaticamente, pois requerem intervenção manual. Assim sendo o bloco 3 fica sujeito a modificações.

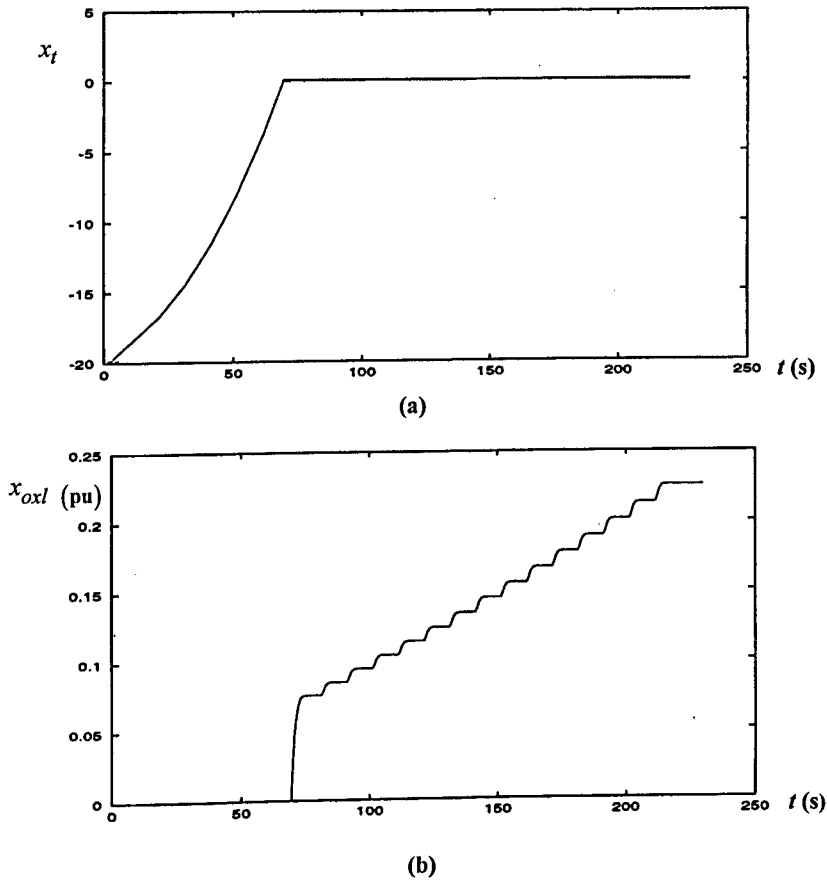


Figura 2.29 - (a) Variável de temporização x_t do OXL ($t_o = 0$ s)

(b) Variável de saída x_{oxl} do OXL ($t_{sw} = 70$ s)

2.3.3.3 - Limitadores de corrente no estator

Os limitadores automáticos de corrente no estator não são tão comuns como os limitadores de corrente de excitação. Isto deve-se principalmente à maior inércia térmica dos enrolamentos no estator, que permite assim aos operadores das centrais controlarem as sobrecargas. Em tais circunstâncias, perante um alarme que indica uma corrente excessiva no estator, os operadores diminuem a tensão de referência do AVR. Em alguns casos, a produção de potência activa do gerador também poderá ser reduzida.

Em alguns países, no entanto os geradores são providos com limitadores automáticos de corrente no estator que actuam no sistema de excitação por forma a prevenir uma corrente excessiva no enrolamento do estator. Algumas descrições dos limitadores de corrente no estator, poderão ser encontradas em [CIG93, CIG95].

2.3.4 - Características VQ dos geradores síncronos

Neste ponto analisam-se as características da tensão e da potência reactiva dos geradores síncronos, considerando-os a operar em estado estacionário e com uma potência activa constante P .

Na figura 2.30 são ilustradas duas formas de operação de uma máquina (em que a **curva 1** corresponde a uma potência activa produzida superior à da **curva 2**), onde se adicionou a característica da queda de tensão controlada pelo AVR representada por uma linha pontuada. Em condições normais, a máquina opera ao longo desta linha (quase vertical).

Na **curva 2**, após uma perturbação o ponto de operação desloca-se ao longo da linha pontuada até ao ponto **A**, onde é atingido o limite do rotor. Isto causa, após algum tempo, a actuação do OXL, como visto anteriormente. A partir deste momento, a tensão da máquina deixa de ser controlada e se as condições externas ao sistema continuarem a deteriorar-se, o ponto de operação movimenta-se ao longo da linha contínua até ao ponto **B**, atingindo o limite do estator. A partir deste instante, a produção de potência reactiva é drasticamente reduzida.

Na **curva 1**, após uma perturbação o limite do estator é a primeira restrição a ser atingida. No entanto, se a referência V_o da tensão do AVR for ajustada para um valor mais elevado, a linha pontuada irá deslocar-se para a direita e a máquina irá novamente intersectar em primeiro lugar o limite do rotor.

Finalmente, se a tensão continuar a baixar, a máquina poderá sair de serviço devido à actuação da protecção de mínimo de tensão. Esta protecção, não deverá ser regulada para valores muito elevados de forma a evitar a perda do suporte da máquina num momento em que é extremamente necessário para enfrentar as condições de um sistema que opera perto dos seus limites. Foram registados vários incidentes, como o ocorrido em Tóquio a 23 de Julho de 1987 [Lac94], que causaram a saída de serviço das máquinas devido às protecções de mínimo de tensão.

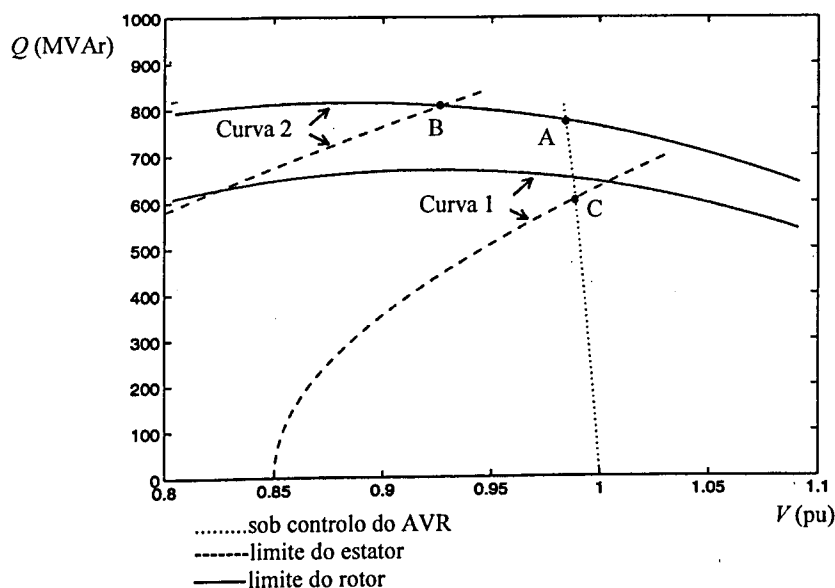


Figura 2.30 – Característica VQ do gerador

2.4 – As cargas

Após a abordagem nos pontos 2.2 e 2.3 aos sistemas de transmissão e de produção, apresenta-se agora um terceiro factor relacionado com a instabilidade de tensão: as cargas do sistema de energia eléctrica. O comportamento dinâmico das cargas é um factor chave na análise da estabilidade de tensão nos SEEs, uma vez, que é responsável pela evolução dinâmica das tensões e que, em casos extremos, pode conduzir o SEE a um colapso de tensão.

A modelização das cargas é um problema difícil porque as cargas dos sistemas de energia são constituídas por um conjunto de vários dispositivos. O problema fundamental reside na identificação da composição da carga num determinado momento e na modelização. No entanto, para se compreender a natureza da estabilidade de tensão e a sua relação com o comportamento dinâmico das cargas, é necessário realizar uma análise individual às cargas.

Neste ponto aborda-se a dependência das cargas em função da tensão, focando as propriedades dos modelos de cargas exponenciais e polinomiais. Em seguida, após uma apresentação do comportamento dinâmico das cargas (do ponto de vista da reposição da potência da carga), são considerados dois componentes importantes para a reposição da potência: motores de indução e aos transformadores com tomadas de regulação automática em carga.

2.4.1 - Dependência das cargas em função da tensão

Como abordado no ponto 2.2.5.1, a *característica da tensão na carga*, ou simplesmente *característica da carga*, é uma expressão que representa a potência activa e reactiva consumida pela carga em função da tensão, bem como em função de uma variável independente, que se designa por *procura da carga* z . Assim sendo, a forma geral da característica da carga é dada por:

$$P = P(z, V) \quad (2.63a)$$

$$Q = Q(z, V) \quad (2.63b)$$

É importante realçar a diferença entre a potência da carga consumida (P e Q) e a procura da carga z . Esta diferenciação é necessária para se compreender o mecanismo básico da instabilidade, onde um aumento da procura poderá resultar numa redução do consumo de energia.

A dependência das cargas em função da frequência não é aqui tratada uma vez que, nos incidentes de estabilidade de tensão, os desvios da frequência não são de interesse primário.

Cargas exponenciais

Uma característica da carga frequentemente utilizada é a carga exponencial, que é dada pela seguinte forma geral:

$$P = zP_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (2.64a)$$

$$Q = zQ_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (2.64b)$$

onde z é a procura, V_o é a tensão de referência e onde os expoentes α e β dependem do tipo de carga (motor, aquecimento, iluminação, etc). Note-se que zP_o e zQ_o são as potências activas e reactivas consumidas à tensão V que é igual à tensão de referência V_o e estão relacionadas com o número de equipamentos ligados. Estas são designadas por potências nominais da carga [ITF95b, CIG93] ao invés de P e Q que são as potências consumidas.

As figuras 2.9 e 2.11 são uma representação gráfica da característica da carga exponencial no plano PV .

Existem três casos particulares de expoentes da carga que são:

- $\alpha = \beta = 2$: Carga de impedância constante (frequentemente designada por Z);
- $\alpha = \beta = 1$: Carga de corrente constante (frequentemente designada por I);
- $\alpha = \beta = 0$: Carga de potência constante (frequentemente designada por P).

Determinados componentes da carga, tais como ar condicionado, lâmpadas incandescentes, etc. são constituídos por expoentes α e β fraccionários. [Pri88, Tay94, Haj97, Sou96].

Analise-se agora duas propriedades importantes da carga exponencial. Por questões de simplicidade, assume-se $z = 1$.

Devido à relação exponencial, a tensão de referência V_o e as correspondentes potências P_o , Q_o poderão ser especificadas arbitrariamente sem que a característica seja alterada. Considere-se, por exemplo, o valor de tensão V_1 para o qual a potência da carga é:

$$P_1 = P_o \left(\frac{V_1}{V_o} \right)^\alpha$$

Resolvendo (2.64a) em ordem a P_o e substituindo nesta expressão, obtém-se:

$$P = P_1 \left(\frac{V}{V_1} \right)^\alpha$$

Substituindo V_1 por V_o e P_1 por P_o , demonstra-se que poderá ser utilizado qualquer valor de tensão para referência por forma a inicializar o modelo exponencial.

Os expoentes α e β do modelo de carga exponencial determinam a *sensibilidade* da potência da carga em relação à tensão. Assumindo-se qualquer tensão de referência V_o , para a qual a potência activa da carga é P_o , a sensibilidade da potência activa em relação à tensão é calculada da seguinte forma:

$$\frac{dP}{dV} = \alpha P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\alpha-1} \frac{1}{V_o}$$

Mantém-se uma relação idêntica para a potência reactiva. Reorganizando a expressão anterior e considerando a sensibilidade em V igual V_o , obtém-se:

$$\frac{dP/P_o}{dV/V_o} = \alpha \quad (2.65a)$$

$$\frac{dQ/Q_o}{dV/V_o} = \beta \quad (2.65b)$$

Consequentemente, as sensibilidades normalizadas da potência da carga activa e reactiva são iguais aos correspondentes expoentes da carga e mantêm-se iguais para qualquer tensão de referência.

Carga polinomial

Diferentes componentes da carga exibem características de tensão diferentes. Assim sendo, uma representação alternativa da carga é baseada na soma dos componentes da carga que têm o mesmo (ou quase o mesmo) expoente. Quando todos os expoentes são valores inteiros, a característica da carga torna-se um polinómio em V . O modelo ZIP é um caso especial e é constituído por três componentes que são a impedância constante, a corrente constante e a potência constante. As características activas e reactivas do modelo de carga ZIP são dadas pelos seguintes polinómios de segundo grau:

$$P = zP_o \left[a_P \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_P \frac{V}{V_o} + c_P \right] \quad (2.66a)$$

$$Q = zQ_o \left[a_Q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_Q \frac{V}{V_o} + c_Q \right] \quad (2.66b)$$

onde $a_P + b_P + c_P = a_Q + b_Q + c_Q = 1$, enquanto zP_o e zQ_o são as potências activa e reactiva da carga consumida à tensão de referência V_o .

2.4.2 – Comportamento dinâmico das cargas

No ponto anterior verificou-se que a potência consumida pelas cargas depende das características da tensão. Esta dependência poderá ser permanente, no caso da carga ser puramente estática, ou variável no tempo, no caso da carga ser dinâmica. Os comportamentos dinâmicos dos vários componentes da carga e os mecanismos de controlo tendem a repor a potência da carga, pelo menos até um determinado ponto. Este processo designa-se por *reposição da carga*.

Antes de se abordar os motores de indução e os transformadores com tomadas de regulação automática em carga, analisa-se de forma geral o comportamento dinâmico das cargas. Considere-se que a potência consumida pela carga em qualquer instante depende do valor instantâneo da variável de estado da carga, designada por x :

$$P = P_t(z, V, x) \quad (2.67a)$$

$$Q = Q_t(z, V, x) \quad (2.67b)$$

onde P_t e Q_t são dados em função da procura, da tensão e da variável de estado da carga e são designadas por *características transitórias da carga*. Considere-se ainda que as cargas dinâmicas são descritas pela seguinte equação diferencial:

$$\dot{x} = f(z, V, x) \quad (2.68)$$

O estado estacionário das cargas dinâmicas é caracterizado pela seguinte equação algébrica:

$$f(z, V, x) = 0 \quad (2.69)$$

Normalmente (ou seja, quando $\partial f / \partial x \neq 0$), (2.69) poderá ser utilizado para obter a variável de estado x em função de z e V :

$$x = h(z, V) \quad (2.70)$$

com h a satisfazer:

$$f(z, V, h(z, V)) = 0 \quad (2.71)$$

Substituindo (2.70) em (2.67a,b), obtém-se:

$$P = P_t(z, V, h(z, V)) = P_s(z, V) \quad (2.72a)$$

$$Q = Q_t(z, V, h(z, V)) = Q_s(z, V) \quad (2.72b)$$

onde P_s e Q_s são as *características da carga em estado estacionário*. Note-se que as características da carga em estado estacionário não dependem da variável de estado da carga.

2.4.3 - Motores de indução

O motor de indução é um elemento importante na avaliação da estabilidade de tensão nos sistemas de energia pelas seguintes razões:

- é uma carga que se repõem rapidamente;
- é uma carga com baixo factor de potência e, consequentemente, com elevado consumo de potência reactiva;
- está sujeita à perda de velocidade e controlo quando a tensão é demasiado baixa e/ou quando a carga mecânica é aumentada.

O estator de uma máquina de indução trifásica é idêntico ao de uma máquina síncrona (figura 2.19). Utilizando a Transformada de Park, os enrolamentos trifásicos poderão ser substituídos por dois eixos equivalentes d e q , como se pode observar na figura 2.20. O rotor do motor de indução poderá ter um enrolamento trifásico curto-circuitado ou uma construção em forma de gaiola de esquilo. Em ambos os casos, o rotor poderá ser representado por dois eixos equivalentes curto-circuitados d e q . De facto, os enrolamentos $d1$ e $q1$ das figuras 2.19 e 2.20 dão origem a um binário assíncrono, típico das máquinas de indução.

Assumindo que os transitórios eléctricos foram amortecidos, poderá representar-se uma máquina de indução trifásica com resistência constante no rotor pelo circuito equivalente da figura 2.31 [Fit83], onde s é o deslizamento do motor, definido por:

$$s = \frac{\omega_o - \dot{\theta}_r}{\omega_o} \quad (2.73)$$

onde ω_o é a velocidade angular nominal e $\dot{\theta}_r$ a velocidade do rotor (em radianos eléctricos por segundo). Na mesma figura, X_s e X_r são as reactâncias de fuga no estator e no rotor e X_m é a reactância magnetizante. Todas as impedâncias estão referidas ao lado do estator.

O circuito da figura 2.31 é designado por circuito equivalente em estado estacionário, uma vez que os transitórios eléctricos atingiram o estado estacionário. Note-se porém, que o motor não está necessariamente em estado estacionário mecânico e, assim sendo, o deslizamento do motor pode variar.

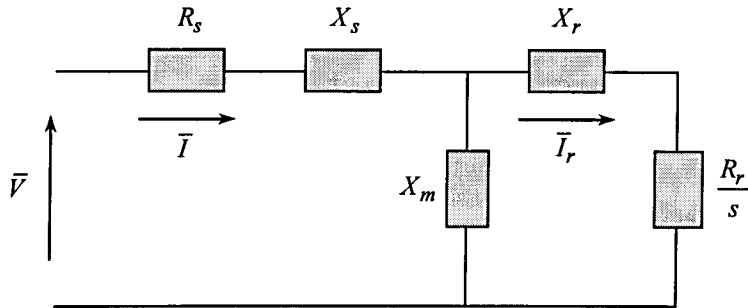


Figura 2.31 – Circuito equivalente em estado estacionário

A equação diferencial do movimento do rotor poderá se escrita em ordem ao deslizamento pela seguinte forma:

$$2H\dot{s} = T_m(s) - T_e(V, s) \quad (2.74)$$

onde H é a constante inércia, T_m é o binário mecânico em p.u. (incluindo o efeito das perdas mecânicas) que geralmente depende da velocidade de rotação e consequentemente

do valor do deslizamento e onde T_e é o binário eléctrico em p.u. em função da tensão aos terminais e do deslizamento. Um aumento da carga resulta num aumento do deslizamento.

Logo após uma perturbação, o deslizamento não se altera instantaneamente devido à inércia mecânica. Fixando s no seu valor de pré-perturbação, a figura 2.31 mostra que o motor se comporta como uma impedância e, consequentemente, a característica da carga em estado transitório do motor é de impedância constante. Assim sendo, a potência activa e reactiva, bem como o binário eléctrico diminuem após uma queda de tensão. A redução do binário irá causar a desaceleração do rotor de acordo com (2.74) e assim aumentar o consumo de potência activa até que se atinja um novo ponto de operação.

A condição de equilíbrio do binário é:

$$T_e(V, s) = T_m(s) \quad (2.75)$$

A característica da carga em estado estacionário é muito diferente da característica da impedância constante e depende da característica do binário mecânico, facto que se aborda no ponto seguinte.

2.4.3.1 - Comportamento do motor quando afectado pelo binário mecânico

Neste ponto considere-se o comportamento do motor em estado estacionário considerando o modelo de binário constante.

Este modelo é representado por:

$$T_m(s) = T_0 \quad (2.76)$$

A figura 2.32 representa a característica deslizamento-binário de um motor de indução. Quando o binário é positivo, a máquina funciona como motor, quando é negativo, esta funciona como gerador (velocidade superior ao sincronismo). Como se pode ver neste diagrama a característica do binário mecânico é paralela ao eixo s . Quando

$T_0 < T_{\max}$ existem dois pontos de intersecção com a característica do binário eléctrico (ilustrados pelos pontos S e U). Contrariamente, não existem pontos de intersecção quando $T_0 > T_{\max}$. Neste último caso o motor desacelera até parar completamente. Quando T_0 é demasiado pequeno, o segundo ponto de intersecção poderá situar-se na região de travagem, onde $s > 1$ (linha pontuada da figura 2.32).

Analise-se agora a estabilidade dos pontos de operação S e U. No ponto S, um pequeno aumento do deslizamento produz um excesso do binário eléctrico, o que, de acordo com (2.74), terá tendência para reduzir o deslizamento e, consequentemente, trazer o ponto de operação novamente para S. Conclui-se assim que S é um ponto de equilíbrio estável. No ponto U verifica-se um processo inverso, onde um pequeno aumento do deslizamento resulta numa diminuição do binário eléctrico, desacelerando o motor e onde um maior aumento do deslizamento resulta na paragem do motor ($s = 1$). Por outro lado, uma pequena diminuição do deslizamento no ponto de operação U irá resultar num excesso de potência eléctrica, fazendo com que a máquina acelere até ao ponto de equilíbrio estável S. Conclui-se assim que o ponto U é um ponto de operação instável.

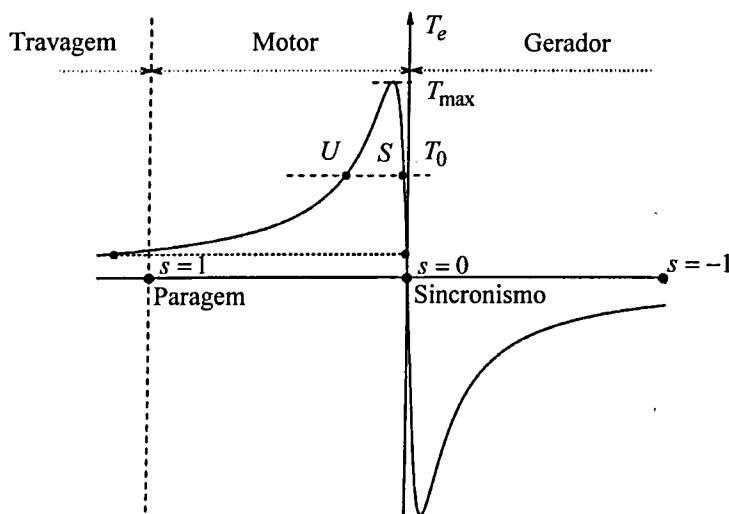


Figura 2.32 - característica deslizamento-binário

O comportamento dinâmico do motor de indução são de tal ordem que a característica da carga altera-se de impedância constante (característica em estado

transitório para deslizamento constante) para potência constante (característica em estado estacionário).

Na figura 2.33 podem-se observar as características P e Q em estado estacionário de um motor a operar com um binário constante e cuja tensão V aos terminais é considerada um parâmetro independente. A potência activa absorvida é quase constante para as tensões acima de 0.8 p.u., verificando-se apenas uma pequena inclinação negativa. Para tensões inferiores, o aumento do consumo é causado pelo aumento das perdas no estator devido ao aumento da corrente. A pequena inclinação negativa torna-se mais acentuada à medida que a tensão vai baixando, até que seja atingido o ponto de paragem A. Se a tensão for inferior a esse ponto não existirão soluções em estado estacionário e consequentemente, o motor parará. Os pontos de operação que se encontram do lado direito do ponto de paragem A são instáveis, tal como explicado anteriormente.

A característica da potência reactiva é muito diferente. Para elevados níveis de tensão a inclinação é positiva, o que significa que perante um aumento da tensão no estator, um aumento do consumo na reactância magnetizante (V^2 / X_m) irá influenciar a redução das perdas reactivas (XI^2). No entanto, para um determinado nível de tensão, que poderá ser bastante próximo do valor nominal para um motor a funcionar a plena carga, a inclinação passa a ser negativa. Consequentemente, o consumo de energia reactiva do motor aumenta consideravelmente à medida que se vai aproximando do ponto de paragem A.

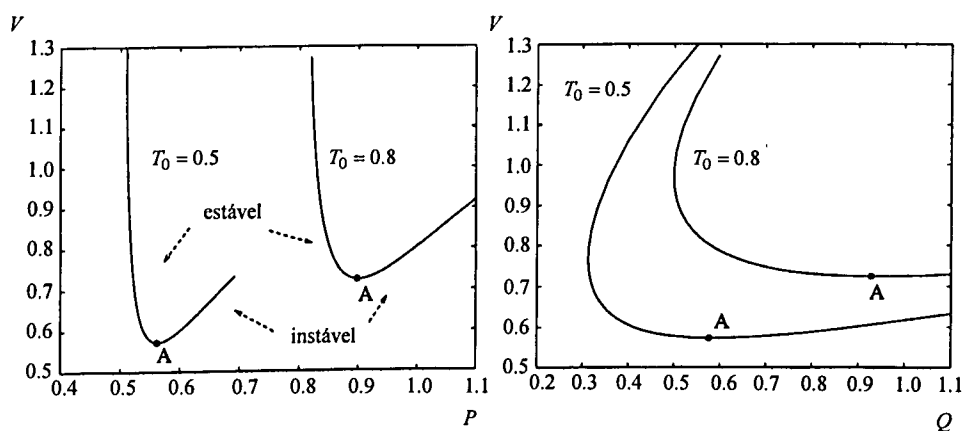


Figura 2.33 - Características P e Q do motor

2.4.4 - Transformadores com tomadas de regulação em carga

A regulação da tensão, realizada de forma automática, pelos transformadores com tomadas de regulação em carga (ULTC) é uma das principais formas de reposição da carga. As tomadas de regulação em carga controlam a tensão da distribuição do lado da Média Tensão (MT) V_2 (ver figura 2.34) através da alteração da razão de transformação r . Na maioria dos casos as tomadas de regulação situam-se do lado da Alta Tensão (AT) uma vez que:

- a corrente do lado da alta tensão é mais baixa, o que facilita a comutação;
- do lado da alta tensão existe um maior número de espiras, o que permite uma regulação mais precisa.

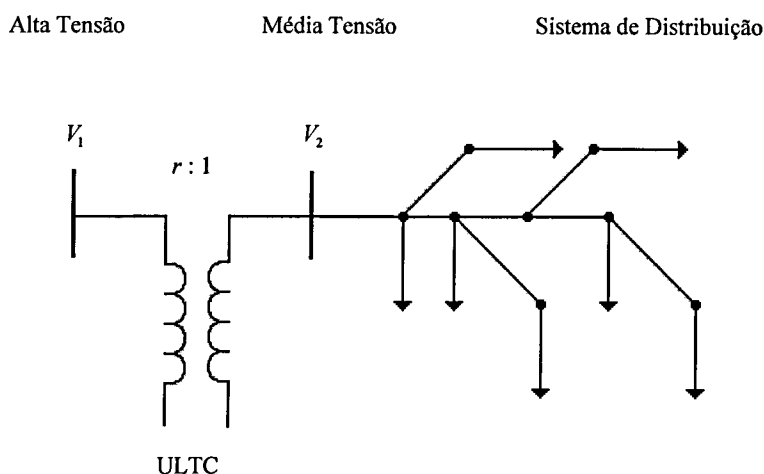


Figura 2.34 – Utilização do ULTC para ligação do sistema de transmissão ao sistema de distribuição

Os ULTCs são dispositivos que actuam de forma lenta e discreta, alterando, passo a passo, as tomadas no caso do desvio da tensão permanecer mais tempo do que o programado. O tempo mínimo necessário para a alteração das tomadas de regulação é de cerca de 5 segundos.

Uma restrição importante na operação dos ULTCs é o facto da razão de transformação se encontrar num intervalo de regulação limitado [CIG94]:

$$r^{\min} \leq r \leq r^{\max}$$

Os valores típicos do limite inferior variam de 0.85-0.90 p.u. e os do limite superior variam de 1.10-1.15 p.u..

Muitos ULTCs aceitam o sinal de bloqueamento das tomadas, o que desactiva a regulação automática da tensão no secundário. O bloqueio das tomadas em determinadas situações pode evitar o colapso de tensão do sistema. A prevenção do colapso de tensão através do bloqueio das tomadas é analisada no Capítulo IV, ponto 4.4.2.

2.4.4.1 - Reposição da carga através do ULTC

A reposição da carga através dos ULTCs é realizada de forma indirecta ou seja, o ULTC ao repor com sucesso a tensão V_2 , do lado da distribuição, para próximo do seu valor de referência V_2^0 , estará a repor a potência da carga, uma vez que esta depende do valor da tensão.

A análise do comportamento dinâmico do ULTC é facilitada devido ao facto do ULTC ser um dispositivo que actua lentamente. Assim sendo, podem-se substituir os geradores e os motores de indução pelas respectivas equações em estado estacionário. Desta forma, o comportamento dinâmico do ULTC é o único a ser considerado.

A reposição da carga através da operação do ULTC é ilustrada através do sistema simples da figura 2.35, que consiste num gerador que alimenta o transformador ULTC através de uma linha de transmissão (com reactância X). Nesta figura, o ULTC é representado por um transformador ideal com a sua reactância de fugas. Por simplificação, desprezam-se as perdas no cobre nos enrolamentos do transformador. As curvas da figura 2.36 representam as características da rede $P_1 V_1$ que relacionam a tensão V_1 (do lado da transmissão) com a potência P_1 (absorvida pelo transformador).

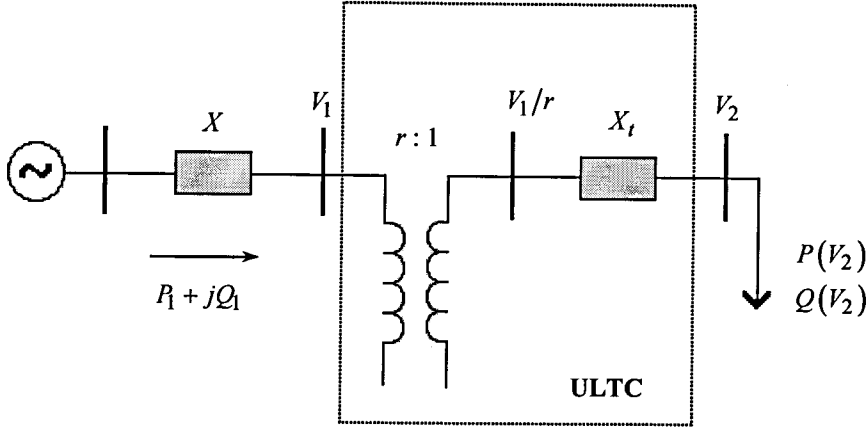


Figura 2.35 – Representação de um sistema com gerador, linha e ULTC

Considere-se agora a característica da carga, vista do lado primário do ULTC e assuma-se que a potência da carga é dada em função da tensão da carga:

$$P = P(V_2)$$

$$Q = Q(V_2)$$

A tensão da carga V_2 está relacionada com V_1 através da seguinte equação:

$$\left(\frac{V_1}{r}\right)^2 = \left[V_2 + \left(\frac{Q(V_2)}{V_2} - BV_2\right)X_t\right]^2 + \left[\frac{P(V_2)X_t}{V_2}\right]^2 \quad (2.77)$$

As potências P_1 e Q_1 , absorvidas pelo transformador ideal da figura 2.35, são dadas em função de V_2 , sendo Q_1 constituída pela potência da carga mais as perdas reactivas na reactância de fugas X_t do transformador menos a compensação reactiva:

$$P_1 = P(V_2) \quad (2.78a)$$

$$Q_1 = Q(V_2) + \frac{P(V_2)^2 + Q(V_2)^2}{V_2^2} X_t - BV_2^2 \quad (2.78b)$$

Consequentemente, pode-se eliminar V_2 usando (2.77) para obter P_1 e Q_1 apenas em função de V_1/r :

$$P_1 = P(V_1/r)$$

$$Q_1 = Q(V_1/r)$$

obtendo-se assim a *característica transitória da carga* (vista do lado do ULTC) que corresponde a um determinado valor da razão de transformação r . Se r se alterar, também se altera a característica transitória da carga. As linhas ponteadas da figura 2.36 ilustram três características transitórias da carga para diferentes valores da razão de transformação r ($r_o > r_1 > r_2$).

Poderá obter-se uma característica da carga diferente quando V_2 retomar o seu valor de referência V_2^0 . Neste caso, a carga irá consumir uma quantidade constante de potência activa e reactiva que é dada por (2.78a,b), substituindo V_2 pelo seu valor de referência V_2^0 . Uma vez que este valor é independente de V_1 , a potência da carga é ilustrada na figura 2.36 através de uma linha vertical tracejada que é a característica da carga em estado estacionário vista do lado primário do ULTC. Note-se, que as potências activas e reactivas são constantes na característica da carga em estado estacionário, enquanto que a tensão no primário V_1 é alterada em função de r , por forma a repor a tensão no secundário.

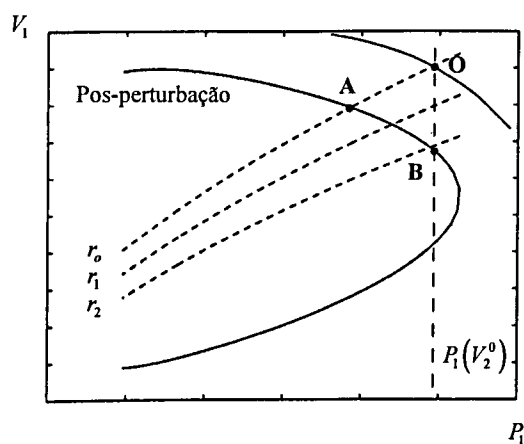


Figura 2.36 – Curvas PV de um sistema com gerador, linha e ULTC

Com o objectivo de ilustrar a operação do ULTC, assume-se que, inicialmente, o sistema se encontra no ponto **O** da figura 2.36. Após uma perturbação, a tensão primária V_1 irá inicialmente baixar ao longo da característica transitória da carga ($r = r_o$) do ponto **O** para o ponto **A**. Neste ponto a potência consumida pela carga é inferior, uma vez que $V_2 < V_2^0$. O ULTC irá diminuir a sua razão transformação, de forma a repor a tensão V_2 no seu valor de referência. Isto irá alterar a característica transitória da carga e o ponto de operação irá mover-se ao longo da característica da rede até que se atinja uma nova condição de operação, próxima do ponto **B**, onde a característica da carga em estado estacionário intersecta a característica da rede. Durante esta operação, o ULTC repõe a tensão no secundário e, consequentemente, a potência da carga. Neste caso, a utilização de um transformador com tomadas de regulação em carga, contribui para a estabilidade de tensão do sistema. No Capítulo IV é analisada a rede eléctrica de teste BPA, onde é utilizado um ULTC e onde se poderá mostrar que em determinadas situações a sua actuação contribui para a instabilidade de tensão.

2.5 – Conclusões

Neste capítulo, analisaram-se de uma forma sucinta o comportamento e a contribuição dos diversos componentes dos SEEs nos fenómenos da instabilidade de tensão. A abordagem apresentada, embora não muito detalhada, analisou de uma forma teórica a importância das diferentes partes do sistema (transmissão, produção e cargas) na estabilidade de tensão.

Deu-se principal atenção à potência máxima que pode ser fornecida às cargas e à relação entre a potência da carga e a tensão da rede, pelo estudo das curvas PV e VQ. Analisou-se o efeito na estabilidade de tensão da compensação série e paralela das linhas de transmissão.

A modelização do gerador síncrono foi apresentada no ponto “O sistema de produção”. Descreveu-se como controlar a frequência e a tensão em SEEs. Analisou-se o comportamento dos AVRs, dos OXLs e dos reguladores de velocidade.

Finalmente, abordou-se o problema da modelização das cargas. Foi analisada a dependência das cargas em função da tensão, focando as propriedades dos modelos exponenciais e polinomiais. Deu-se principal realce ao comportamento dos motores de indução e dos transformadores com tomadas de regulação automática em carga.

A compreensão da modelização apresentada é extraordinariamente importante para compreender o problema da estabilidade de tensão e a influência dos diversos componentes. Esta modelização vai ser utilizada no Capítulo IV, quando se apresentar os resultados da simulação do sistema de teste utilizado para analisar o comportamento da tensão no sistema, aquando da ocorrência de determinados incidentes. Nesse mesmo capítulo é apresentada a influência de diversos parâmetros dos modelos no problema da estabilidade da tensão.

CAPÍTULO III

MEDIDAS PREVENTIVAS E CORRECTIVAS PARA EVITAR O COLAPSO DE TENSÃO

3.1 - Introdução

Há algum tempo atrás, existia distinção entre o planeamento e a operação dos SEEs. As questões que os planeadores e operadores tinham que enfrentar, bem como as ferramentas de trabalho utilizadas eram diferentes. Nos últimos tempos, porém desenvolveram-se gradualmente sobreposições nas diversas áreas, levando à ligação inevitável da área de planeamento com a área de operação. Tendo em conta esta evolução, não surpreende que os planeadores e operadores de culturas diferentes tenham desenvolvido abordagens e conceitos distintos para avaliar a segurança nos sistemas de energia. No entanto, apesar de todas estas discrepâncias, a maioria dos autores dão mérito a Dy Liacco por ter instituído os princípios teóricos da segurança dos SEEs [Lia67, Lia68, Lia74 e Lia78].

Hoje em dia, as questões económicas (criação de mercados competitivos de energia eléctrica) e ambientais (dificuldades de construção de novas centrais e linhas de transmissão) fazem com que os SEEs operem com uma menor margem de segurança.

Para que um SEE possa operar mais perto (e talvez para além) dos limites de segurança, sem diminuir a fiabilidade dos sistemas (evitando a ocorrência de um colapso de tensão), é necessário realizar uma análise rigorosa à segurança dos sistemas eléctricos.

Neste capítulo, começa-se por efectuar uma análise aos estados de operação de um SEE numa perspectiva de avaliar a estabilidade de tensão. Define-se a adequação e a segurança de um SEE e classificam-se, através de um diagrama, os seus estados de operação. Posteriormente, faz-se uma apresentação de algumas das principais medidas de prevenção e correcção para evitar o colapso de tensão ou para repor o sistema em funcionamento após a ocorrência de um colapso de tensão. Será referido de forma sucinta como a contribuição de alguns dos componentes dos sistemas eléctricos pode evitar o colapso de tensão, sempre com referência ao Capítulo II, onde se abordou de forma mais completa este tema. Algumas destas medidas, utilizadas com sucesso na simulação da rede eléctrica de teste BPA, são apresentadas no Capítulo IV.

3.2 - Análise e classificação dos estados de operação de um SEE

A operação de um SEE é um processo complexo, susceptível a alterações frequentes entre estados. Estas alterações são causadas por avarias nos componentes, reparações, saídas de serviço planeadas e não planeadas e/ou alterações das condições da carga. Este processo de transição é ilustrado pelo esquema da figura 3.1 que representa um diagrama de estados de operação de um SEE [CIG97, CIG95b]. Cada um destes estados pode representar uma grande variedade de circunstâncias.

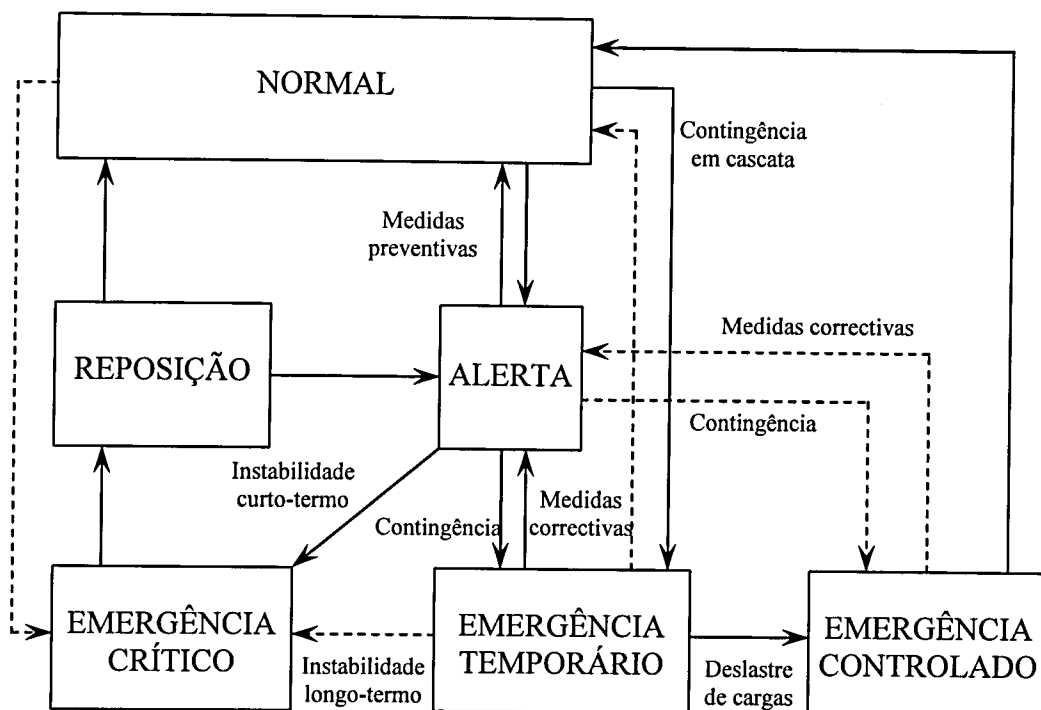


Figura 3.1 – Estado de operação de um SEE [CIG97]

Encontrando-se o sistema no estado *normal*, a alteração que se verifica com maior frequência é a transição deste estado para o estado de *alerta*. Este último é um estado operacional, no entanto, a ocorrência de outras contingências poderá levar o sistema a transitar para um dos estados de *emergência*. A acção do operador no estado de *emergência temporário* poderá diminuir a sobrecarga nas linhas e repor as tensões nos barramentos, fazendo com que o sistema regresse ao estado de *alerta* ou até mesmo ao estado *normal*. No entanto, em muitos casos, esta medida correctiva apenas é possível através do deslastre de cargas, transferindo assim o sistema para o estado de *emergência controlado*. Existe ainda a possibilidade de, perante a ocorrência de outras contingências no estado de *alerta*, o sistema transitar para o estado de *emergência crítica*, onde a estabilidade e a integridade do sistema são ameaçadas.

Geralmente, o estado de *emergência* é atingido através do estado *normal* via estado de *alerta*, podendo também ser atingido directamente se ocorrerem contingências

severas, tais como incidentes múltiplos ou em cascata. Os seus efeitos são estudados por forma a determinar medidas genéricas que poderão fornecer uma maior segurança aos SEEs, ajudando a evitar um colapso total do sistema.

Como se pode observar na figura 3.1 existem dois tipos de instabilidade responsáveis pela transição do sistema de um estado para um outro:

- **a instabilidade de curto-termo** que está relacionada com a ocorrência de uma grande perturbação, tal como curto-circuito, ou a saída de serviço de uma linha importante ou com a rápida resposta de algumas cargas como os motores de indução e os conversores HVDC. O tempo de duração situa-se entre os milissegundos e a dezena de segundos;
- **a instabilidade de longo-termo** que está normalmente associado a um aumento lento da carga, ou a uma transferência de carga, eventualmente associada a uma contingência. O tempo de duração situa-se entre os 0.5 minutos e os 30 minutos.

Na literatura mais recente, a fiabilidade dos SEE é descrita através de dois atributos, adequação e segurança. Em vários documentos do IEEE e da CIGRE [CIG97, Sil93, Hau93], estes são definidos da seguinte forma:

- **adequação** é a capacidade do sistema em fornecer energia eléctrica por forma a satisfazer as necessidades de todos os consumidores, respeitando o valor nominal dos componentes e os limites das tensões, tendo em conta as saídas planeadas e não planeadas dos componentes;
- **segurança** é a capacidade do sistema em resistir a perturbações súbitas, tais como saídas de serviço imprevistas de componentes do sistema.

A adequação e a segurança podem ser calculadas através de índices apropriados, tais como a duração e a frequência das violações e a quantidade de energia não fornecida.

A figura 3.2 mostra a classificação dos estados de operação de um SEE. Um estado é *adequado* se todas as cargas forem alimentadas, se os componentes do sistema não se encontrarem sobrecarregados e se os valores da frequência e da tensão nos barramentos permanecerem dentro dos limites de tolerância. Um estado é *normal* se não ocorrer nenhuma contingência que possa conduzir à *inadequação* ou iniciar uma sequência de *saídas em cascata*. Este estado é adequado e seguro, preenchendo assim as condições de adequação do sistema. A maioria dos SEEs reside no estado *normal* cerca de 99% do tempo.

	ADEQUADO		INADEQUADO
ESTÁVEL	NORMAL	Alerta: potencialmente inadequado	EMERGÊNCIA (temporário)
		Alerta: potencialmente inadequado e instável	Inadequado, potencialmente instável
	Alerta: potencialmente instável		
EMERGÊNCIA CRÍTICO	Saídas em Cascata		
	INSTÁVEL (colapso do sistema)		ESTÁVEL

Figura 3.2 – Classificação dos estados de operação de um SEE [CIG97]

Se após a ocorrência de uma contingência, a condição de estado *normal* já não for satisfeita, o sistema entra num dos estados de *alerta*. Num estado de *alerta*, basta ocorrer outra contingência para resultar em *inadequação* ou iniciar uma sequência de *saídas em cascata*. Os estados de *alerta* podem ser de dois tipos:

- *potencialmente inadequado*; a ocorrência de contingências poderá transferir o sistema para estados *inadequados* com sobrecargas nas linhas e/ou violações das tensões nos barramentos e/ou perdas de carga;
- *potencialmente instável*; a ocorrência de contingências poderá desencadear uma sequência de *saídas em cascata* conduzindo, em certos casos, à *instabilidade* do sistema.

Como se acabou de referir, um estado de *alerta* pode ser *potencialmente inadequado* e *instável*. No entanto, convém compreender que um estado de *alerta* por si só é perfeitamente adequado e estável, pois os incidentes que causam instabilidade e inadequação (que podem eventualmente ocorrer) ainda não ocorreram.

Como se pode observar na figura 3.2, as sequências de eventos relacionadas com a *instabilidade* e com as *saídas em cascata* estão directamente interligadas, porém nem todas estas sequências conduzem à derradeira consequência da *instabilidade* que é o *colapso do sistema*. Na prática, a *estabilidade* poderá ser restabelecida através das *saídas em cascata* (que podem ser efectuadas pela actuação das protecções do sistema). No entanto este estado *estável* poderá não ser *adequado*.

Na utilização do termo adequação, deve-se ter em conta se este está relacionado ao sistema ou a um estado de operação. A adequação do sistema é determinada através de estudos N-1 que analisam um conjunto seleccionado de contingências. Se, após as contingências, os estados ainda forem *adequados*, o sistema também é considerado *adequado*. Estes estados pós contingências podem ser *normal* ou de *alerta*.

O diagrama da figura 3.2 ajuda a ilustrar, de forma simplificada, as consequências dos defeitos (movimentos para a direita e para baixo). As consequências das acções dos operadores são omitidas. Assim sendo, não é ilustrado o estado de *emergência controlado* que é normalmente atingido a partir do estado *inadequado* através da intervenção do operador.

3.3 – Medidas preventivas e correctivas para evitar o colapso de tensão

Na operação dos SEEs é conveniente distinguir medidas preventivas e medidas correctivas. As medidas preventivas são tomadas por antecipação a uma situação crítica que se avizinha. Algumas destas medidas passam pela ligação de bancos de condensadores para controlar a potência reactiva, pelo redespacho das potências activas produzidas, pelo controlo secundário da tensão ou, em último caso, pelo deslastre de cargas. Como já foi referido no ponto anterior, quando o sistema atinge um estado de *emergência crítico* (onde a estabilidade e a integridade do sistema são ameaçadas), é necessário tomar medidas rápidas, por forma a impedir o disparo em cascata das protecções e, consequentemente, evitar que o sistema atinja rapidamente o colapso ou um ponto de funcionamento instável. As medidas correctivas são assim tomadas em casos extremos, como aqueles que conduzem o sistema a um estado de *emergência*. Estas medidas são normalmente realizadas automaticamente, sem intervenção dos operadores, e procuram que o sistema transite de um estado de *emergência* para um estado de *alerta* ou *normal* ou de um estado de *alerta* para um estado *normal*. Algumas destas medidas passam pelo bloqueio das tomadas dos ULTCs e, em último recurso, podem implicar também o deslastre de cargas. Nos pontos seguintes, serão analisadas algumas medidas preventivas e correctivas, utilizadas para afastar o sistema do colapso de tensão.

3.3.1 - Compensação paralela

Como já foi referido no ponto 2.2.6.1, os bancos de condensadores ligados em paralelo aumentam a capacidade de transmissão dos sistemas, permitindo alimentar um

maior número de consumidores sem reforçar o sistema de transmissão. Para sistemas pouco compensados, a utilização da compensação paralela é uma medida preventiva bastante utilizada uma vez que tem uma boa relação custo-benefício. A utilização desta medida preventiva para evitar o colapso de tensão está dependente das condições de funcionamento do sistema e do número de bancos de condensadores em serviço.

A figura 3.3 representa as curvas PV para um sistema radial, considerando diversos valores de compensação. Cada curva resulta da adição de uma nova compensação de igual valor. Como se pode ver na figura 3.3, a entrada em serviço de um novo condensador na zona **B** permite um aumento da potência activa, mantendo a tensão dentro dos limites impostos ($\pm 5\%$). No entanto, à medida que mais condensadores vão entrando em serviço, zona **A** das curvas PV, verifica-se que o valor da tensão vai aumentando de forma inaceitável tornando cada vez mais o sistema instável. Assim sendo, a tensão passa a estar mais próxima da tensão crítica (curva nariz), podendo cair numa zona de instabilidade como é o caso das curvas mais à direita. A compensação paralela é uma medida preventiva bastante utilizada, mas no entanto limitada por depender do ponto de funcionamento do sistema e da sua topologia.

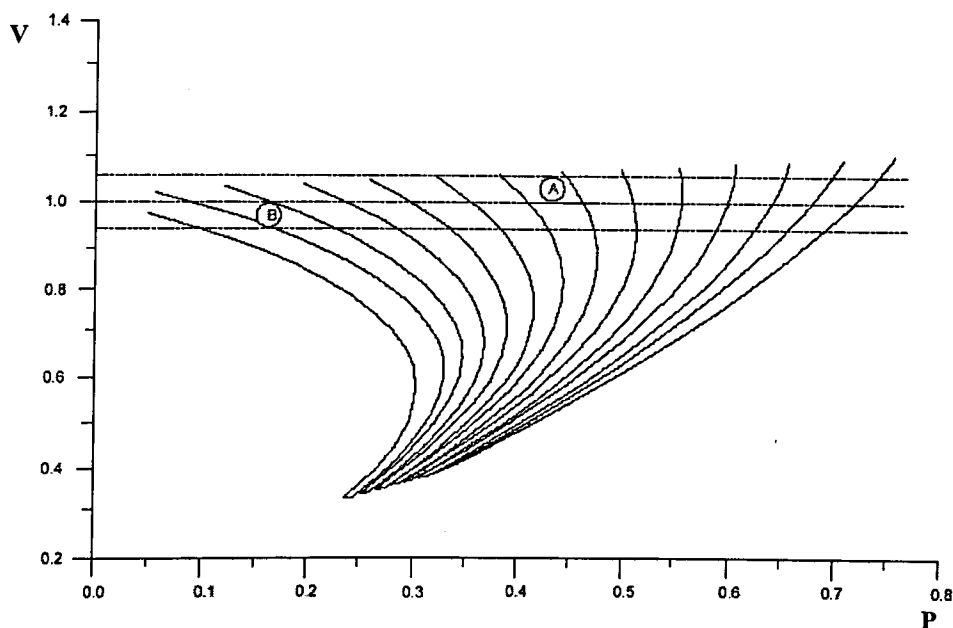


Figura 3.3 – Curvas PV para uma rede radial considerando diferentes valores de compensação paralela [CIG95b]

3.3.2 - Static Var Compensators

Os Static Var Compensators (SVCs) surgiram a partir do desenvolvimento das técnicas de compensação paralela, apresentando um tempo de actuação muito mais curto e um perfil de tensão mais constante. Os SVCs são utilizados como uma medida, para evitar o colapso de tensão e são especialmente indicados para a estabilidade de tensão de curto-termo [Hin99, CIG95b, CIG86b, Cut98]. O elevado custo dos SVCs é justificado devido à sua rápida capacidade de acção. Para além do controlo da tensão, os SVCs também podem ser usados para amortecer as oscilações do ângulo do rotor. A figura 3.4 representa um esquema de um dos SVCs, onde o valor da reactância a colocar em paralelo é controlado directamente a partir de um sistema de tiristores com base num valor de referência para a tensão.

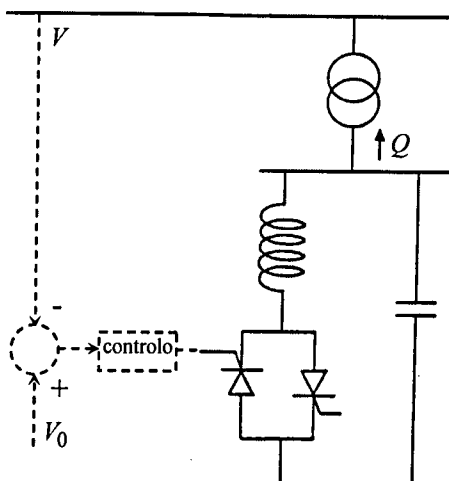


Figura 3.4 – Esquema de um SVC

A figura 3.5 apresenta a característica de um SVC, onde estão representados os limites de condução dos tiristores.

Quando atinge os seus limites, o SVC comporta-se como uma reactância paralela passiva, pois abaixo do limite mínimo actua como uma reactância indutiva e acima do limite máximo como uma reactância capacitiva. Na zona intermédia o valor da tensão é praticamente constante [Fer99].

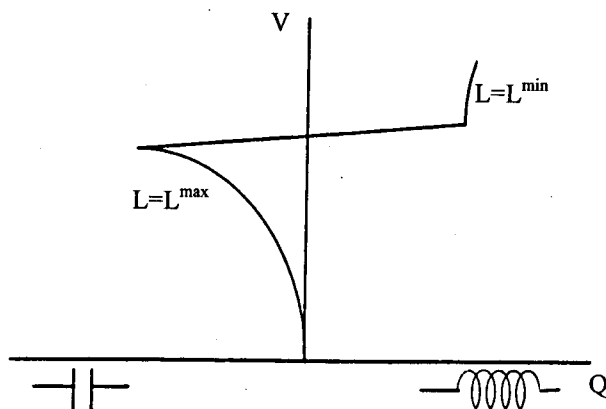


Figura 3.5 – Característica de um SVC

A figura 3.6 representa as curvas PV para a compensação com um SVC. Inicialmente, assume-se que o sistema se encontra a operar no ponto A da curva tracejada (1) e que a potência da carga aumenta de P_A para P_C , fazendo com que o novo ponto de operação seja B. Isto irá causar uma queda de tensão que o SVC irá tentar combater através do aumento da sua susceptância. Assim sendo, a característica da rede será a curva tracejada (2) e o novo ponto de operação será C. Os pontos A e C encontram-se situados na linha representada a cheio que corresponde ao controlo da tensão realizado pelo SVC. Desta análise retira-se que a tensão mantém um perfil muito mais estável do que com a compensação paralela (efectuada apenas por baterias de condensadores com escalões). No entanto, mantêm-se as limitações da compensação paralela, ou seja, após a compensação o valor da tensão passa a estar mais próximo do valor crítico.

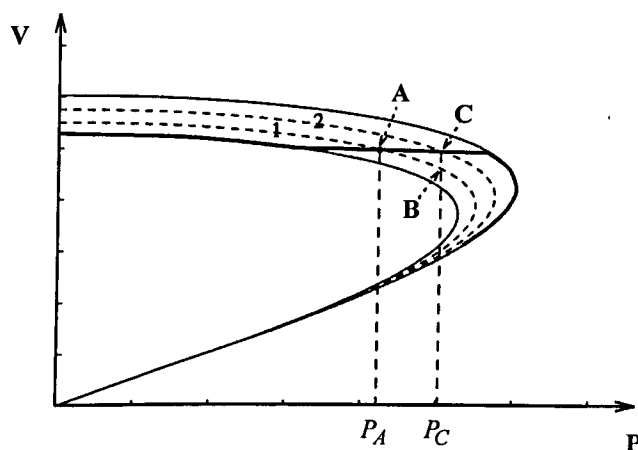


Figura 3.6 – Curva PV com compensação efectuada por um SVC

3.3.3 - Compensador síncrono

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas usadas para fornecer um controlo contínuo da tensão, tendo um princípio de funcionamento idêntico ao dos geradores síncronos. Os compensadores síncronos fornecem potência reactiva ao sistema de forma inversamente proporcional à variação da tensão e perante um abaixamento da tensão o sistema de excitação da máquina actua rapidamente. Comparando um compensador síncrono com um SVC verifica-se que as constantes de tempo do compensador síncrono são maiores, o que provoca uma resposta lenta. No entanto, contrariamente ao que sucede com um SVC (que está limitado a um valor máximo), os compensadores têm a capacidade de trabalhar em sobrecarga durante curtos períodos de tempo. Nos SVCs (tal como na compensação paralela) a potência reactiva varia com o quadrado da tensão pelo que, quando a tensão baixa e a necessidade de compensação é mais evidente, a potência reactiva que eles fornecem é menor. O mesmo não sucede com os compensadores síncronos em que a potência reactiva fornecida aumenta proporcionalmente com a diminuição do valor da tensão. No entanto, os compensadores síncronos também apresentam desvantagens, pois necessitam de mais manutenção do que os equipamentos estáticos, têm mais perdas do que a compensação paralela e SVCs e ainda contribuem para a formação de correntes de curto-circuito [CIG89].

3.3.4 - STATCOM

Estudos recentes efectuados aos GTOs (*Gate Turn-Off thyristors*, na terminologia anglo-saxónica) revelaram que estes são benéficos na implementação de mecanismos de compensação reactiva, designados por STATCOM (*STATic synchronous COMpensator*) ou “GTO-thyristor based static var compensator”, na terminologia anglo-saxónica. Os STATCOM são uma alternativa aos SVCs e aos compensadores síncronos, beneficiando de algumas vantagens, como o tempo de resposta dos SVCs e a capacidade de sobrecarga dos compensadores síncronos. Estes fornecem corrente reactiva ao sistema e através de um controlador de tensão podem obter uma característica de regulação de tensão idêntica à de um SVC. No entanto, enquanto que nos SVCs a potência reactiva fornecida varia com o quadrado da tensão, no STATCOM varia linearmente com a tensão. Apesar das

grandes vantagens que apresenta como medida de controlo preventivo para evitar o colapso de tensão, o STATCOM ainda se encontra numa fase inicial de desenvolvimento [Son99, CIG95b].

3.3.5 - Compensação série

Como já foi referido no ponto 2.2.6.2, a compensação série tem por objectivo principal reduzir a impedância entre a produção e a carga e entre sistemas interligados por forma a melhorar a capacidade de transmissão de linhas de muito alta tensão. Uma vez que os condensadores estão em série na linha, a produção de potência reactiva aumenta com o aumento da corrente, devido ao facto da produção de potência reactiva ser proporcional a I^2 . A um aumento da carga corresponde um abaixamento da tensão, provocando assim um aumento da corrente na linha que, consequentemente, aumentará a potência reactiva produzida pelo compensador série. Este aumento de potência reactiva produzida leva, por sua vez, a um aumento da tensão. Pode-se assim concluir que esta medida de controlo preventivo tem um efeito auto-regulador.

O objectivo da compensação é aumentar a capacidade de transmissão, mantendo a tensão em valores adequados. A figura 3.7 apresenta a diferença entre a compensação série e paralela. Como se pode ver na figura 3.7, para o mesmo valor de tensão a capacidade de transmissão do sistema aumenta (ponto **B**) quer se utilize a compensação paralela quer se utilize a compensação série. No entanto, pela análise das curvas verifica-se que para a compensação paralela o ponto de funcionamento passa a estar mais próximo do ponto crítico enquanto que para a compensação série a margem se mantém praticamente sem alterações. Pelo que se acabou de referir, a compensação paralela pode “mascarar” potenciais problemas de segurança de tensão. A compensação série tem a vantagem de permite obter maiores valores de potência de transmissão em segurança.

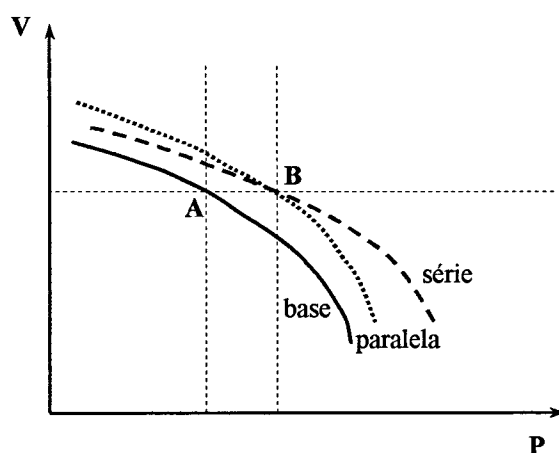


Figura 3.7 – Curvas PV com compensação série versus compensação paralela

Uma tecnologia recente permite controlar a compensação série através de tiristores TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation). Os TCSC possuem uma resposta extremamente rápida e uma capacidade de suportar sobrecargas durante um curto período. Estas duas propriedades fazem com que o TCSC seja indicado como medida de prevenção para evitar a instabilidade de curto-termo e de longo-termo [CIG95b].

3.3.6 - Controlo secundário da tensão

Como foi referido no ponto 2.3.2.3, o controlo secundário da tensão é realizado através da divisão da rede em zonas. Este controlo ajusta automaticamente as tensões para os valores de referência que são determinados pelos operadores em certos pontos característicos da rede. Para este propósito, foram adicionados dois níveis de controlo aos AVR's:

- ao nível da zona: a diferença entre os valores medidos e os valores de referência da tensão no ponto de controlo da tensão é fornecida a um controlador “proporcional-integral” (PI) que de seguida envia um sinal N para cada gerador da zona;

- ao nível do gerador: a malha de controlo da potência reactiva ajusta a tensão de referência do AVR, por forma a que a produção de potência reactiva do gerador Q siga os valores de referência $NQ^{\max}$, onde $Q^{\max}$ é a capacidade reactiva da máquina.

O controlo secundário da tensão constitui uma medida preventiva eficaz contra o colapso de tensão, uma vez que [Vu96, Ber96]:

- a tensão é constante no ponto de controlo e não nos barramentos do gerador, isto é, encontra-se electricamente mais próxima dos barramentos das cargas;
- existe um controlo coordenado entre os geradores e os bancos de condensadores, ou seja, quando a potência reactiva do gerador se encontra próximo dos seus limites, é enviado automaticamente um sinal que liga os bancos de condensadores dessa região, evitando-se assim a acção do OXL;
- para um grande aumento de carga, o controlo secundário da tensão atrasa, em cerca de 10 minutos, a ocorrência de um colapso de tensão, permitindo que os operadores tomem as medidas de emergência necessárias.

No entanto, deve-se ter em atenção que perante um grande aumento de carga que excede a capacidade do sistema, o controlo secundário da tensão irá responder, mantendo o perfil da tensão sem variações durante um grande intervalo de tempo. Durante este intervalo, os geradores poderão esgotar (ao mesmo tempo) as suas reservas de potência reactiva, originando uma diminuição abrupta da tensão. Assim sendo, conclui-se que o facto da tensão permanecer constante durante muito tempo pode mascarar uma situação de insegurança.

3.3.7 - Transformadores com tomadas de regulação em carga

Como já foi referido no Capítulo II, a reposição da carga após uma perturbação é um factor importante na análise do colapso de tensão. A função dos ULTCs é manter um

nível de tensão constante na rede de distribuição, próximo das cargas. Em determinados ULTCs, o intervalo de tempo entre o abaixamento da tensão e a resposta do transformador poderá ser inferior a um minuto, enquanto que o intervalo de tempo entre a alteração das tomadas será apenas de alguns segundos. Nestas condições, a carga é reposta dentro de poucos minutos após a ocorrência de uma perturbação.

Perante um cenário de colapso de tensão, os valores das tensões diminuem lentamente enquanto que os ULTCs vão variando o valor das tomadas com o objectivo de repor a tensão nos valores de referência.

Uma forma de evitar o colapso de tensão é retardando a reposição da carga. Isto pode ser efectuado através das seguintes medidas correctivas:

- bloqueio das tomadas dos ULTCs;
- limitação do número de tomadas para fazer face a contingências locais. Para um caso onde o factor de potência da carga é unitário, uma limitação de 3 a 6% poderá ser suficiente para responder às perturbações locais;
- aumento do intervalo de tempo entre a alteração das tomadas, por forma a permitir a intervenção dos operadores.

De seguida, faz-se uma análise ao bloqueio das tomadas do ULTC, uma vez que esta medida correctiva é utilizada na simulação desta dissertação (ponto 4.4.2).

3.3.7.1 - Bloqueio das tomadas dos ULTCs

Perante uma perturbação, os ULTCs tendem a repor a tensão nos seus valores de referência, aumentando assim a carga (sensível à tensão) de um sistema enfraquecido. Assim sendo, a instabilidade de tensão pode ser evitada através do bloqueio das tomadas, pois uma diminuição do valor da tensão traduz-se numa diminuição do valor da carga.

Os benefícios obtidos pelo bloqueio das tomadas dos ULTCs dependem das características da carga. Para cargas de potência constante, que não dependem do valor da tensão, esta medida correctiva não é eficaz.

A figura 3.8(a) ilustra o tempo de reposição de uma carga (para o seu valor nominal) com o ULTC activo. Neste caso, a carga é proporcional à tensão e a sua reposição demora cerca de 2 minutos (uma vez que o ULTC demora cerca de 1 minuto a actuar e alguns segundos entre cada alteração de tomadas). A figura 3.8(b) representa o tempo de reposição da mesma carga com as tomadas do ULTC bloqueadas. Neste caso, o tempo que a carga demora a atingir o seu valor nominal é muito superior ao do caso anterior. Assim sendo, após a ocorrência de uma perturbação, a carga do sistema é menor durante um intervalo de tempo maior, proporcionando assim condições de estabilidade ao sistema.

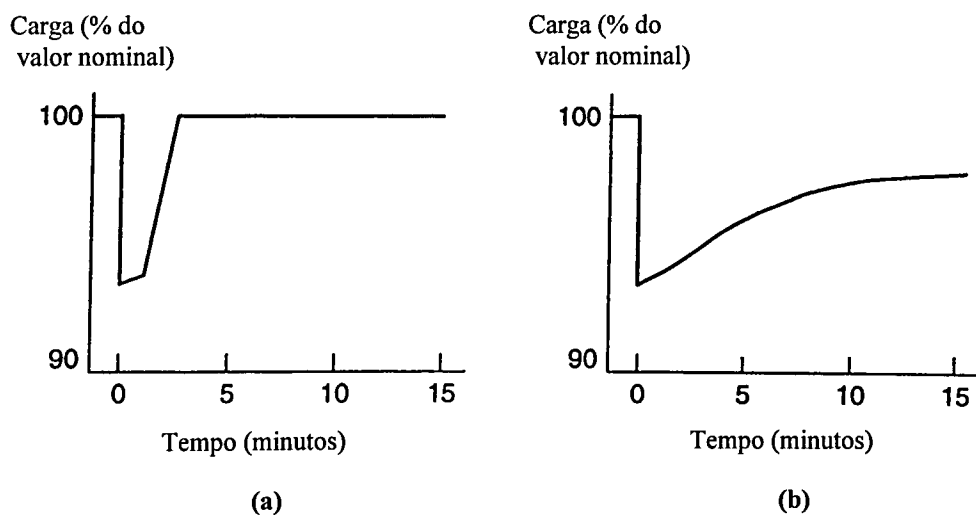


Figura 3.8 – Reposição da carga
(a) Com ULTC
(b) Com as tomadas do ULTC bloqueadas

No entanto, existem determinados casos onde o bloqueio das tomadas dos ULTCs nem sempre resolve o problema da instabilidade de tensão:

- o bloqueio das tomadas dos ULTCs poderá não ser eficaz quando existe uma elevada impedância entre o transformador e a carga (cabo de ligação com comprimento considerável entre o transformador e a carga);

- o bloqueio das tomadas dos UTLCs que se situam em zonas industriais de elevados consumo pode ser prejudicial. Normalmente as cargas industriais são caracterizadas por um baixo factor de potência e apresentam valores de potência activa e reactiva que são pouco sensíveis às variações da tensão. Esta característica, associada às grandes quantidades de compensação paralela normalmente existente leva a que uma diminuição do valor da tensão implique um aumento da potência reactiva uma vez que a compensação paralela é sensível ao valor da tensão;
- o bloqueio dos ULTCs não é eficaz em locais onde existem dois ou três ULTCs em cascata (por exemplo, um entre a transmissão e a subtransmissão e o outro entre a subtransmissão e a distribuição), onde apenas um se encontra bloqueado. Os ULTCs em cascata são um problema significativo devido ao facto da tensão ter que baixar 85% ou mais antes que os ULTCs atinjam os limites e antes que se verifique uma diminuição no consumo. No entanto, ambos devem estar bloqueados ou então, os seus interruptores de limite deverão estar ajustados para próximo do ponto de operação normal da carga. Outra solução é colocar um sob controlo manual e bloquear o outro.

A selecção dos locais onde será efectuado o bloqueio das tomadas dos ULTCs será feita após se conhecerem bem as características da carga dessa zona. É assim necessário realizar testes nas subestações onde se pretende efectuar o bloqueio das tomadas dos ULTCs, determinando assim a dependência das cargas em função da tensão. Estes testes deverão ser efectuados quando o sistema estiver mais vulnerável ao fenómeno da instabilidade de tensão (inverno e verão).

3.3.8 - Deslastre de cargas

Perante a ocorrência de curto-circuitos e contingências severas, é difícil assegurar a estabilidade de tensão utilizando apenas a compensação de potência reactiva. Para estes casos extremos poderá ser necessário recorrer ao deslastre de cargas, sendo este, uma

medida eficaz para manter a estabilidade de tensão de curto-termo. Nestes casos a saída de serviço da carga deverá ser realizada entre 1 e 1.5 segundos [Tay94].

O deslastre de cargas também é utilizado como medida, para evitar a instabilidade de tensão de longo-termo. Perante uma perturbação no sistema que provoca uma acentuada queda de tensão durante um determinado tempo, deve-se proceder rapidamente ao deslastre das cargas seleccionadas por forma a interromper a diminuição da tensão. Espera-se assim, que a tensão estabilize ou regresse aos valores de referência.

O deslastre de cargas é uma solução muito eficaz para os problemas de estabilidade de tensão, pois fornece uma boa protecção contra a ocorrência de “blackouts” em condições de operação de emergência.

O deslastre de cargas pode ser utilizado em conjunto com outras medidas correctivas.

Para se realizar um deslastre de cargas deverá ter-se em conta os seguintes requisitos:

- determinação da quantidade de carga a deslastrar;
- selecção das cargas a serem deslastradas;
- regulação dos relés que controlam o deslastre de carga.

A regulação dos relés deve ser coordenada com os outros aparelhos de protecção do sistema.

As cargas com baixo factor de potência deverão ser as primeiras a serem desligadas uma vez que o consumo de potência reactiva influencia o valor da tensão. As cargas que possuem compensação de potência reactiva também devem ser desligadas, pois perante uma diminuição da tensão, a potência reactiva produzida pelos bancos de condensadores de compensação diminui, diminuindo assim o factor de potência.

Outro tipo de cargas a serem desligadas são as cargas constituídas por vários motores de indução. Como já foi referido no ponto 2.4.3.1, os motores assíncronos contribuem activamente para o agravamento do fenómeno de colapso de tensão.

Teoricamente, as cargas mencionadas anteriormente deveriam ser as primeiras a serem desligadas. No entanto, na prática, deve-se ter em conta outros factores no deslastre de cargas. Do ponto de vista económico, é mais vantajoso desligar consumidores residenciais do que consumidores industriais [CIG86a]. Deve-se também ter em conta que existem consumidores prioritários aos quais o fornecimento de energia não pode ser interrompido. Assim sendo, é necessário criar regras que definem quais os consumidores que serão afectados pelo deslastre de cargas, por forma a evitar o colapso de tensão. Independentemente do deslastre de cargas ser indesejável, é preferível afectar um determinado número de consumidores do que deixar o sistema a operar em situações de emergência, podendo ocorrer um colapso de tensão. Um colapso vai dar origem a maiores tempos de interrupção de cargas do que os verificados num caso de deslastre de cargas, afectando também um maior número de consumidores.

3.4 – Conclusões

Neste capítulo, analisam-se e classificam-se os estados de operação de um SEE numa perspectiva de avaliar a estabilidade de tensão. Foram apresentadas algumas medidas preventivas e correctiva mostrando como a contribuição de alguns dos componentes dos sistemas eléctricos podem evitar o colapso de tensão.

Inicialmente analisou-se a compensação de potência reactiva. A escolha do tipo de compensação (compensação série e paralela, bancos de condensadores, SVC, compensadores síncronos e STATCOM) está relacionada com o factor económico, com a topologia da rede e com o risco de ocorrência de colapso de tensão. Para sistemas pouco compensados e explorados longe dos seus limites a utilização de bancos de condensadores revela-se a solução mais económica. A medida que os sistemas vão sendo explorados mais próximos dos seus limites será conveniente optar por outros tipos de compensação, como por exemplo a utilização da compensação série ou de SVCs.

Foram também apresentados o controlo secundário da tensão, o bloqueio das tomadas dos ULTCs e o deslastre de cargas.

Antes da implementação destas medidas é necessário recorrer a metodologias que permitam analisar e identificar onde e como se devem usar (qual o melhor barramento para se ligar um banco de condensadores, qual o valor da carga a deslastrar etc).

No próximo capítulo algumas destas medidas preventivas e correctivas são utilizadas nas simulações realizadas.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS NUMÉRICOS

4.1 - Introdução

Neste capítulo é estudada e analisada a estabilidade de tensão, em regime dinâmico, da rede eléctrica de teste BPA (Bonneville Power Administration). Para este estudo foram considerados diferentes modelos de cargas, uma vez que as suas características fazem parte dos factores que influenciam a estabilidade de tensão. Também são tidos em conta o comportamento dos geradores, dos reguladores automáticos de tensão (AVRs), dos reguladores de velocidade das turbinas e dos transformadores com tomadas de regulação em carga (ULTCs).

Posteriormente analisa-se a aplicação de medidas de controlo correctivo e preventivo com o objectivo de afastar a rede eléctrica do colapso de tensão. Como medidas de controlo correctivo usa-se o deslastre de cargas e o bloqueio das tomadas do ULTC e como medida de controlo preventivo opta-se pela compensação série das linhas de transmissão por ser a forma mais vantajosa de compensação para o tipo de rede em estudo.

Os resultados deste capítulo foram obtidos com o pacote de programas computacionais EUROSTAG, desenvolvido pela Tractebel e pela Electricité de France. É um programa generalista de estudos de estabilidade e que utiliza uma modelização detalhada dos componentes que constituem os sistemas de energia eléctrica, permitindo a simulação do comportamento dinâmico da estabilidade de tensão de curto e longo termo [Tra00a, Tra00b].

4.2 – A rede de teste BPA

4.2.1 - Descrição da rede eléctrica

O esquema unifilar da rede eléctrica de teste BPA encontra-se representado na figura 4.1. O sistema consiste numa área local ligada a uma área remota através de cinco linhas de transmissão em paralelo de 500 kV com um comprimento de 200 km. Todas as cargas (L_1 consumidores industriais e L_2 consumidores domésticos) encontram-se na área local e são alimentadas pelos dois geradores remotos G_1 e G_2 através das linhas de transmissão de 500 kV e pelo gerador local G_3 . Estão ligados em vários barramentos do sistema bancos de condensadores.

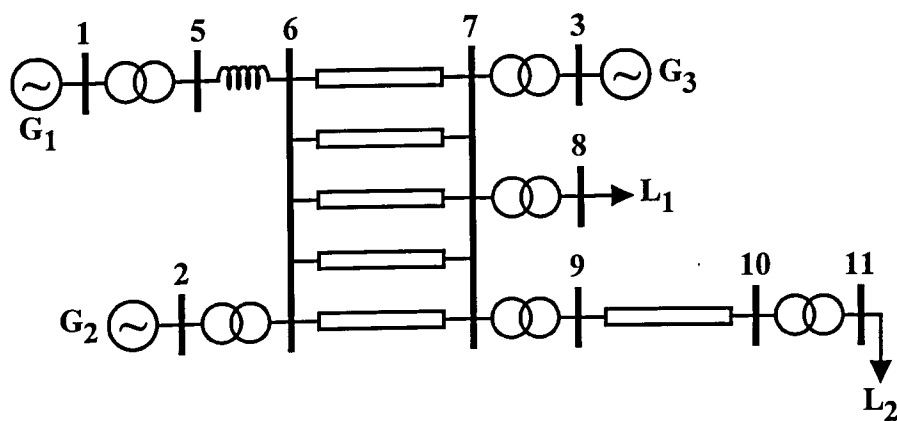


Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede de teste BPA

4.2.2 - Descrição da modelização dos componentes da rede eléctrica

Os detalhes da modelização da rede e os dados associados a todos os modelos dos dispositivos são dados no Anexo A. Neste ponto irá sumariar-se sucintamente a forma como cada dispositivo é modelizado.

Rede: São utilizados circuitos equivalentes, idênticos aos utilizados em programas de trânsito de potências, para representar linhas de transmissão, transformadores e baterias de condensadores.

Geradores: Para as máquinas G_2 e G_3 é utilizado a Transformada de Park com 4 enrolamentos no rotor. Para representar a saturação dos geradores, o EUROSTAG utiliza o modelo “Shackshaft”, no qual as indutâncias mútuas em ambos os eixos são expressas como sendo funções não lineares da amplitude e da posição do fluxo do entreferro. A máquina G_1 é modelada como um barramento de potência infinita. São desprezados os transitórios no estator e o efeito das variações da velocidade nas tensões do estator.

Reguladores de velocidade e Turbinas: É utilizado o modelo recomendado pelo IEEE para turbinas a vapor [CIG95]. O modelo tem em conta o efeito do ganho do regulador de velocidade, o controlo da válvula, a turbina de alta pressão e as turbinas de baixa e intermédia pressão. Na figura A.4 do Anexo A encontra-se representado o diagrama de blocos do regulador de velocidade. O modelo utilizado é completamente reproduzido pela linguagem de macroblocos do EUROSTAG.

Sistemas de Excitação: O modelo do sistema de excitação é composto pelo Regulador Automático de Tensão (AVR) e pelo Limitador de Sobreexcitação (OXL). O modelo AVR é simplesmente um excitador estático com um elevado ganho. O OXL limita a corrente de excitação para valores pré-ajustados. Quanto maior for a corrente de excitação, mais rapidamente actuará o OXL por forma a reduzir a corrente de excitação para o seu valor limite. O OXL não actua se a corrente de excitação for sempre inferior ao seu valor limite, conforme se pode ver no diagrama de blocos da figura A.2 do Anexo A. O modelo do AVR e do OXL é completamente reproduzido pela linguagem de macroblocos do EUROSTAG.

Estabilizadores do Sistema de Energia (PSS): É utilizado um modelo que apresenta como sinal de entrada o desvio da velocidade do gerador. O diagrama de blocos do PSS usado está representado na figura A.3 do Anexo A. Este modelo também é completamente reproduzido pela linguagem de macroblocos do EUROSTAG.

Transformador com Tomadas de Regulação em Carga: É utilizado o modelo que considera o tempo de actuação. Os dados do ULTC encontram-se no ponto A.2.6 do Anexo A. Por motivos já referidos no Capítulo II a regulação das tomadas em carga é efectuada do lado do primário.

Carga: Ao longo deste estudo foram analisados três casos diferentes. Na tabela 4.1 está exposto a modelização da carga nos barramentos de consumo dos diferentes casos estudados.

Tabela 4.1 – Modelização da carga para os três casos

	Modelização da Carga	
	Barramento 8	Barramento 11
Caso I	100% Impedância Constante	100% Impedância Constante
Caso II	100% Potência Constante	100% Impedância Constante
Caso III	50% Potência Constante e 50% Motor de Indução	100% Impedância Constante

Os motores de indução são representados com rotor de dupla gaiola em curto-circuito. No EUROSTAG, a curva da velocidade do binário da carga mecânica do motor é aproximada por uma função linear “piece-wise”. Os dados referentes aos motores de indução encontram-se no ponto A.2.5. do Anexo A.

4.2.3 - Descrição dos cenários

Os vários transformadores com tomadas de regulação em carga representados na figura 4.1 são explorados com as tomadas fixas à excepção do transformador entre o barramento 10 e o barramento 11 que é explorado com regulação automática em carga.

A perturbação considerada é a saída de serviço (no instante de tempo igual a 20 segundos) de uma das cinco linhas de transmissão em paralelo de 500 kV entre os barramentos 6 e 7.

Com este estudo pretende-se demonstrar, para os três casos de modelização da carga, como a acção dos diferentes dispositivos após a saída de serviço de uma das cinco linhas de 500 kV irá afectar a estabilidade de tensão no sistema.

4.3 – Análise da estabilidade de tensão na rede de teste BPA

4.3.1 - Resultados do transito de potências

Os resultados do trânsito de potências obtidos pelo EUROSTAG relativos aos barramentos e às linhas estão nas tabelas 4.2 e 4.3 respectivamente.

Tabela 4.2 - Resultados do trânsito de potências relativos aos barramentos

Barramento		Tensão		Produção		Consumo	
No.	Tipo	Módulo [kV]	Argumento [graus]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]	Potência activa [MW]	Potência reactiva [MVar]
1	Ref	13.52	0.00	4218.83	1207.24	0	0
2	PV	13.31	-8.55	1736.00	724.26	0	0
3	PV	13.18	-26.83	1155.00	699.03	0	0
5	PQ	543.69	-4.02	0	118.24	0	0
6	PQ	530.80	-12.43	0	112.70	0	0
7	PQ	509.82	-30.67	0	1001.18	0	0
8	PQ	12.92	-37.15	0	613.49	3369.00	1046.00
9	PQ	107.39	-36.83	0	348.80	0	0
10	PQ	101.78	-44.06	0	0	0	0
11	PQ	12.75	-46.40	0	85.38	3486.00	0
Totais:				7109.83	4910.32	6855.00	1046.00

Tabela 4.3 - Resultados do trânsito de potências nas linhas e nos transformadores

Barramentos		$P_{i \rightarrow j}$ [MW]	$Q_{i \rightarrow j}$ [MVar]	$P_{j \rightarrow i}$ [MW]	$Q_{j \rightarrow i}$ [MVar]	p [MW]	q [MVar]
i	j						
1	5	4218.8	1207.2	-4218.8	-892.7	0	314.5
2	6	1736.0	724.3	-1736.0	-590.0	0	134.2
3	7	577.5	349.5	-577.5	-298.7	0	50.8
3	7	577.5	349.5	-577.5	-298.7	0	50.8
5	6	4218.8	1010.9	-4218.8	-374.3	0	636.7
6	7	1191.0	215.4	-1171.0	40.2	19.9	255.6
6	7	1191.0	215.4	-1171.0	40.2	19.9	255.6
6	7	1191.0	215.4	-1171.0	40.2	19.9	255.6
6	7	1191.0	215.4	-1171.0	40.2	19.9	255.6
6	7	1191.0	215.4	-1171.0	40.2	19.9	255.6
7	8	3369.0	827.4	-3369.0	-432.5	0	394.9
7	9	3641.1	569.9	-3641.1	-173.7	0	396.2
9	10	3641.1	522.5	-3486.0	-57.0	155.2	465.5
10	11	3485.9	57.0	-3485.9	85.4	0	142.4
Perdas Totais:						254.7	3864.0

4.3.2 - Estudo e análise do caso I

Com a simulação do caso I, pretende-se avaliar o efeito da modelização das cargas (como impedâncias constantes nos barramentos 10 e 11) e das acções dos diferentes dispositivos, após a ocorrência da perturbação, na estabilidade de tensão da rede de teste BPA.

Na figura 4.2 pode-se visualizar o comportamento da tensão nos barramentos 10 e 11 após a ocorrência da contingência. Como consequência directa da saída de serviço de uma das cinco linhas em paralelo aos 20 segundos, assiste-se ao aumento substancial dos trânsitos de potência nas outras linhas, aumentando as quedas de tensão e diminuindo a tensão nos barramentos 10 e 11. Face a esta situação, o transformador com regulação em carga que liga o barramento 10 ao barramento 11 é chamado a actuar (30 s após a saída da linha ou seja 50 segundos após a ocorrência da perturbação como se pode ver na figura 4.3(a)) baixando a sua razão de transformação, alterando a posição das tomadas (o

intervalo de tempo entre duas mudanças de tomadas é de 5 s) com o objectivo de repor a tensão no barramento 11 no seu valor pré-contingência, o que acontece próximo dos 60 segundos.

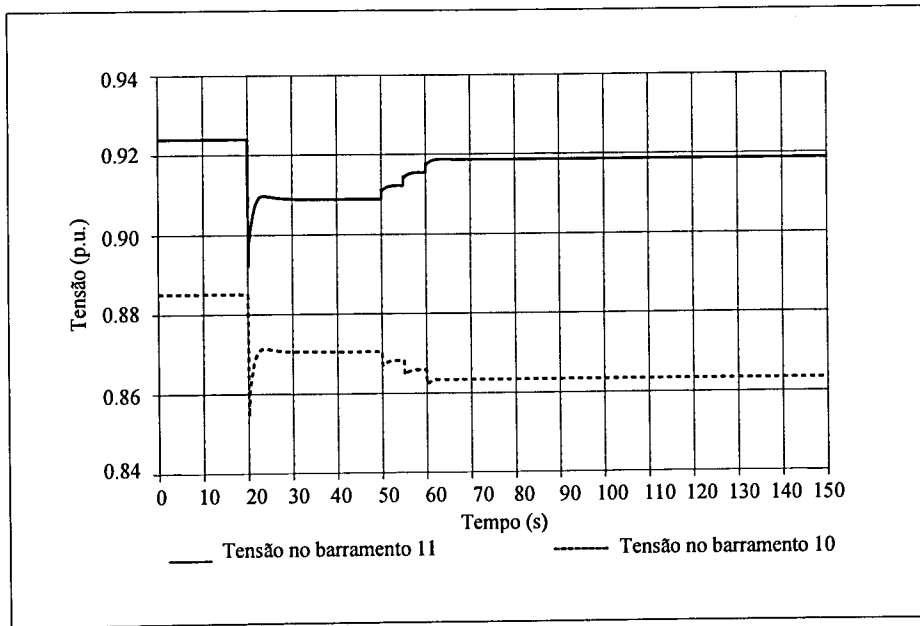
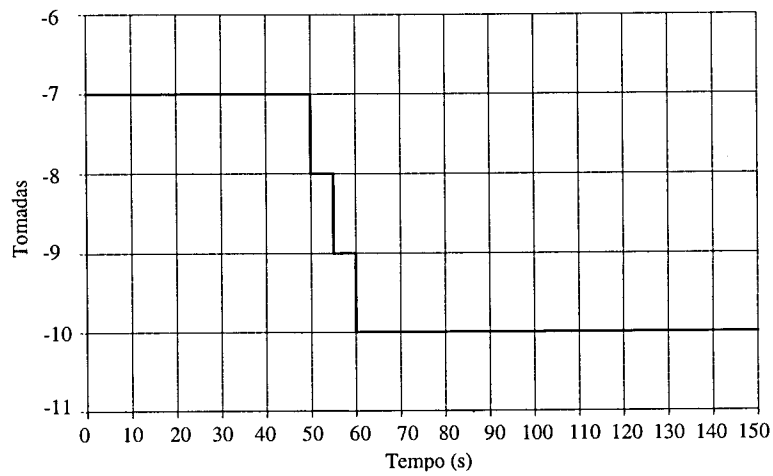
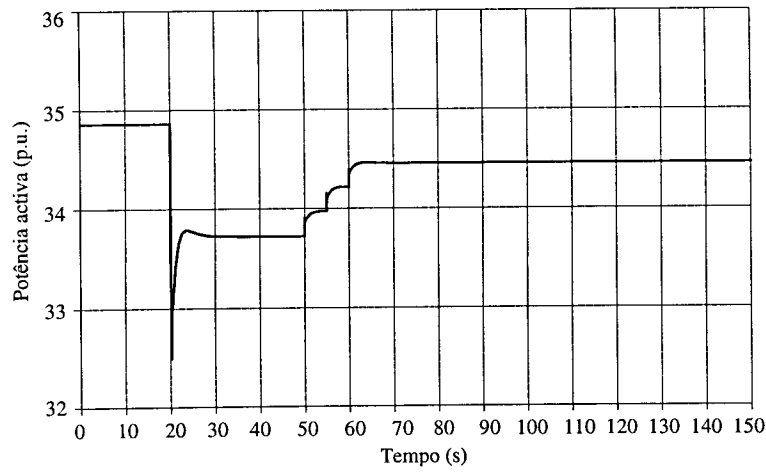


Figura 4.2 – Evolução da tensão nos barramentos 10 e 11

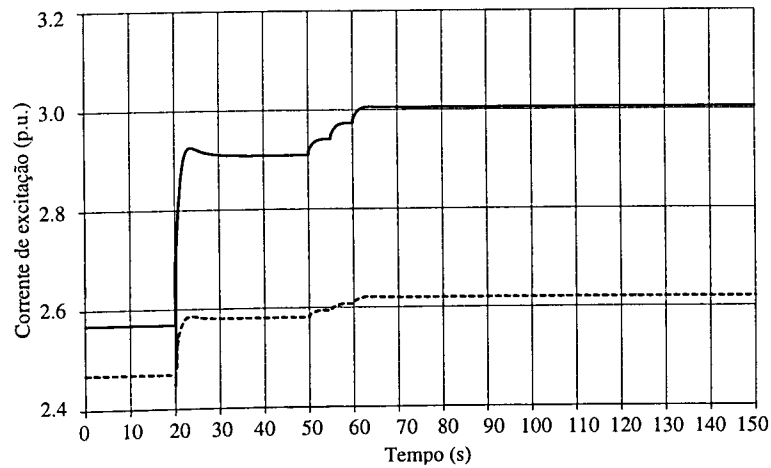
Neste caso como se pode ver na figura 4.2 a tensão no barramento 11 após a actuação do ULTC estabiliza num valor muito próxima do valor de tensão pré-contingência. Se se observar a curva da tensão do barramento 10, verifica-se que ao contrário do que acontece no barramento 11, a tensão nesse barramento desce com a actuação do ULTC. A carga L_2 ligada ao barramento 11 é uma carga de impedância constante, ou seja, o valor da potência da carga depende do valor da tensão aos terminais da carga. Com a actuação do ULTC no intervalo de tempo entre 50 e 60 segundos a tensão no barramento da carga vai subindo (figura 4.2), originando nesse mesmo intervalo de tempo um aumento do valor da potência da carga (figura 4.3(b)), este aumento leva a maiores correntes e a maiores quedas de tensão, diminuindo assim a tensão no barramento 10 (figura 4.2). Perante esta situação os geradores são chamados a produzir mais energia reactiva, aumentando a sua corrente de excitação como se pode ver na figura 4.3(c), no entanto a corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3 permanecem abaixo do seu limite e a tensão aos terminais dos geradores é mantida no seu valor inicial através dos AVR's.



(a) — Tomadas do transformador entre o barramento 10 e 11



(b) — Consumo de potência activa no barramento 11



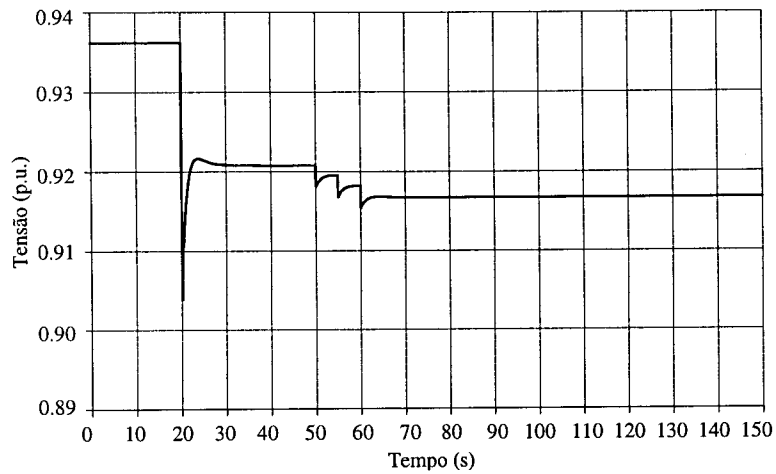
(c) — Corrente de excitação do gerador G_3 ----- Corrente de excitação do gerador G_2

Figura 4.3 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 11
(c) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3

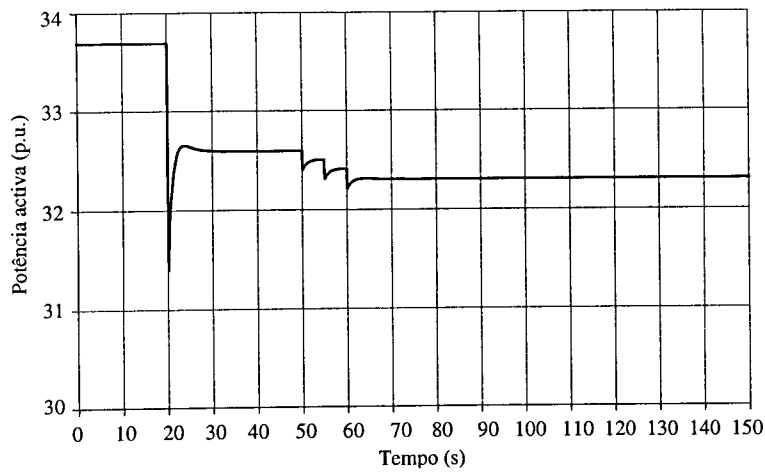
Analisando agora a tensão no barramento 8 observando a figura 4.4 verifica-se que o comportamento da tensão é idêntico ao do barramento 10, como era de esperar pelos mesmos motivos apresentados anteriormente. A carga L_1 no **caso I** em estudo é considerada impedância constante, logo o consumo de potência activa e reactiva no barramento 8 vai variar directamente com a variação da tensão nesse barramento como se demonstra na figura 4.4.

4.3.2.1 - Conclusões

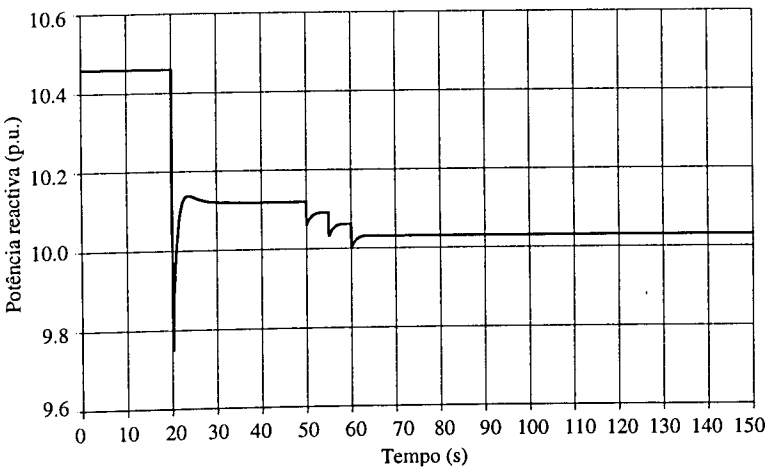
Com a análise do **caso I** verifica-se que com a actuação do ULTC, após a ocorrência da contingência, a tensão no barramento 11 retoma o seu valor inicial. As tensões nos barramentos 8 e 10 apresentam valores abaixo dos valores registados antes da ocorrência da perturbação. O sistema mantém-se com tensões estáveis, atendendo a que as cargas do sistema são representadas como impedâncias constantes, e assim o valor da potência baixa com a diminuição da tensão aos terminais da carga.



(a) — Tensão no barramento 8



(b) — Consumo de potência activa no barramento 8



(c) — Consumo de potência reactiva no barramento 8

Figura 4.4 – (a) Evolução da tensão no barramento 8
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 8
(c) Evolução do consumo de potência reactiva no barramento 8

4.3.3 - Estudo e análise do caso II

Com a simulação do **caso II**, pretende-se avaliar o efeito da modelização das cargas (como impedâncias constantes no barramento 11 e potência constante no barramento 8) e das acções dos diferentes dispositivos, após a ocorrência da perturbação, na estabilidade de tensão da rede de teste BPA.

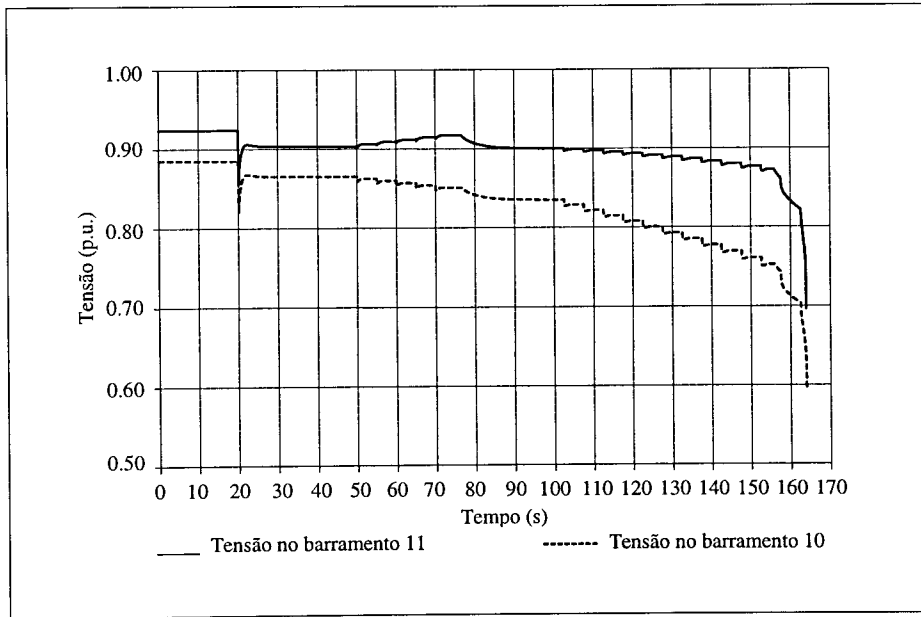
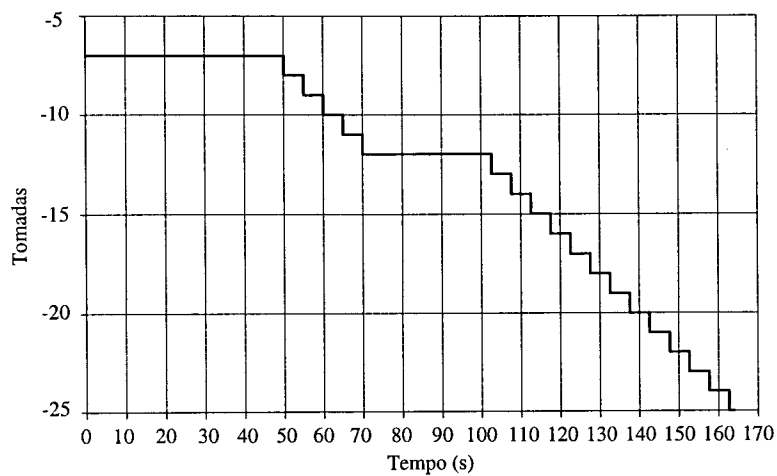


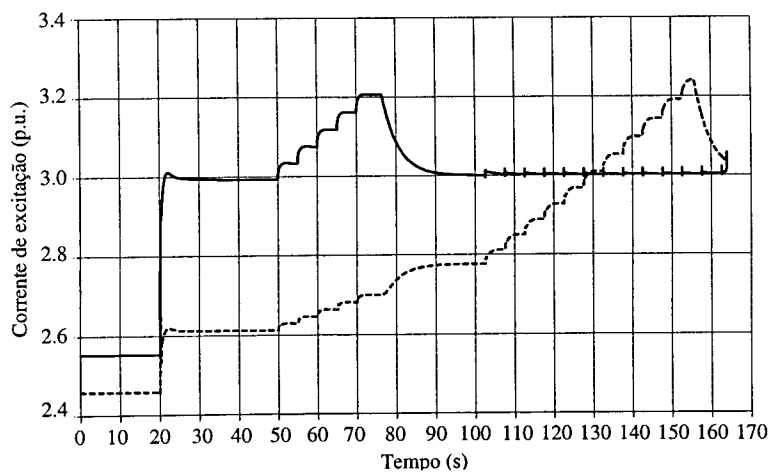
Figura 4.5 – Evolução da tensão nos barramentos 10 e 11

No **caso II**, como se pode analisar na figura 4.5, após a perturbação a tensão no barramento 11 é praticamente reposta no seu valor de referência, em cerca de 70 segundos, através da actuação do ULTC. Pelos mesmos motivos até este instante a tensão nos barramentos 10 e 11 comportam-se de forma idêntica ao **caso I**. Neste caso porém o pedido de energia reactiva aos geradores é superior uma vez que a modelação da carga no barramento 8 é de potência constante (a carga não depende do valor da tensão aos seus terminais) fazendo com que a corrente de excitação do gerador G_3 exceda o seu limite. O limitador de sobreexcitação (OXL) do gerador G_3 é chamado a actuar por volta dos 76.5 segundos, diminuindo a corrente de excitação e originando a seguinte cadeia de acontecimentos:

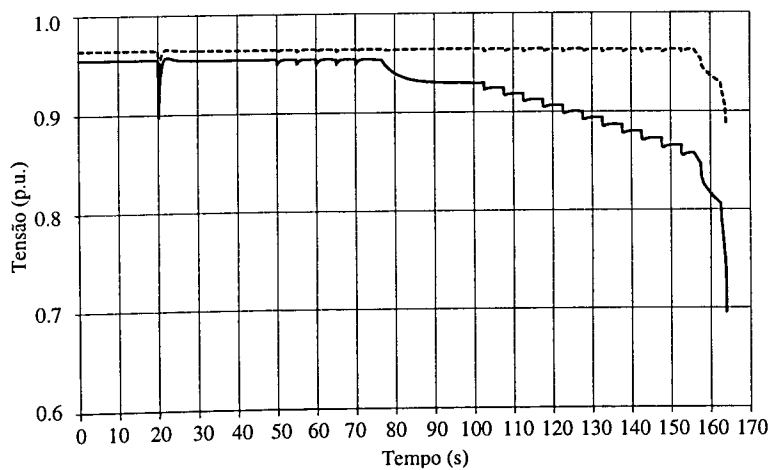
- a tensão aos terminais do gerador G_3 deixa de ser controlada pelo AVR, deixando de ser constante e passando a diminuir como se pode observar na figura 4.6(c);
- a tensão nos barramentos 10 e 11 também diminui como se pode ver através da figura 4.5 devido a perda do suporte reactivo;
- o ULTC perante a descida da tensão no barramento 11 volta a actuar (demorando 30 segundos) por forma a tentar repor a tensão e a carga no barramento 11 (figura 4.6(a));
- aumenta a necessidade de produzir mais energia reactiva por parte dos geradores. O OXL do gerador G_3 continua a manter a corrente de excitação no seu valor limite fazendo com que a tensão aos seus terminais continue a baixar. O gerador G_2 aumenta significativamente a produção de energia reactiva, aumentando assim a sua corrente de excitação como se pode visualizar na figura 4.6(b);
- mesmo assim a tensão ao nível da transmissão desce causando grandes reduções nas tensões dos barramentos 10 e 11;
- o ULTC opera novamente repetindo a cadeia de eventos acima descritos, até que a corrente de excitação do gerador G_2 exceda os seus limites fazendo com que o OXL actue por volta dos 155 segundos diminuindo a corrente de excitação para o seu valor limite. Neste instante como se pode ver na figura 4.6(c) o AVR deixa de controlar a tensão aos terminais do gerador G_2 começando a tensão a descer, dando-se o colapso do sistema.



(a) — Tomadas do transformador entre o barramento 10 e 11



(b) — Corrente de excitação do gerador G_3 - - - Corrente de excitação do gerador G_2



(c) — Tensão no barramento 3 - - - Tensão no barramento 2

Figura 4.6 — (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.3.3.1 - Conclusões

Os geradores normalmente representam as fontes mais importantes da potência reactiva e são o suporte de tensão de um sistema. As acções do AVR têm por objectivo manter a tensão aos terminais do gerador no seu valor de referência pré-ajustado através de um ajuste contínuo da tensão de excitação e consequentemente da corrente de excitação. O AVR porém, apenas pode controlar a tensão aos terminais do gerador se a corrente de excitação se encontrar dentro do limite. Uma vez que a corrente de excitação exceda o seu limite, inicia-se o mecanismo de tempo inverso do limitador de sobreexcitação que ao actuar reduz a corrente de excitação para o seu valor limite. No **caso II** após os 76.5 segundos a tensão no barramento 11 é reduzida abaixo do seu valor de pré-contingência devido à acção do OXL do gerador G_3 levando o ULTC a operar novamente só que desta vez a tensão no barramento 11 começa a baixar com o aumento da razão transformação ao invés de aumentar, vários aspectos desta operação instável do ULTC foram investigados em [Vu88, Med87,Oht91,Vu92], a necessidade de mais energia reactiva acaba por fazer actuar o OXL do gerador G_2 . Esta sequência de eventos resulta em instabilidade de tensão, verificando-se a perda do sincronismo do sistema próximo dos 165 segundos. É importante observar que a instabilidade transitória é o resultado, e não a causa, da redução da tensão. A causa da instabilidade de tensão do sistema é a reposição da potência da carga pela operação do ULTC e a limitação das correntes de excitação dos geradores G_2 e G_3 .

4.3.4 - Estudo e análise do caso III

Com a simulação do **caso III**, estuda-se o efeito da modelização das cargas (como impedâncias constantes no barramento 11 e 50% como potência constante e os restantes 50% como motores de indução no barramento 8) e das acções dos diferentes dispositivos, após a ocorrência da perturbação, na avaliação da estabilidade de tensão da rede de teste BPA.

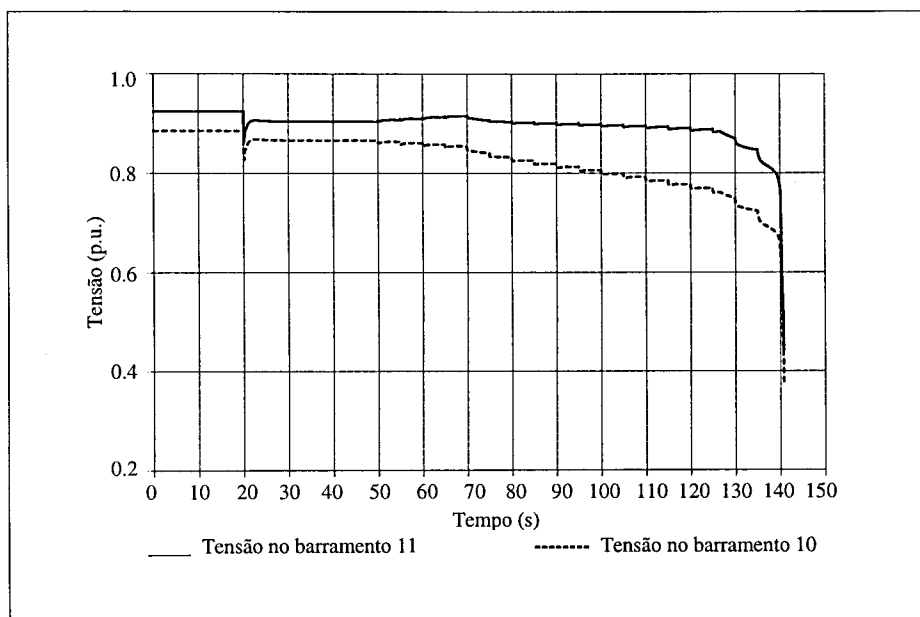
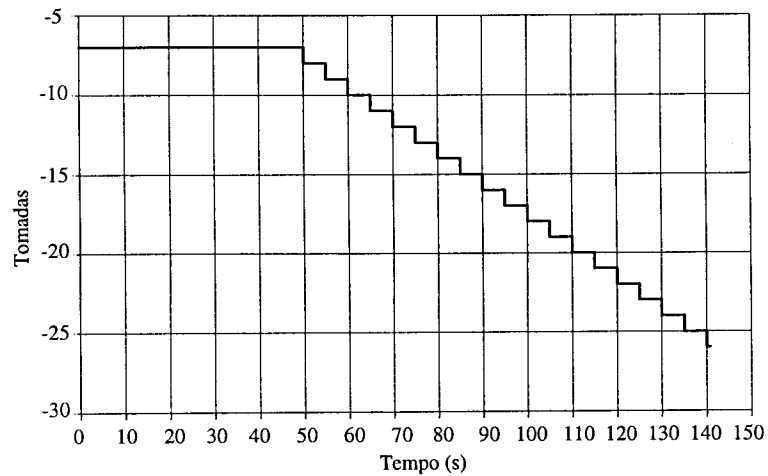
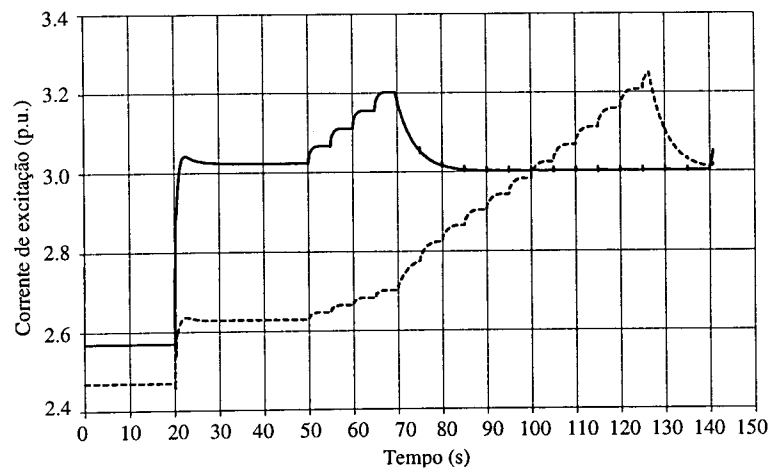


Figura 4.7 – Evolução da tensão nos barramentos 10 e 11

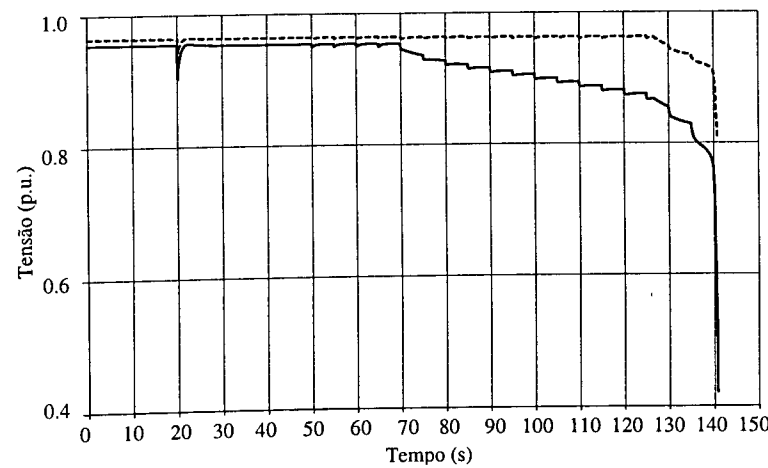
No **caso III**, como se pode analisar na figura 4.7 a evolução da tensão nos barramentos 10 e 11 é muito parecida com a do **caso II**. No entanto, neste caso, a saída de serviço de uma das cinco linhas resulta num problema mais severo de sobreexcitação dos geradores devido ao aumento de energia reactiva consumida pelo motor de indução perante uma diminuição da tensão aos seus terminais (ver figura 2.33 do Capítulo II). O aumento da sobrecarga força os OXLs a actuarem mais rápido do que no **caso II**. O OXL do gerador G_3 actua baixando o valor da corrente de excitação para o seu valor limite próximo dos 70 segundos e o OXL do gerador G_2 actua próximo dos 127 segundos, como é demonstrado na figura 4.8(b). A partir desses instantes a tensão aos terminais de cada gerador deixa de ser controlada pelos AVRs e começa a baixar (figura 4.8(c)). O ULTC a partir dos 50 segundos procura repor a tensão no valor pré-contingência no barramento 11 baixando a sua razão de transformação de 5 em 5 segundos, sem sucesso, até atingir o colapso de tensão (figura 4.8(a)). Neste caso, ao contrário do **caso II**, o OXL do gerador G_3 actua antes do ULTC repor a tensão no seu valor pré-contingência, daí o ULTC não estar parado durante aproximadamente 30 segundos.



(a) — Tomadas do transformador entre o barramento 10 e 11



(b) — Corrente de excitação do gerador G_3 - - - - - Corrente de excitação do gerador G_2



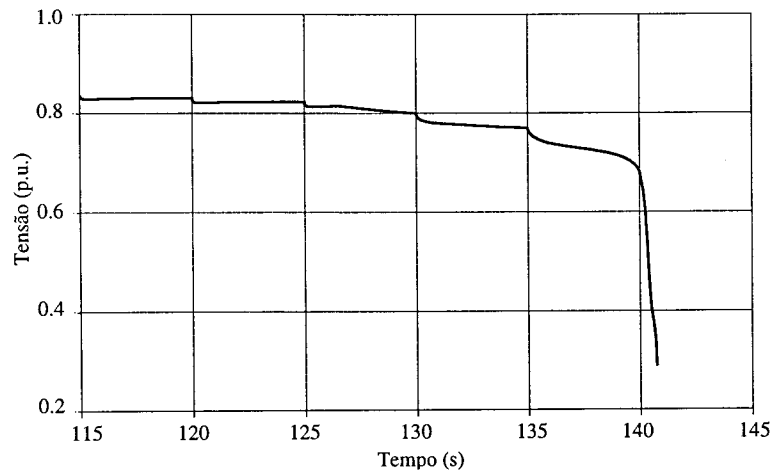
(c) — Tensão no barramento 3 - - - - - Tensão no barramento 2

Figura 4.8 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

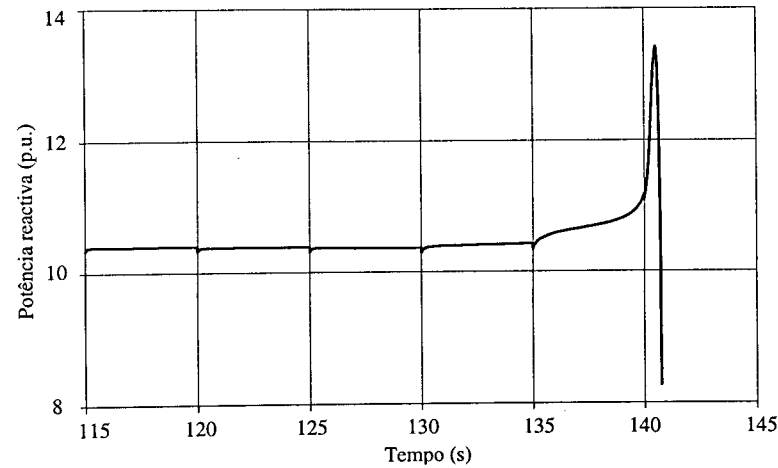
Analisando agora o comportamento do motor de indução através da figura 4.9 verifica-se que devido à diminuição da tensão aos seus terminais (causada pela perturbação e pelas actuações dos OXLs e do ULTC) a potência activa consumida pelo motor se mantém constante praticamente (figura 4.9(c)). O consumo da potência reactiva pelo contrário sofre um aumento muito significativo (figura 4.9(b)). Como se sabe este aumento acarreta uma maior degradação dos níveis de tensão no sistema.

4.3.4.1 – Conclusões

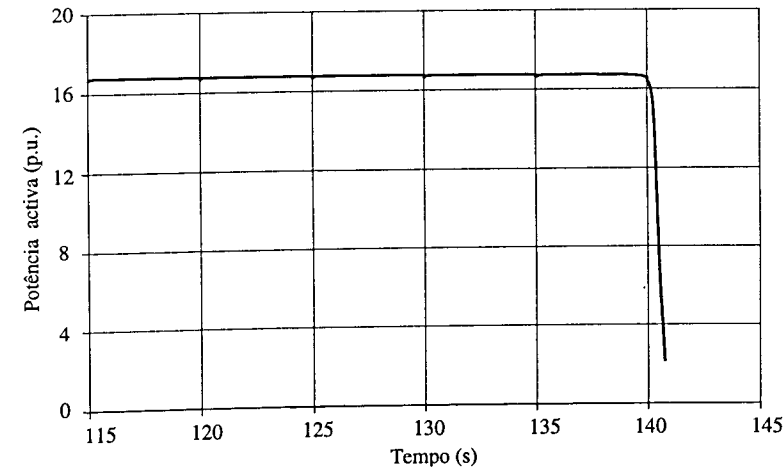
Verifica-se que da sequência de eventos no **caso III** resulta em instabilidade de tensão, com a perda do sincronismo do sistema próximo dos 140 segundos. Em relação ao **caso II**, verifica-se que a instabilidade de tensão ocorre alguns segundos antes devido a carga no barramento 8 ser composta por motores de indução.



(a) — Tensão no barramento 8



(b) — Potência reactiva consumida pelo motor de indução



(c) — Potência activa consumida pelo motor de indução

Figura 4.9 – (a) Evolução da tensão no barramento 8
(b) Evolução da potência reactiva consumida pelo motor de indução
(c) Evolução da potência activa consumida pelo motor de indução

4.4 – Medidas de controlo correctivo face ao colapso de tensão

Após a análise da estabilidade de tensão à rede eléctrica de teste BPA para os três casos estudados, verificou-se que no **caso II** e no **caso III** ocorre colapso de tensão. Com o objectivo de evitar o colapso de tensão na duas situações referidas foi estudada a implementação de duas medidas correctivas, deslastre de cargas e bloqueio das tomadas do transformador com tomadas de regulação em carga situado entre os barramentos 10 e 11.

4.4.1 – Deslastre de cargas

Neste estudo foram realizadas várias simulações para identificar qual o melhor local para proceder ao deslastre de carga e qual o valor mínimo da carga a deslastrar para evitar o colapso da tensão no **caso II** e **III**. Chegou-se à conclusão de que o deslastre de cargas no barramento 11 era suficiente para evitar o colapso quer no **caso II** quer no **caso III**, com a vantagem dos consumidores do barramento 11 serem consumidores residenciais, não se prejudicando com isso a actividade industrial no barramento 8. Em termos do valor da carga a deslastrar várias situações foram analisadas. Como o valor da carga a deslastrar é dependente do instante em que é efectuado o deslastre de cargas. A carga a deslastrar será tanto maior quanto mais tarde se proceder ao deslastre. Optou-se por analisar dois cenários para cada caso, um aos 90 segundos e outro próximo do momento em que se dá o colapso ou seja aos 163 segundos para o **caso II** e aos 140 segundos para o **caso III**.

4.4.1.1 – Deslastre de cargas no caso II

Para o tempo de 90 segundos foram efectuadas várias simulações para encontrar qual o menor valor de carga a deslastrar no barramento 11 por forma a repor as tensões nos barramentos da rede em valores aceitáveis. O menor valor de carga a deslastrar para este caso é de 3.05 % do valor da carga. Posteriormente avaliou-se o comportamento do sistema face ao deslastre de 3.05 % da carga no barramento 11 aos 90 segundos. Escolheu-se os barramentos 8 e 11 para analisar o comportamento da tensão face a este

cenário. Visualizando a figura 4.10 verifica-se que aos 90 segundos há uma grande subida nos valores das tensões como era de esperar devido ao deslastre da carga. Neste instante o consumo de potência activa no barramento 11 também aumenta ligeiramente visto ser uma carga de impedância constante.

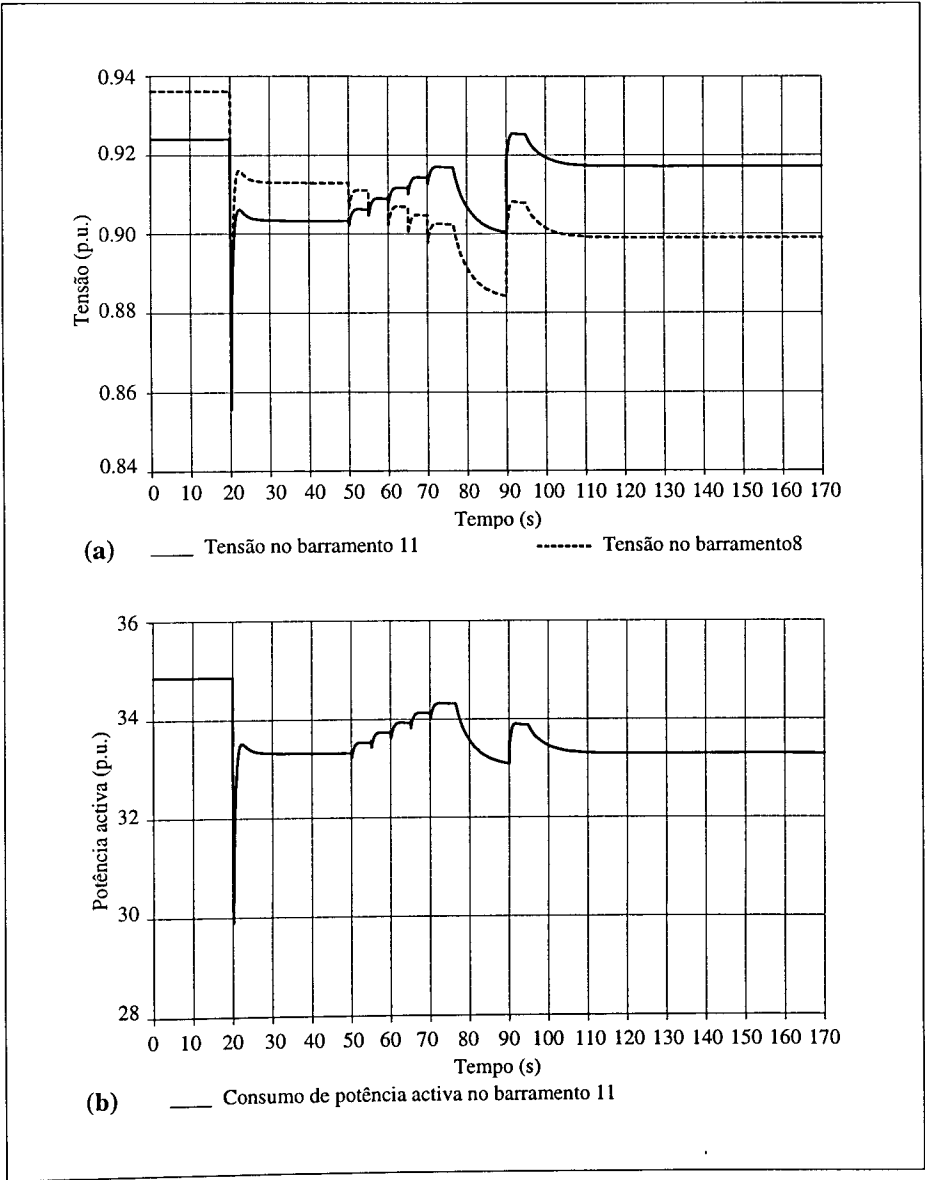


Figura 4.10 – (a) Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 11

Após o deslastre de cargas o ULTC não necessita de voltar a actuar (figura 4.11(a)) e é evitado que o gerador G_2 atinge a sua corrente de máxima excitação mantendo-se constante a tensão aos seus terminais (figura 4.11(b) e (c)). Mesmo com a actuação do OXL do gerador G_3 ante dos 90 segundos, a tensão no barramento 3 depois do deslastre de cargas deixa de baixar e aumenta até se estabilizar (figura 4.11(b) e (c)).

Para este cenário os objectivos foram atingidos uma vez que as tensões nos barramentos estabilizaram próximo dos valores de pré-contingência num curto espaço de tempo.

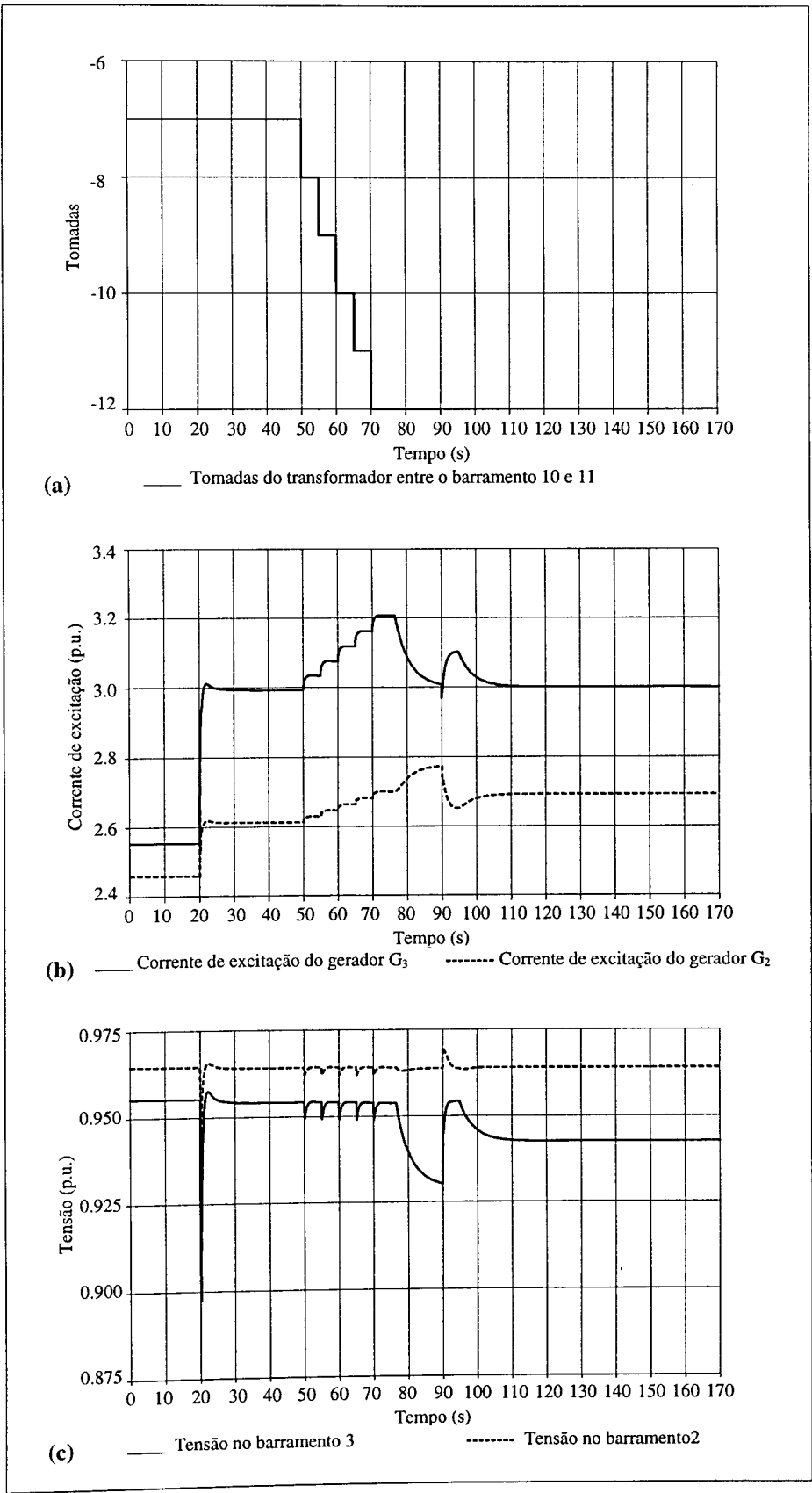


Figura 4.11 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

Como já foi referido no ponto 4.4.1 achou-se importante fazer-se o estudo do deslastre de cargas próximo do instante em que se verifica o colapso. O momento escolhido foi aos 163 segundos. Da mesma forma que no cenário anterior procurou-se saber qual o valor mínimo de potência a deslastrar por forma a repor as tensões nos barramentos da rede em valores aceitáveis. Analisou-se a situação de 7.8 % de deslastre de carga.

Como se pode observar na figura 4.12 este valor é o valor mínimo de deslastre para evita o colapso de tensão, conseguindo repor a tensão no barramento 11 no seu valor pré-contingência. Analisando a tensão no barramento 8 e nos restantes barramentos verifica-se no entanto que as tensões estabilizam em valores muito baixos.

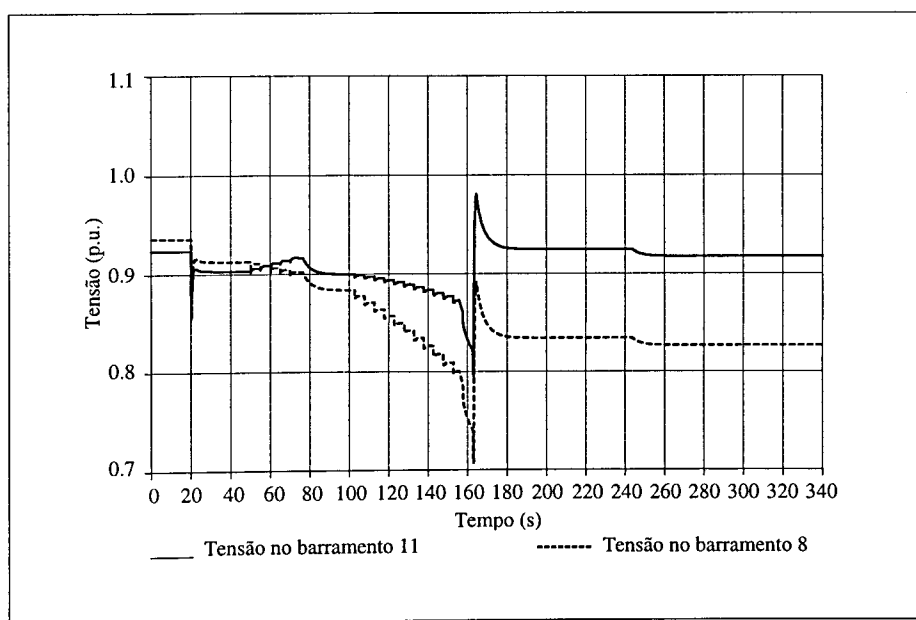


Figura 4.12 – Evolução da tensão no barramento 8 e 11

Procurou-se então um valor de deslastre de cargas que reponha as tensões dos barramentos em valores aceitáveis (próximos de referência), chegando-se à conclusão que é necessário deslastrar 8.1 % da carga. Para este valor como se pode ver na figura 4.13(a) a tensão no barramento 8 retoma o seu valor inicial pré-contingência.

Para este cenário os valores das tensões nos momentos antes do deslastre de cargas são bastante baixos uma vez que o sistema está próximo de atingir um colapso. Notar que com o corte das cargas efectuado a tensão no barramento 11 sobe muito acima do seu valor de pré-contingência (figura 4.13(a)). A evolução do consumo da carga no barramento 11 é semelhante à evolução da tensão nesse barramento, tendo mesmo um pico muito elevado no instante do deslastre de cargas (figura 4.13(b)).

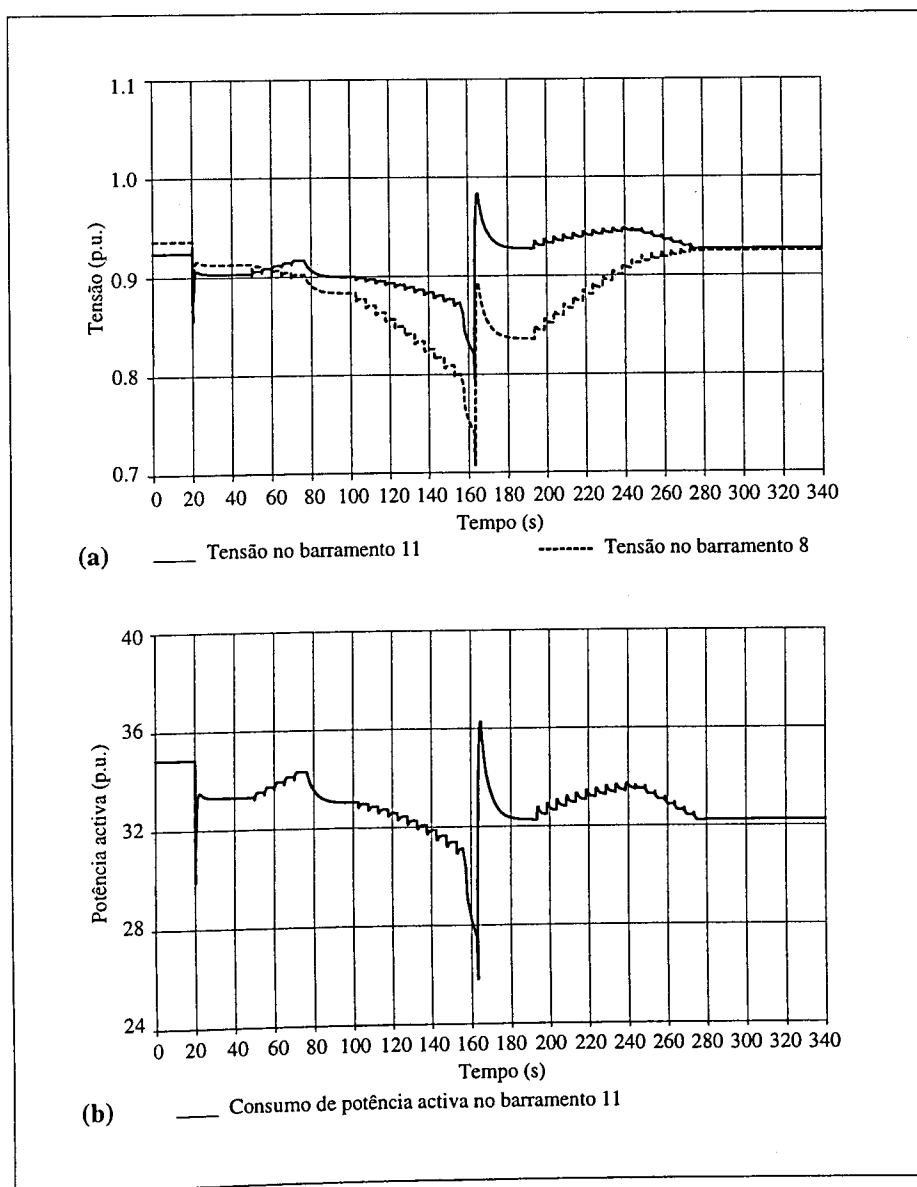
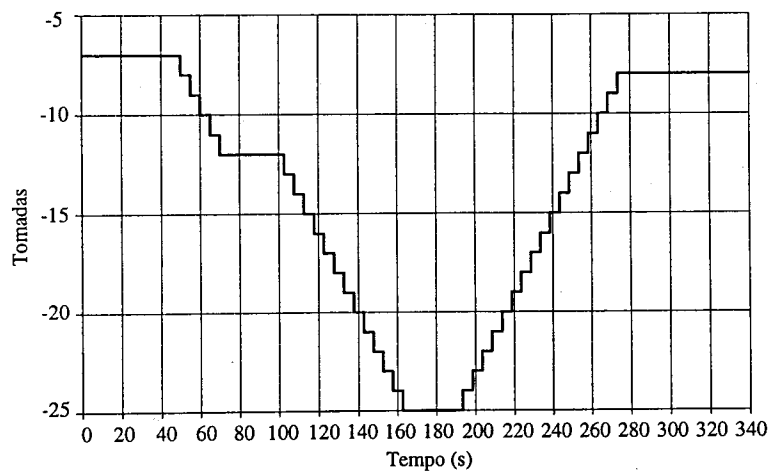
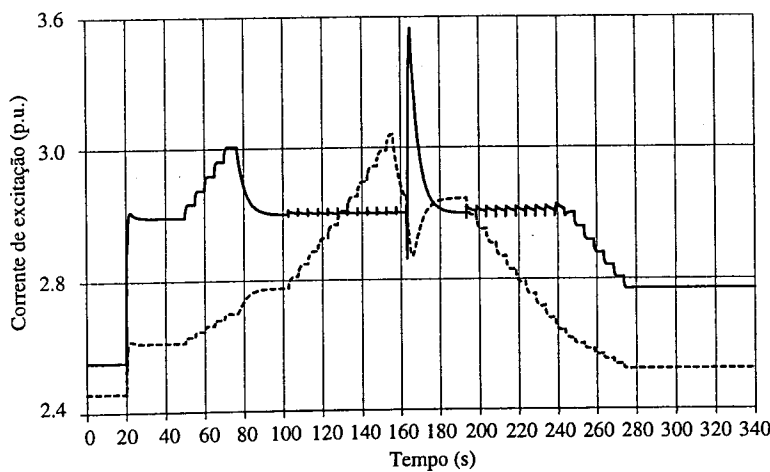


Figura 4.13 – (a) Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 11

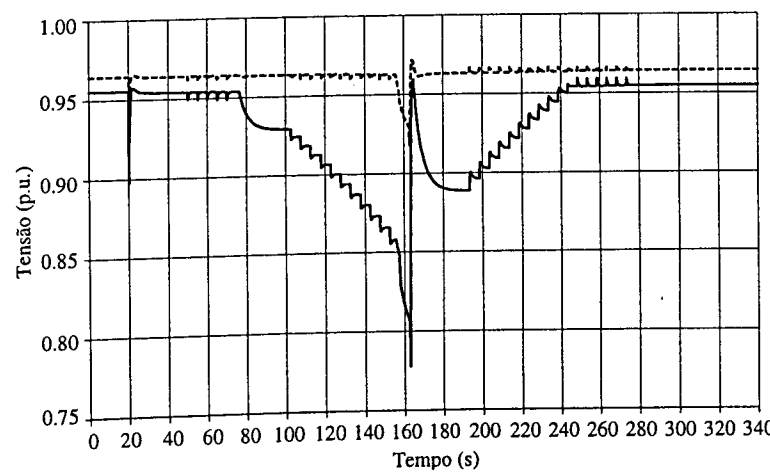
Com a subida da tensão do barramento 11 para um valor superior ao de referência, o ULTC que, até ao 163 segundos estava a baixar a sua razão de transformação para aumentar a tensão, após o deslastre de cargas tem de aumentar a sua razão de transformação (figura 4.14(a)) para baixar a tensão no barramento 11. Este abaixamento só se faz sentir a partir dos 240 segundos, diminuindo assim nesse instante o consumo de potência activa no barramento 11 (figura 4.13(a) e (b)). Analisando agora a corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3 representada na figura 4.14(b), verifica-se que no momento do deslastre de cargas os OXLs dos geradores já tinham actuado, limitando a corrente de excitação. Depois do corte de cargas, diminui a necessidade de energia reactiva, fazendo com que o gerador G_2 , após alguns segundos, diminua a corrente de excitação, mantendo a tensão aos seu terminais. O gerador G_3 mantém a corrente de excitação nos seus limites durante algum tempo e só aos 240 segundos quando o ULTC diminui a tensão no barramento 11 e, consequentemente, o consumo de energia nesse barramento é que começa a diminuir a corrente de excitação e a tensão no barramento 3 aumenta (figura 4.14(c)).



(a) — Tomadas do transformador entre o barramento 10 e 11



(b) — Corrente de excitação do gerador G_3 ----- Corrente de excitação do gerador G_2



(c) — Tensão no barramento 3 ----- Tensão no barramento 2

Figura 4.14 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.4.1.1.1 - Conclusões

Do estudo destes dois cenários verifica-se o quanto é importante, perante perturbações na rede eléctrica que afectam a estabilidade de tensão, o deslastre de cargas. Com a aproximação de um colapso é necessário saber que cargas deslastrar e qual o valor de carga a deslastrar. Quanto mais rápido for o deslastre menor será o valor de carga a deslastrar e a reposição das tensões próximas dos seus valores de referência será feita num espaço de tempo mais curto, para além de sofrerem menores transitórios.

4.4.1.2 – Deslastre de cargas no caso III

Tal como no primeiro cenário do **caso II** foram simulados vários valores de deslastre de cargas aos 90 segundos por forma a encontrar qual o menor valor de carga a deslastrar no barramento 11. Constatando-se como se pode ver na figura 4.15 que com o valor de 3.5 % a tensão no barramento 11 deixa de diminuir e retoma o seu valor pré-contigência. Analisando no entanto a tensão no barramento 8 e nos restantes barramentos verifica-se que as tensões estabilizam em valores demasiado baixos.

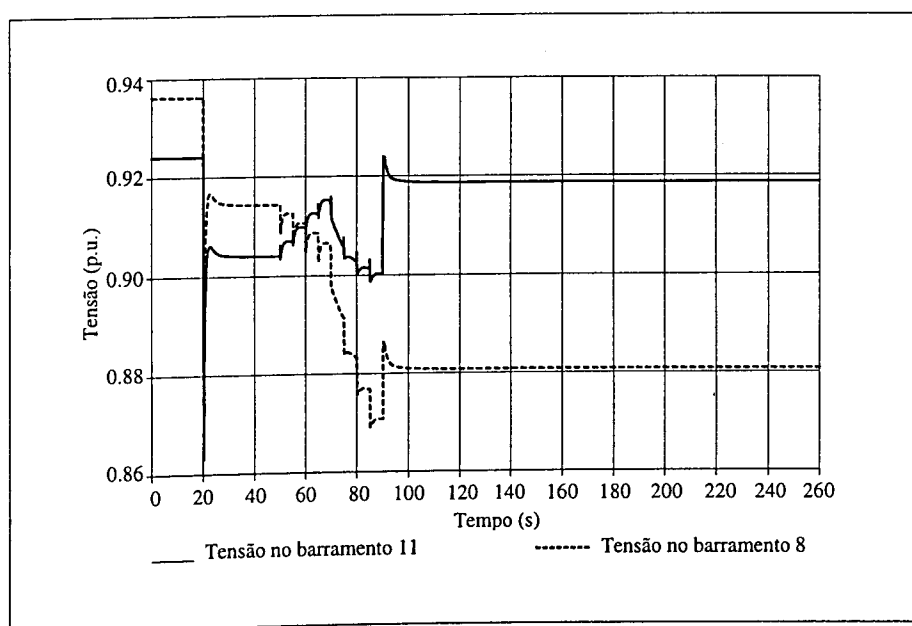


Figura 4.15 – Evolução da tensão no barramento 8 e 11

Procedendo-se a novas simulações chegou-se à conclusão que é necessário deslastrar no mínimo 6 % da carga para se conseguir repor as tensões dos barramentos em valores aceitáveis (próximos de referência).

Como se pode ver na figura 4.16(a) e (b) com o deslaastre de cargas efectuado a tensão no barramento 11 sobe muito acima do seu valor de pré-contingência sendo o comportamento do consumo da carga no barramento 11 semelhante ao da tensão.

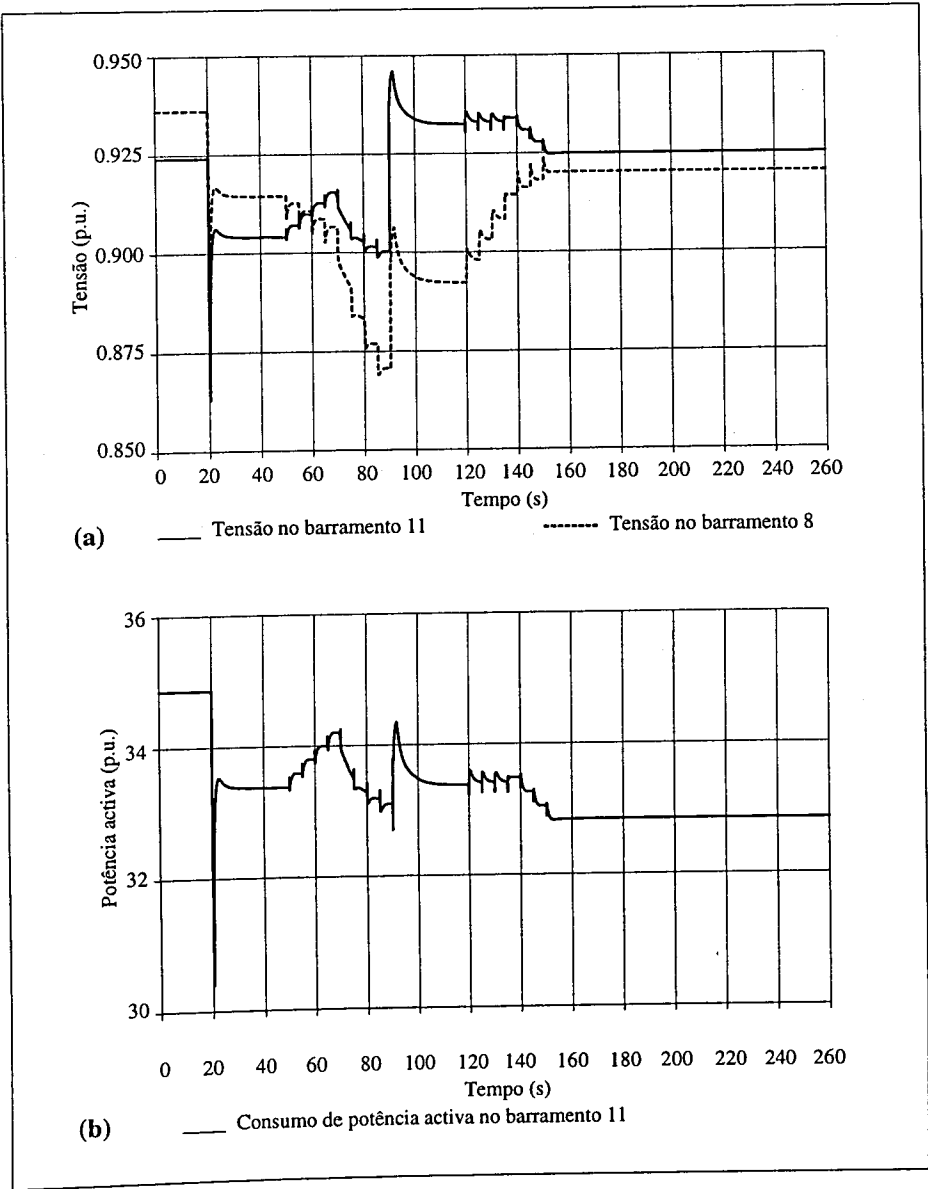
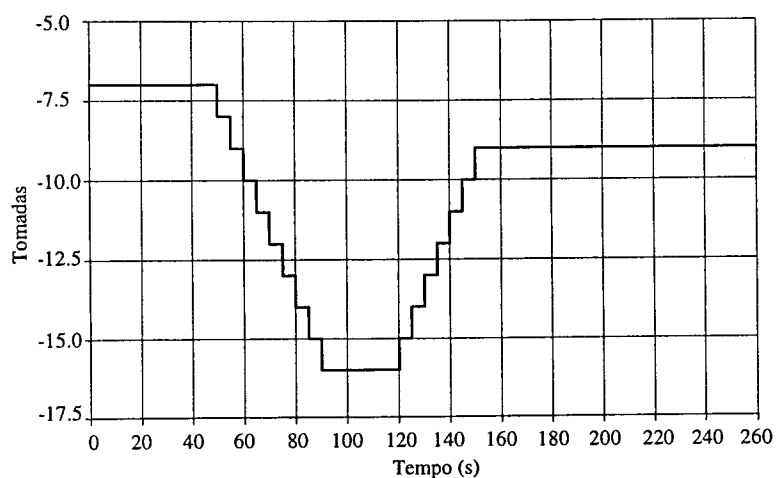
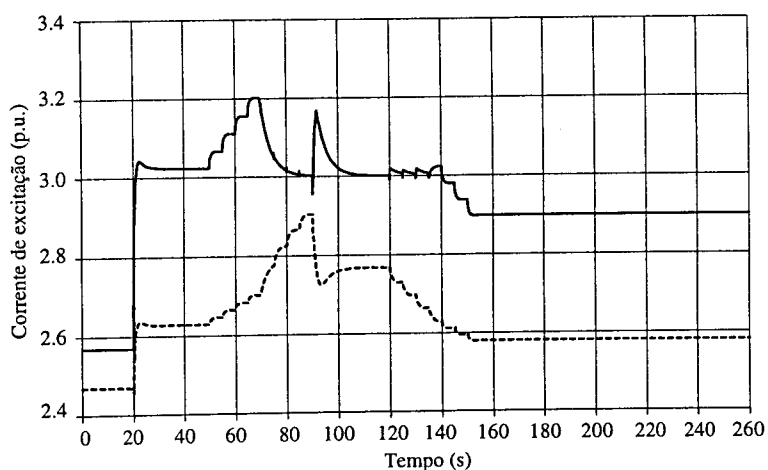


Figura 4.16 – (a) Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 11

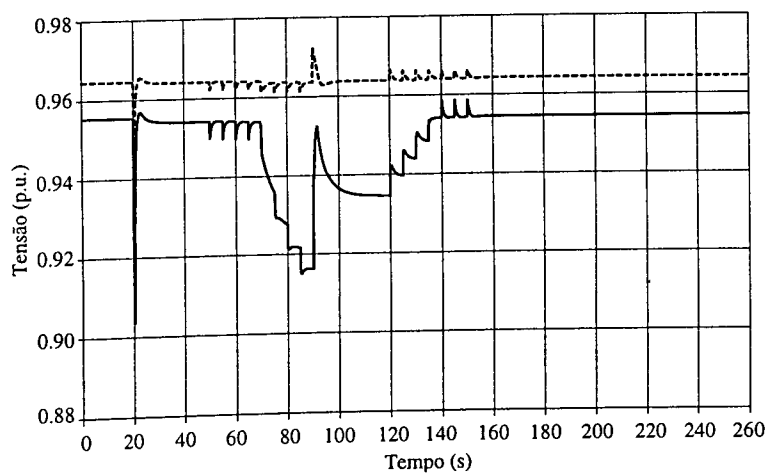
Tal como no segundo cenário do **caso II** o ULTC, após o deslastre de cargas, tem que aumentar a sua razão de transformação (figura 4.17(a)) para baixar a tensão no barramento 11. Este abaixamento só se faz sentir a partir dos 140 segundos, diminuindo assim nesse instante o consumo de potência activa no barramento 11 (figura 4.16(a) e (b)). Analisando agora a corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3 representada na figura 4.17(b), verifica-se que antes do deslastre de cargas o OXL do gerador G_3 actuou limitando a sua corrente de excitação. Após o deslastre de carga o gerador G_3 mantém a corrente de excitação no seu valor limite durante alguns segundos e só aos 140 segundos, quando o ULTC diminui a tensão no barramento 11 e consequentemente o consumo de energia nesse barramento é que começa a diminuir a corrente de excitação e aumenta a tensão no barramento 3 (figura 4.14(c)). Com o deslastre aos 90 segundos evita-se que o gerador G_2 atinja a sua corrente máxima de excitação, mantendo-se constante a tensão aos seus terminais (figura 4.14(c)).



(a) — Tomadas do transformador entre o barramento 10 e 11



(b) — Corrente de excitação do gerador G_3 - - - - - Corrente de excitação do gerador G_2



(c) — Tensão no barramento 3 - - - - - Tensão no barramento 2

Figura 4.17 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

Por ultimo falta analisar o segundo cenário do **caso III** que é o deslastre de cargas próximo do acontecimento de colapso de tensão efectuado aos 140 segundos. Procurou-se o valor de deslastre que reponha todas as tensões da rede em valores aceitáveis, sendo esse valor de 10 %.

Analizando as figuras 4.18 e 4.19 deste cenário verifica-se que o sistema se comporta de forma idêntica ao segundo cenário do **caso II**

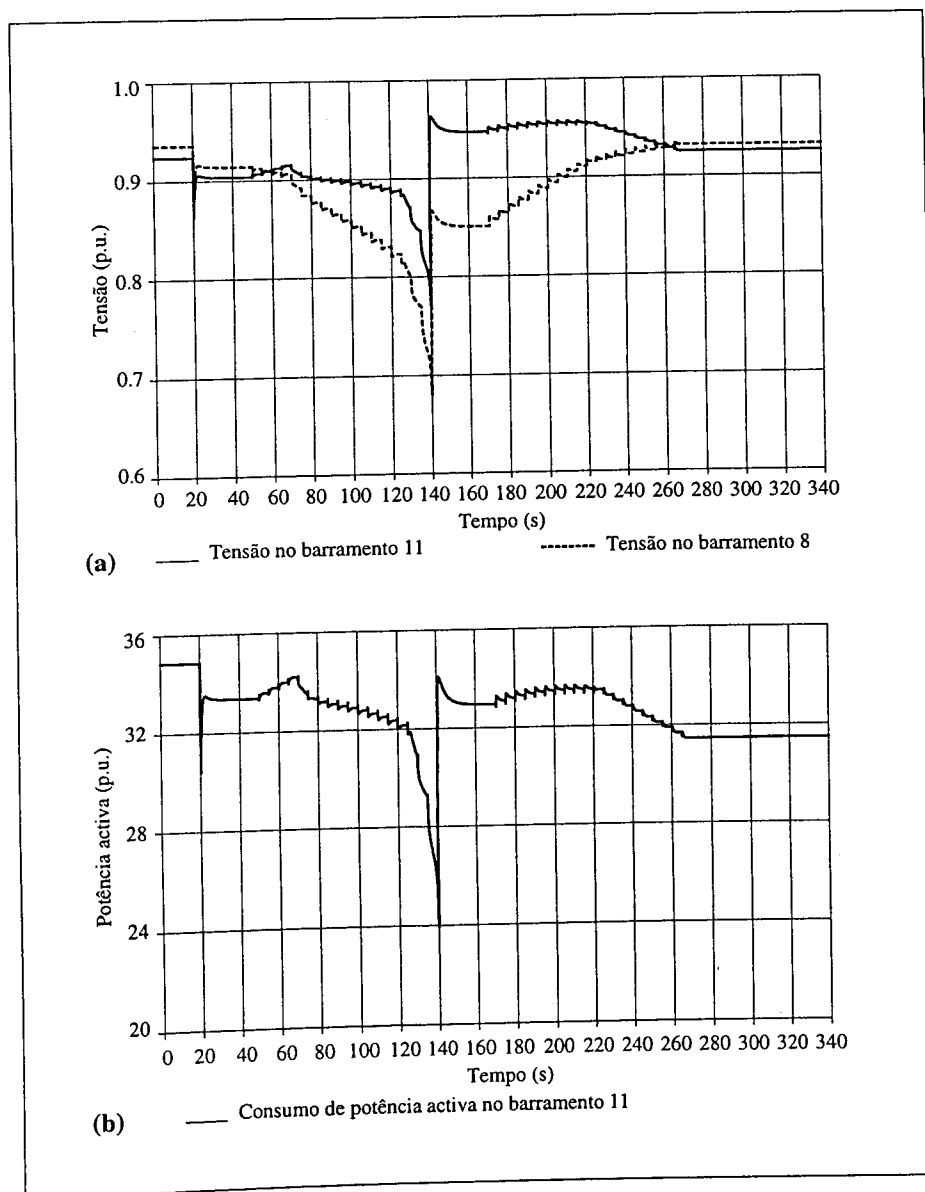


Figura 4.18 – (a) Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11
(b) Evolução do consumo de potência activa no barramento 11

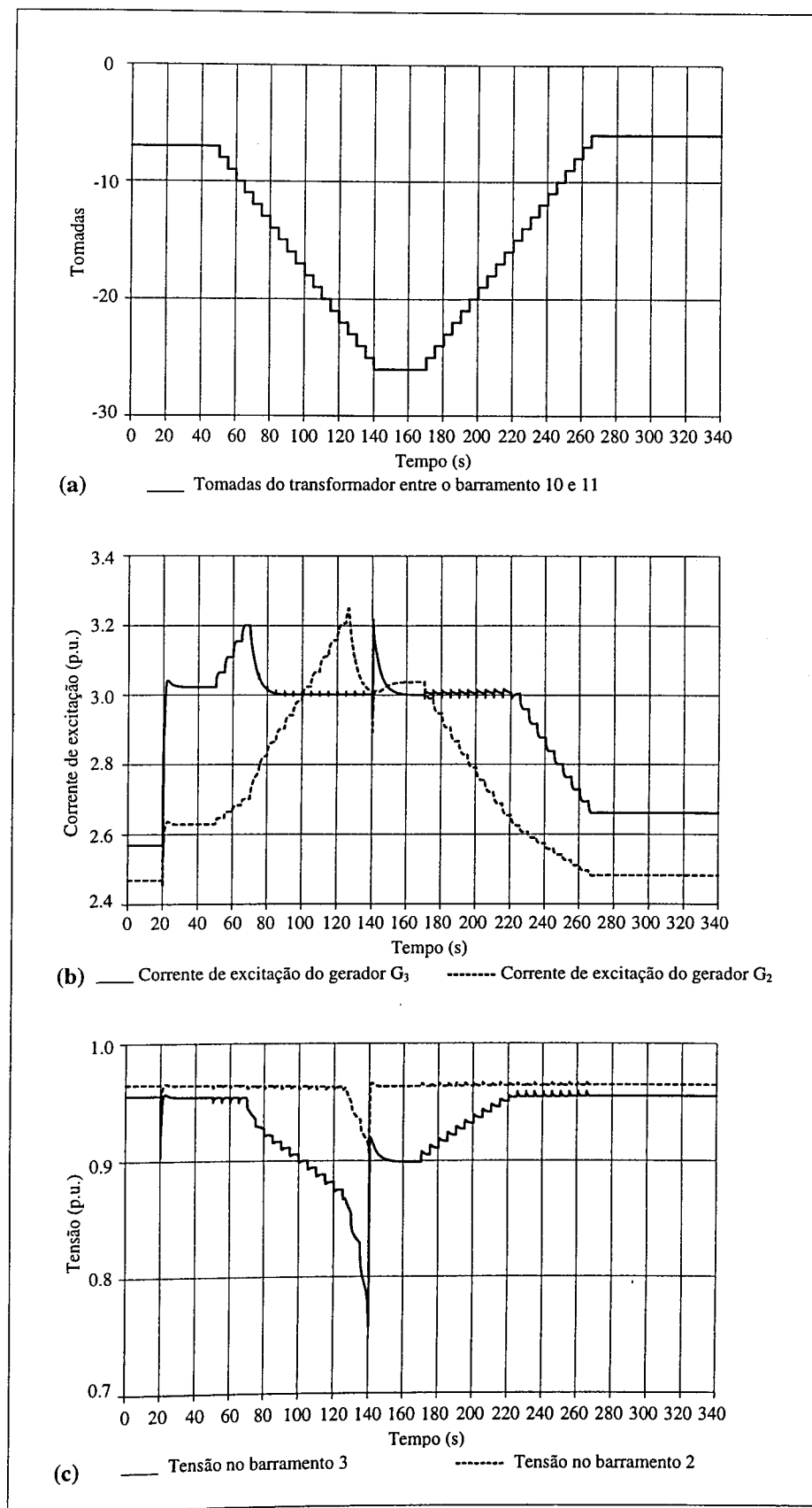


Figura 4.19 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
 (b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
 (c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.4.1.2.1 - Conclusões

Analizando os dois cenários do **caso III** conclui-se que, tal como no **caso II**, o momento em que é efectuado o deslastre de cargas é muito importante. Quanto mais rápido for feito o deslastre menores consumidores serão afectados, para além do restabelecimento das tensões ser feita de forma mais rápida e com menores transitórios. No caso III quanto a tensão no barramento 8 atingir um valor bastante baixo como acontece no segundo cenário antes do deslastre de cargas ocorrer, os motores de indução vão aumentar muito o seu consumo de energia reactiva piorando ainda mais a estabilidade de tensão do sistema, nestes casos é muito importante realizar o deslastre de cargas antes da tensão aos terminais dos motores baixar demasiado. Comparando os cenários do **caso II** com os do **caso III** verifica-se que para os mesmos cenários o **caso III** necessita de um maior valor de deslastre de cargas para evitar o colapso, como era de esperar devido à modelização da carga de cada caso.

4.4.2 - Bloqueio das tomadas do transformador com tomadas de regulação em carga

A análise da estabilidade de tensão efectuada aos **casos II e III** (em 4.3.3 e 4.3.4) mostra que o ULTC entre os barramentos 10 e 11 após a saída de serviço da linha tende a repor a tensão no barramento 11 dentro dos valores pré-contingência, aumentando assim a carga nesse barramento contribuindo para o colapso do sistema.

Com este estudo pretende-se usar o bloqueio das tomadas do ULTC para evitar a instabilidade de tensão do sistema, nos **casos II e III**. Uma vez que as cargas do barramento 11 são sensíveis ao valor da tensão, um abaixamento do valor da tensão implica uma diminuição no valor da carga.

4.4.2.1 – Bloqueio do ULTC no caso II

Da análise da estabilidade de tensão realizada ao **caso II** no ponto 4.3.3, conclui-se que um dos melhores momentos para bloquear as tomadas do ULTC será por volta dos 82 segundos depois da contingência da linha (ou seja aos 102 segundos), uma

vez que após este instante volta a ser necessária actuação do ULTC dado que a tensão no barramento 11 desceu abaixo de 0.922 p.u. devido há actuação do OXL do gerador G_3 que limita a produção de energia reactiva.

Da simulação do bloqueio das tomadas do ULTC aos 82 segundos após a contingência da linha, obtiveram-se as evoluções das tensões representadas na figura 4.20, podendo-se observar que as tensões estabilizaram nos barramentos 8 e 11.

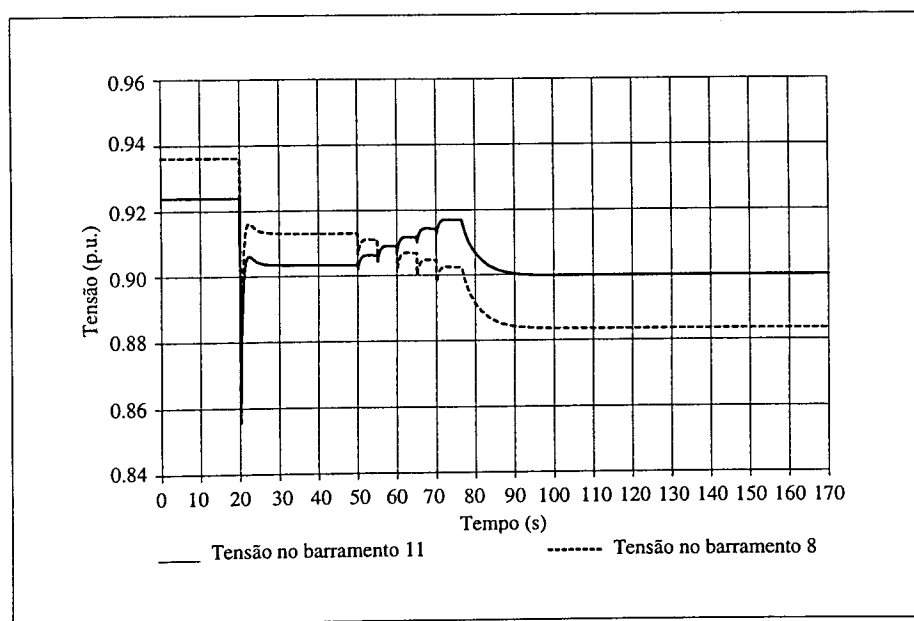


Figura 4.20 – Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11

Comparando as figuras 4.6 e 4.21 verifica-se que ao fazer-se o bloqueio das tomadas do ULTC aos 102 segundos impede-se que o ULTC volte a actuar, evitando-se assim o aumento da procura de energia reactiva. A corrente de excitação do gerador G_2 deixa de aumentar, não chegando a atingir o seu valor máximo, permanecendo a tensão aos seus terminais constante. A corrente de excitação do gerador G_3 está a ser controlado desde os 76.5 segundos pelo OXL devido a ter ultrapassado o seu valor máximo. A tensão aos terminais do gerador deixa de baixar e estabiliza com o bloqueio das tomadas do ULTC.

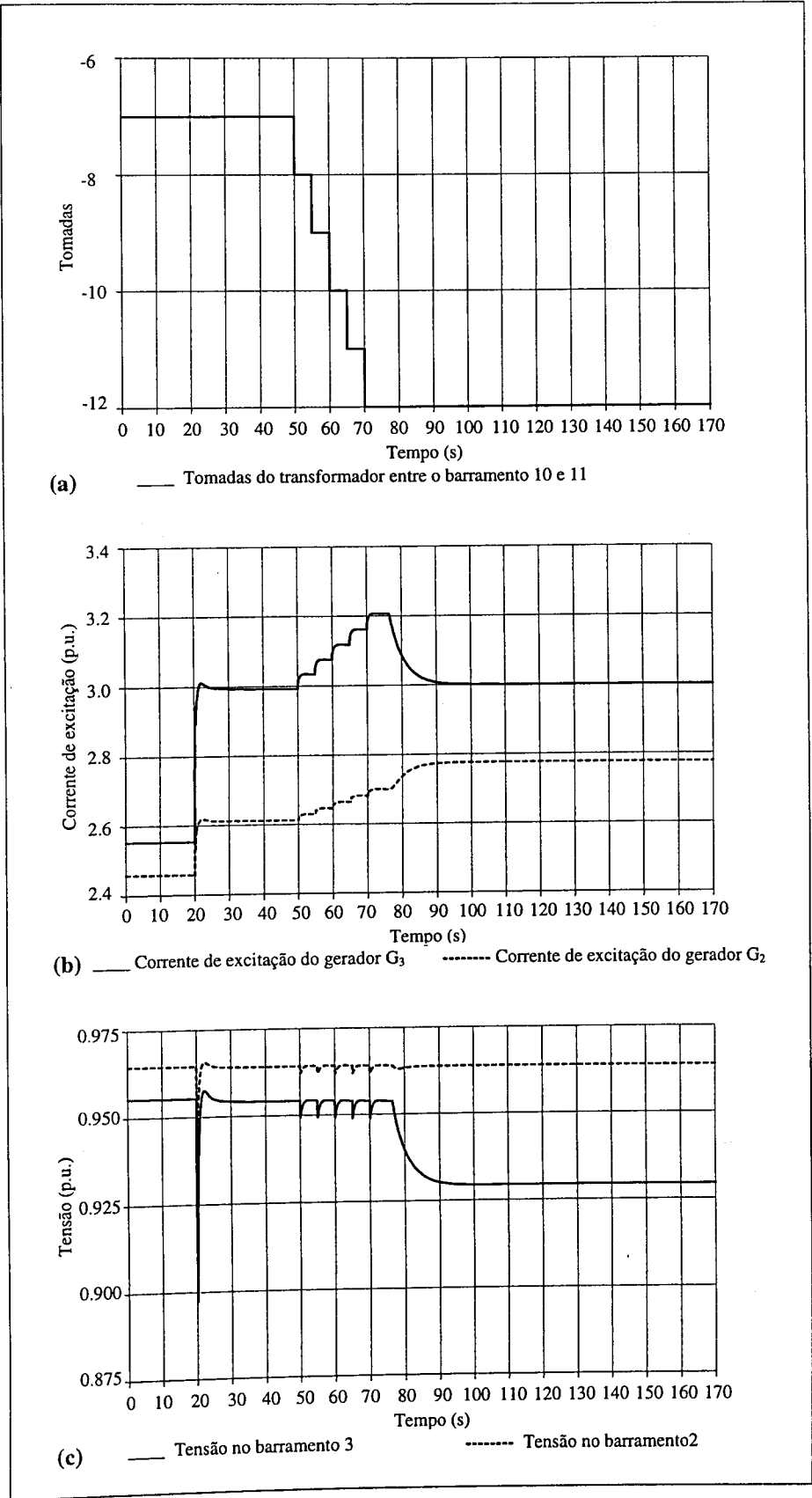


Figura 4.21 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.4.2.1.1 - Conclusões

Como facilmente se pode concluir o momento em é efectuado o bloqueio das tomadas do ULTC é de extrema importância. Se no **caso II** analisado, o bloqueio da tomada do transformador for realizado para um tempo superior aos 82 segundos, verifica-se que as tensões do sistema também estabilizarão, só que quanto mais tempo se demorar a fazer o bloqueio menor será o valor das tensões, podendo atingir valores inaceitáveis.

4.4.2.2 – Bloqueio do ULTC no caso III

Dos resultados da análise da estabilidade de tensão efectuada ao **caso III**, no ponto 4.3.4 verificou-se que devido as cargas serem constituída por motores de indução, os OXLs dos geradores G_2 e G_3 após a saída de serviço da linha foram obrigados a actuar mais rapidamente do que no **caso II**, contribuindo para que o colapso do sistema neste caso aconteça alguns segundos antes. Por estes motivos se se pretender fazer um bloqueio das tomadas do ULTC para que as tensões estabilizem nos valores obtidos no bloqueio do **caso II** (aos 102 segundos), terá de se efectuar o bloqueio aos 60 segundos depois da contingência da linha (ou seja aos 80 segundos).

Da simulação do bloqueio das tomadas do ULTC aos 60 segundos após a contingência da linha, obtiveram-se as evoluções das tensões nos barramentos 8 e 11 representadas na figura 4.22. Através das figuras 4.22 e 4.20 pode-se ver que são necessário tempos de bloqueios diferentes nos dois casos para que as tensões nos barramentos 8 e 11 estabilizem em valores muito próximos. Comparando as figuras 4.23 e 4.21 verifica-se que são muito parecidas, com a excepção do ULTC no **caso III** que realiza mais mudanças de tomadas antes do bloqueio.

4.4.2.2.1 - Conclusões

Dos estudos realizados demonstra-se o quanto é importante efectuar o bloqueio das tomadas do ULTC em redes em que predominem cargas sensíveis ao valor da tensão, uma vez que o tempo que a carga demora a atingir o seu valor nominal é muito maior do que no caso em que não existe bloqueio das tomadas. Assim, após a saída de serviço da linha a carga no barramento 11 é menor, durante um período de tempo superior, havendo condições para que o sistema não se torne instável. Também foi importante verificar que o tempo em que deve ser feito o bloqueio das tomadas depende do tipo das cargas da rede, devendo ser sempre efectuado o mais rápido possível para que o valor das tensões da rede não sejam demasiado baixas.

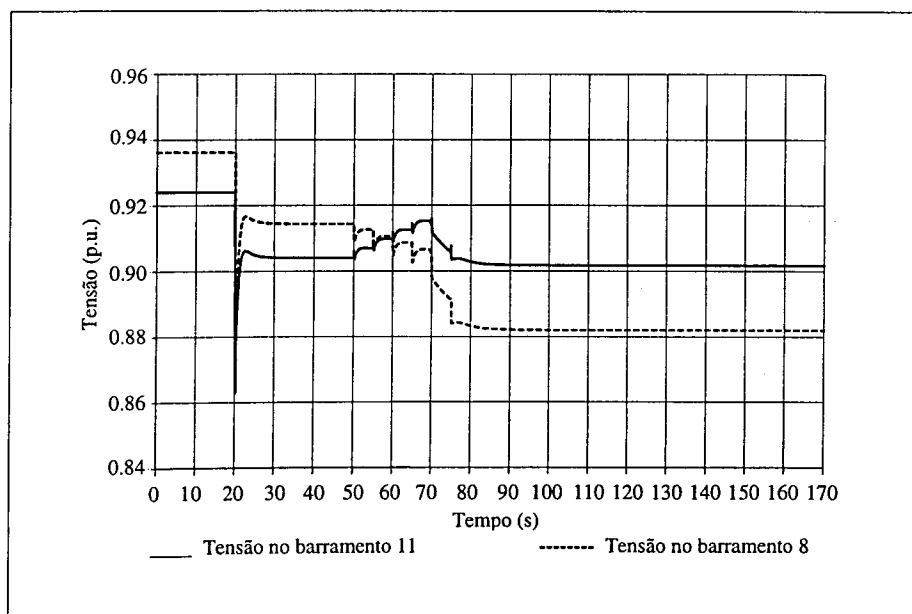


Figura 4.22 – Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11

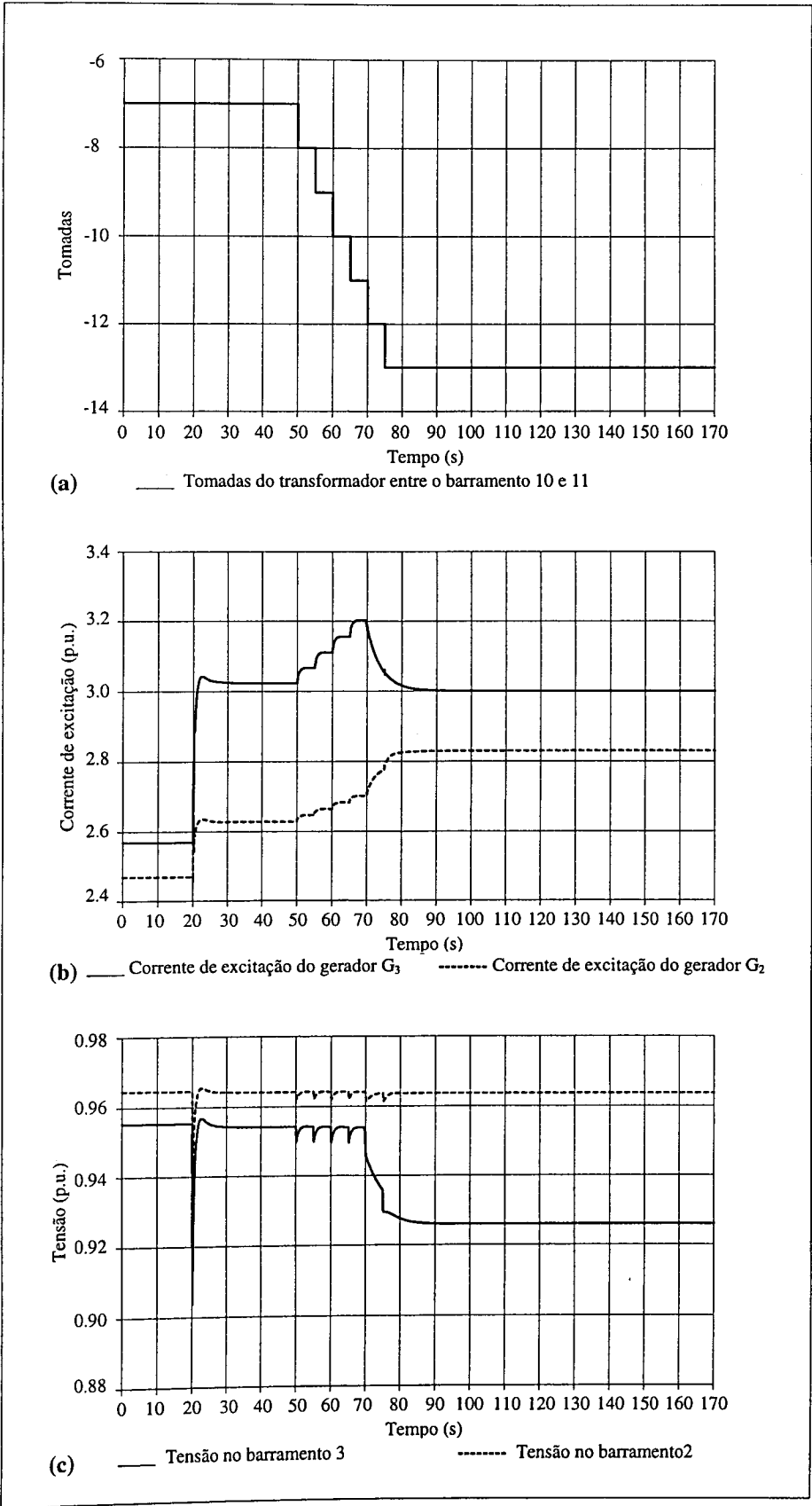


Figura 4.23 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.5 - Medida de controlo preventivo face ao colapso de tensão

A rede eléctrica de teste BPA está a ser explorada perto dos seus limites, Como se pode ver através dos resultados do trânsito de potência nas tabelas 4.2 e 4.3. Como consequência encontra-se exposta a riscos de instabilidade de tensão no caso de ocorrer uma contingência. Com o intuito de aumentar a capacidade de transporte da rede por forma a diminuir o risco de colapso, optou-se pela compensação série utilizada em linhas longas de muito alta tensão (as linhas de transmissão da rede BPA têm 200 km e são de 500 kV). A compensação série tem por objectivo reduzir a impedância da linha de transporte fazendo com que seja reduzida a diferença de ângulo da tensão nos dois extremos da linha o que favorece a estabilidade de tensão [Per02].

4.5.1 – Compensação série nas linhas de transmissão

Neste estudo realizado para as condições do **caso III**, a colocação de baterias de condensadores em série foi efectuada nas cinco linhas de transmissão em paralelo entre os barramentos 6 e 7.

Com o intuito de colocar a rede numa zona de funcionamento estável, várias simulações foram realizadas, para determinar qual o valor de compensação série a usar. Concluiu-se que 5 % de compensação série é suficiente.

Como se pode analisar através das figuras 4.24 e 4.25, 5 % de compensação série aumenta a capacidade de transmissão da rede de tal forma que perante a perturbação originada pela saída de serviço da linha deixa de haver colapso de tensão, sofrendo apenas o sistema uma pequena queda de tensão ao qual o ULTC responde (figura 4.25(a)) por forma a repor a tensão no barramento 11 no seu valor de referência.

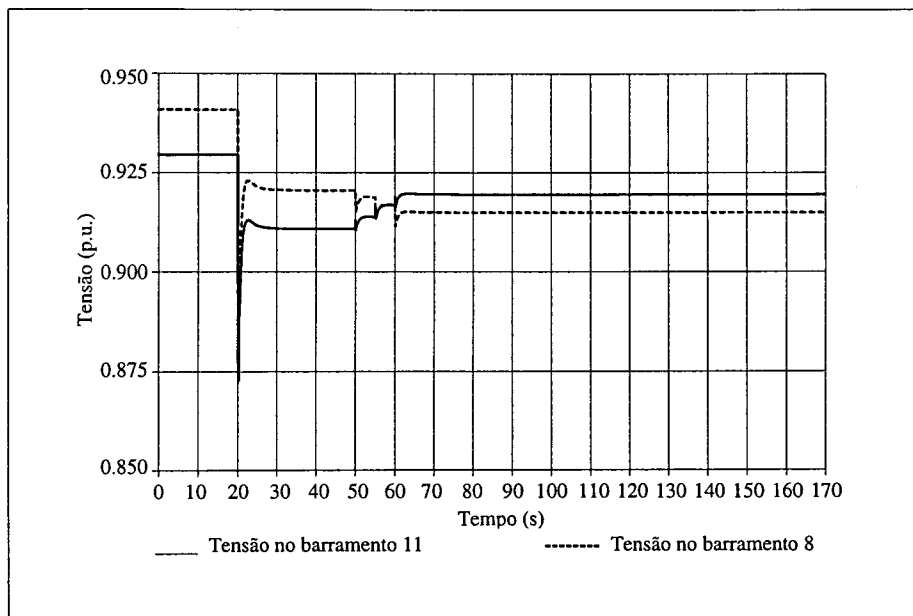


Figura 4.24 – Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11

Uma vez que o que se pretende é implementar uma medida de controlo preventivo à rede de teste BPA contra o colapso de tensão para se aumentar a segurança da rede, decidiu-se verificar, se perante uma perturbação mais severa, saída de uma segunda linha de serviço entre os barramentos 6 e 7, 15 segundos após a primeira, qual a percentagem necessária de compensação série para que a rede mantenha a estabilidade de tensão.

Os 5 % que satisfaziam a ocorrência de uma contingência são insuficientes perante a saída de serviço de duas linhas, sendo necessário 30 % de compensação série.

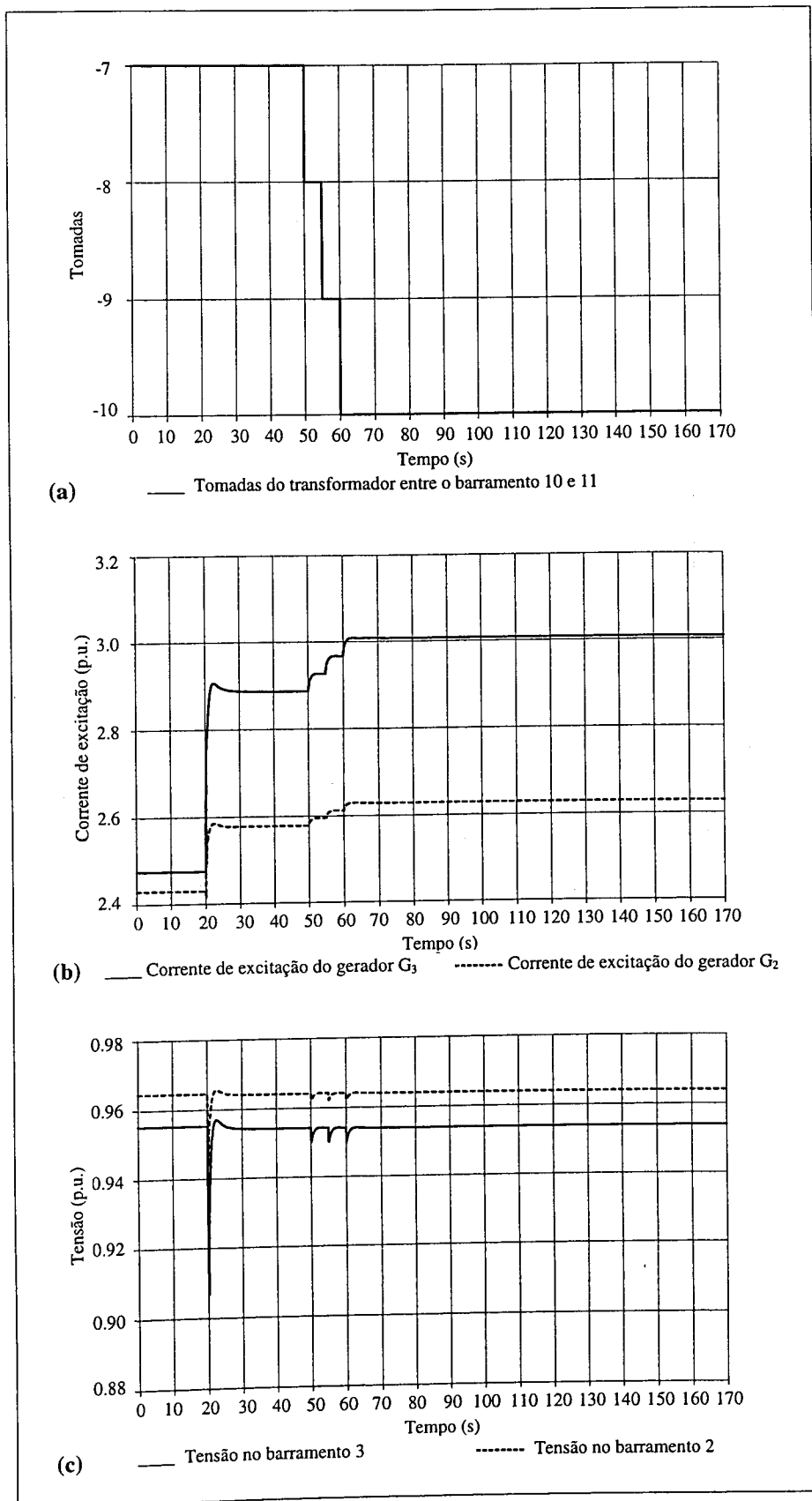


Figura 4.25 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
 (b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_1
 (c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

As figuras 4.26 e 4.27 mostram o cenário das contingências das duas linhas perante 30 % de compensação série. Como se pode visualizar, com a compensação série os valores das tensões nos barramentos antes das perturbações são mais elevados e mesmo após a ocorrência da saída de serviço das duas linhas a tensão no barramento 11 é superior ao seu valor de referência, não sendo necessária actuação do ULTC (figura 4.27(a)).

4.5.1.1 - Conclusões

Para sistemas que operam perto dos seus limites, constituídos por linhas longas e de muito alta tensão, como é o caso da rede eléctrica BPA. A utilização da compensação série é fundamental uma vez que aumenta a capacidade de transporte do sistema permitindo a alimentação de um maior número de cargas sem reforçar o sistema de transporte. Neste estudo verificou-se o quanto a compensação série é eficaz no combate à instabilidade de tensão nos sistemas perante a ocorrência de graves perturbações.

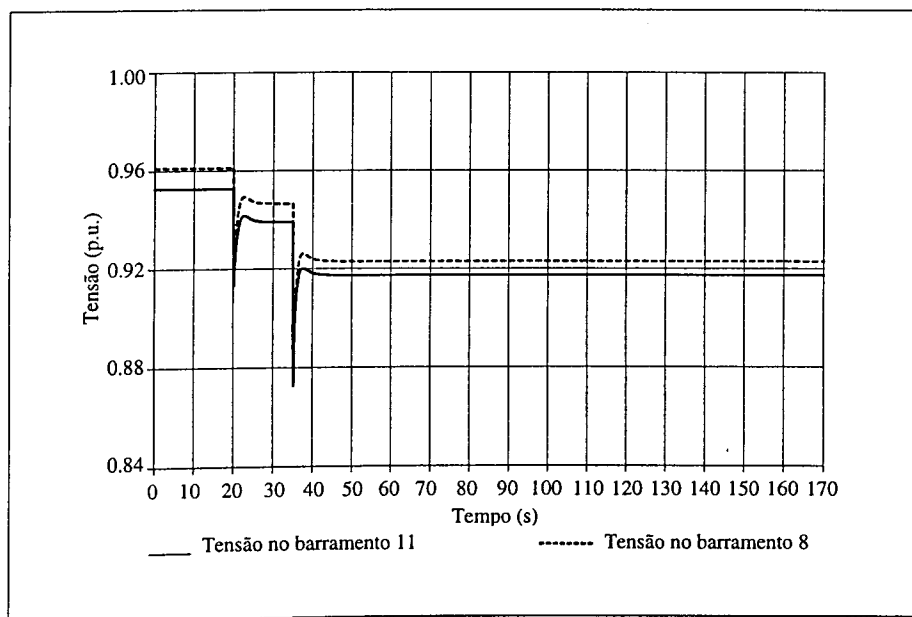


Figura 4.26 – Evolução da tensão nos barramentos 8 e 11

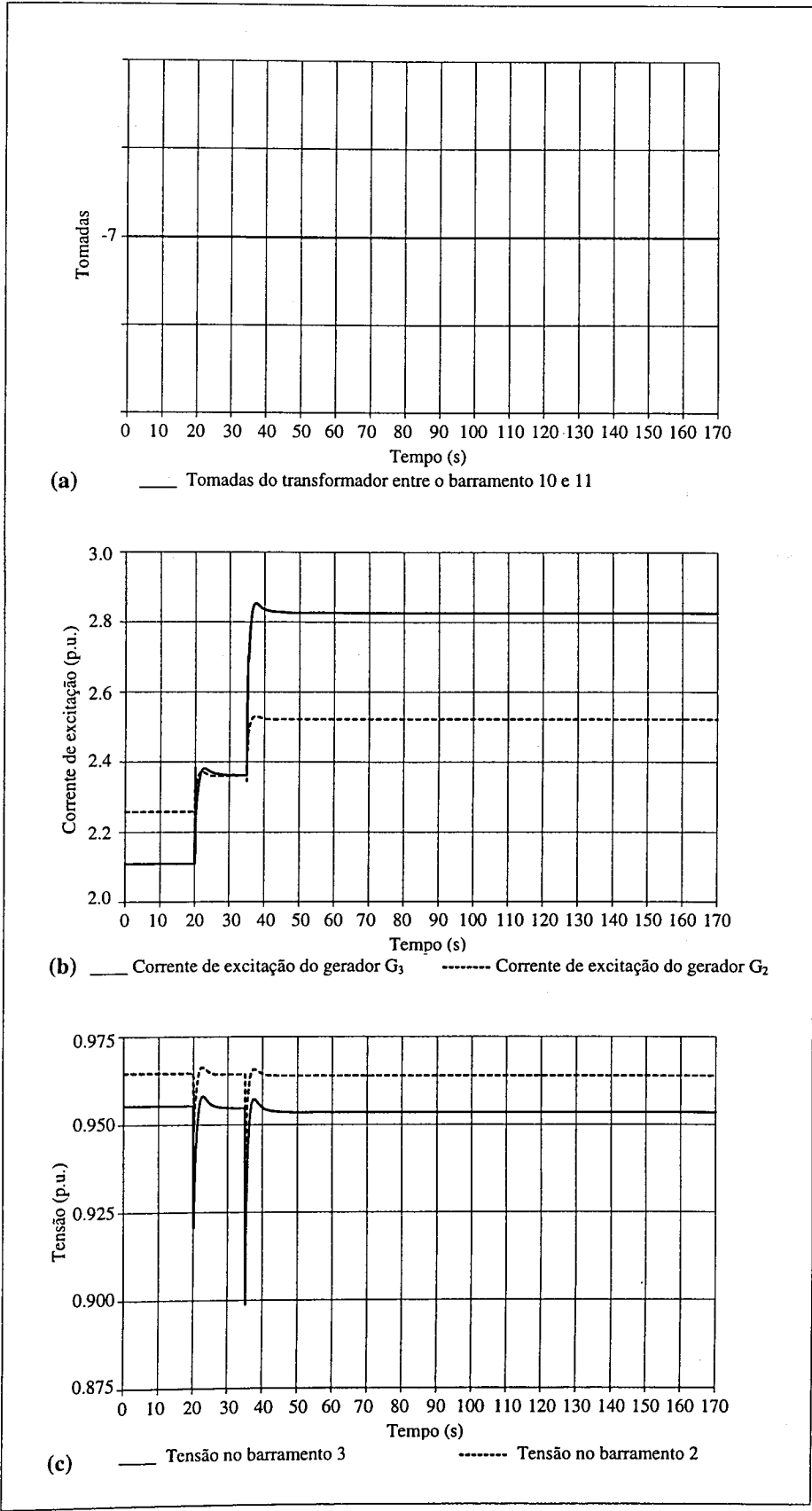


Figura 4.27 – (a) Tomadas do ULTC entre os barramentos 10 e 11
(b) Evolução da corrente de excitação dos geradores G_2 e G_3
(c) Evolução da tensão nos barramentos 2 e 3

4.6 – Conclusões

Neste capítulo estudou-se e analisou-se a estabilidade de tensão, em regime dinâmico, da rede eléctrica BPA, para três casos diferentes de modelização da carga. Mostrou-se assim o quanto é importante conhecer o comportamento das cargas em relação à tensão na avaliação da estabilidade de tensão. Também foi analisado o comportamento e a contribuição dos diversos componentes da rede eléctrica (geradores, ULTC, AVR, OXL, cargas), para o fenómeno da instabilidade de tensão, perante a simulação de uma perturbação.

Com o objectivo de evitar o colapso de tensão, após a ocorrência de uma perturbação na rede eléctrica foi estudada a implementação de duas medidas correctivas, deslastre de cargas e bloqueio das tomadas do ULTC. Para os casos em estudo estas duas medidas foram eficazes, uma vez que a rede regressou ao seu estado normal de funcionamento.

A rede eléctrica BPA é explorada perto dos seus limites, encontrando-se consequentemente exposta ao fenómeno de instabilidade de tensão no caso de ocorrer uma contingência. Com o objectivo de antecipar uma situação crítica que se avizinhava optou-se por utilizar a compensação série como medida de controlo preventivo. A utilização da compensação série reduz a impedância da linha de transporte, aumentando assim a capacidade de transporte da rede favorecendo a estabilidade de tensão.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

5.1 – Conclusões

Para finalizar, poder-se-á concluir que o contributo dado por este trabalho ao estudo e análise de estabilidade de tensão nos sistemas de energia eléctrica, pode ser sintetizado nos seguintes pontos:

- apresentação do estado da arte;
- estabelecimento dos modelos dos diversos componentes da rede;
- utilização do modelo global do sistema usado pelo pacote de programas computacionais EUROSTAG no estudo da estabilidade de tensão da rede de teste BPA;

- obtenção de soluções relativas a estabilidade de tensão, aplicando o pacote de programas computacionais EUROSTAG à rede de teste BPA, para diferentes cenários de exploração;
- definição de medidas de controlo correctivo (deslastre de cargas e bloqueio das tomadas dos transformadores) e preventivo (compensação série das linhas de transmissão), que permitem evitar o colapso de tensão na rede de teste utilizada com base no estudo realizado.

5.2 – Propostas para futuros desenvolvimentos

Por forma a desenvolver e melhorar o âmbito do trabalho realizado sugere-se que futuramente sejam incluídos os seguintes aspectos:

- nas medidas de controlo preventivo, relacionadas com a compensação série em linhas de transmissão, analisar o efeito da actuação dos tiristores;
- estudo e análise da estabilidade de tensão utilizando outros pacotes de programas computacionais;
- consideração de situações de desequilíbrio nas fases;
- análise do fenómeno de colapso de tensão, considerando outras redes de teste.

Nos pontos seguintes analisa-se de uma forma muito reduzida cada um destes aspectos.

5.2.1 – Compensação série controlada por tiristores

Utilizar como medidas preventiva a compensação série em linhas de transmissão controlada por tiristores TCSC, uma vez que é uma tecnologia recente que possui uma

resposta extremamente rápida e uma capacidade de suportar sobrecargas durante um curto período. Estas duas propriedades fazem com que o TCSC seja indicado como medida de prevenção para evitar a instabilidade de curto-termo e de longo-termo [CIG95b].

5.2.2 - Estudo e análise da estabilidade de tensão utilizado outros pacotes de programas computacionais

Utilizar os resultados obtidos por outros pacotes de programas computacionais, como por exemplo o PSAPAC e o PSS/E juntamente com o EUROSTAG para efectuar uma análise comparativa das soluções produzidas por forma a tirar conclusões de interesse para o planeamento e condução dos sistema de energia eléctrica [CIG95a].

5.2.3 – Consideração de situações de desequilíbrio nas fases

Estudo e análise da estabilidade de tensão, em regime dinâmico, em sistemas de energia eléctrica, considerando situações de desequilíbrio nas fases, provocadas por cargas ou por curto circuitos assimétricos.

5.2.4 - Consideração de outras redes de teste na análise do colapso de tensão

Considerar outras redes de teste mais complexas e de maior dimensão, onde se possa estudar a influência das saídas em cascata dos componentes das redes eléctricas (linhas de transmissão e geradores), devido a actuação dos aparelhos de protecção, na análise do fenómeno de colapso de tensão [Stu95].

REFERÊNCIAS

- [And96] P. M. Anderson and R. G. Farmer: *"Series Compensation of Power Systems"* Encinitas, California, PBLSH!, 1996.
- [Arc90] V. Archidiacono, S. Corsi, A. Natale, et al.: *"New Developments in the Applications of Enel Transmission System Voltage and Reactive Power Automatic Control"* CIGRE Proceedings, Paper 38/39-06, 1990.
- [Ber86] Arthur R. Bergen: *"Power Systems Analysis"* Englewood Cliffs, New Jersey, Electrical and Computer Engineering Series, Prentice-Hall, 1986.
- [Ber96] A. Berrizzi, P. Bresesti, P. Marannino, et al.: *"System-Area Operating Margin Assessment and Security Enhancement Against Voltage Collapse"* IEEE Transaction on Power Systems, No.11, pp. 1451-1462, 1996.
- [Chu87] L. O. Chua, C. A. Desoer, and E. S. Kuh: *"Linear and Nonlinear Circuits"* McGraw-Hill, 1987.
- [CIG86a] CIGRE Task Force 38-01-03: *"Planning against Voltage Collapse (Extensive version with all appendices)"* CIGRE Publication, October 1986.
- [CIG86b] CIGRE Task Force 38-01-02: *"Static VAR Compensators"* CIGRE Publication, 1986.
- [CIG87] CIGRE Task Force 38-01-03: *"Planning Against Voltage Collapse"*, Electra, No.111, pp. 55-75, 1987.

- [CIG89] CIGRE Task Force 38-01-03: *"Reactive Power Compensation Analyses and Planning Procedure"* CIGRE Publication, 1989.
- [CIG93] CIGRE Task Force 38-02-10: *"Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena"* CIGRE Publication, 1993.
- [CIG94] CIGRE Task Force 38-02-11: *"Indices Predicting Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena"* CIGRE Publication, December 1994.
- [CIG95a] CIGRE Task Force 38-02-08: *"Long Term Dynamics - Phase II"* Final Report, CIGRE Publication, March 1995.
- [CIG95b] CIGRE Task Force 38-02-12: *"Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse"* CIGRE Publication, October 1995.
- [CIG97] CIGRE Task Force 38-08-12: *"Power Systems Security Assessment: A Position Paper"* Final Report, CIGRE Publication, June 1997.
- [Cut98] T. Van Cutsem and C. Vournas: *"Voltage Stability of Electric Power Systems"* Boston, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Fer99] José Rui R. P. Ferreira: *"Avaliação da Estabilidade de Tensão com Cenários de Injecção Imprecisos e Identificação de Procedimentos de Controlo"* Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dissertação de Doutoramento, 1999.
- [Fit83] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley Jr. and S. D. Umans: *"Electric Machinery"* McGraw-Hill, 4th edition, 1983.
- [Haj97] L. M. Hajagos and B. Danai *"Laboratory Measurements and Models of Modern Loads and their Effect on Voltage Stability Studies"* IEEE Transactions on Power Systems, 1997.

- [Hau93] H.-J. Haubrich, W. R. Nick: *"Adequacy and Security of Power Systems at Planning Stage"* Electra, No. 149, August 1993.
- [Hin99] N. G. Hingorani and L. Gyugyi: *"Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems"* New York, IEEE Press, 1999.
- [IDE96] IEEE Digital Excitation Task Force: *"Computer Models for Representation of Digital-based Excitation systems"* IEEE paper 96 WM 031-5 EC, 1996.
- [IRP92] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for power System Stability Studies, IEEE standard 421.5-1992, August 1992.
- [ITF96a] IEEE Task Force on Excitation Limiters: *"Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies"* IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996.
- [ITF96b] IEEE Task Force on Excitation Limiters: *"Recommended Models for Overexcitation Limiting Devices"* IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996.
- [IWG81] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems: *"Excitation System Models for Power System Stability Studies"* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, No. 100, pp. 494-509, 1981.
- [IWG96] IEEE Working Group K12: *"Voltage Collapse Mitigation"* IEEE Power System Relying Committee, 1996.
- [Kun94] Prabha Kundur: *"Power System Stability and Control"* EPRI Power Systems Engineering Series, Palo Alto, California, McGraw-Hill, 1994.

- [Lac94] W. R. Lachs and D. Sutanto: "*Different Types of Voltage Instability*" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994.

- [Lia67] T. E. Dy Liacco: "*The Adaptive Reliability Control System*" IEEE Transactions on Power Applications and Systems, Vol. PAS-86, No. 5, pp. 517-531, May 1967.

- [Lia68] T. E. Dy Liacco: "*Control of Power Systems via the Multi-Level Concept*" Case Western Reserve University, Systems Research Center, Report SRC-68-19, June 1968.

- [Lia74] T. E. Dy Liacco: "*Real-Time Computer Control of Power Systems*" Proceedings of the IEEE, Vol. 62, pp. 884-891, July 1974.

- [Lia78] T. E. Dy Liacco: "*System Security: The Computer's Role*" IEEE Spectrum, Vol. 15, pp. 43-50, June 1978.

- [Mac97] Jan Machowski, Janusz W. Bialek and James R. Bumby: "*Power System Dynamics and Stability*" West Sussex, England, John Wiley & Sons, 1997.

- [Med87] J. Medanic, M. Ilic and J. Christensen: "*Discrete Models of Slow Voltage Dynamics for Under Load Tap-changing Transformer Coordination*" IEEE Transaction on Power Systems, No.2, pp. 873-882, 1987.

- [Mil82] T. J. E. Miller: "*Reactive Power Control in Electric Power Systems*" John Wiley & Sons, 1982.

- [Oht91] H. Ohtsuki, A. Yokoyama and Y. Sekine: "*Reverse Action of On-load Tap Changer in Association with Voltage Collpase*" IEEE Transaction on Power Systems, No.6, pp. 300-306, 1991.

- [Par29] R. H. Park: *"Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Generalized Method of Analysis – Part i"*, New York, AIEE Transactions, No. 48, pp. 716-727, 1929.

- [Par33] R. H. Park: *"Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Generalized Method of Analysis – Part ii"*, New York, AIEE Transactions, No. 52, pp. 352-355, 1933.

- [Pau87] J.-P. Paul, J.-Y. Leost and J.-M. Tesseront: *"Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations"* IEEE Transaction on Power Systems, No. 2, pp. 505-511, 1987.

- [Pau90] J.-P. Paul, C. Corroyer, P. Jeannel, et al.: *"Improvements in the Organization of Secondary Voltage Control in France"* CIGRE Proceedings, Paper 38/39-03, 1990.

- [Per02] R. M. Monteiro Pereira, C. M. Machado Ferreira, J. A. Dias Pinto e F. P. Maciel Barbosa: *"Influence of the series capacitor compensation in the dynamic voltage stability assessment of an electric power system"* Proceedings of the 37th Universities Power Engineering Conference, UPEC'02, School of Engineering and Advanced Technology, Staffordshire University, Stafford, United Kingdom, Vol. 2, pp. 836-840, September 2002.

- [Pri88] W. W. Price, K. A. Wirgau, A. Murdoch, et al.: *"Load Modelling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies"* IEEE Transactions on Power Systems, No. 3, pp. 180-187, 1988.

- [Rub54] A. S. Rubenstein and M. Temoshok: *"Underexcited Reactive Ampere Limit for Modern Amplidyne Voltage Regulator"* AIEE Transactions, Vol. PAS-73, pp. 1433-1438, December 1954.

- [Sau97] P. W. Sauer and M. A. Pai: *"Power Systems Dynamics and Stability"* Prentice-Hall, 1997.
- [Sha79] G. Shackshaft and P. B. Henser: *"Model of Generator Saturation for Use in Power System Studies"* Proceedings IEE, No. 126, pp. 759-763, 1979.
- [Sil93] A. M. Leite da Silva, J. Endrenyi, L. Wang: *"Integrated Treatment of Adequacy and Security in Bulk Power System Reliability Evaluations"* IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No. 1, pp. 275-285, February 1993.
- [Son99] Y. H. Song and A. T. Johns: *"Flexible AC Transmission Systems (FACTS)"* London, UK, Power and Energy Series, The Institution of Electrical Engineers, 1999.
- [Sou96] A. C. Z. de Sousa: *"New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage collapse"* University of Waterloo, Canada, Ph. D. Thesis, 1996.
- [Stu95] M., Stubbe, et al.: *"Tools for simulating Long Term Dynamics"* ELECTRA, No. 163, pp. 150-166, December 1995.
- [Tay94] C. W. Taylor: *"Power System Voltage Stability"* New York, EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [Tra00a] Tractebel and Electricité de France: *"EUROSTAG" User's Manual*, December 2000.
- [Tra00b] Tractebel and Electricité de France: *"EUROSTAG" Tutorial*, December 2000.

- [Vu88] T. K. Vu and C. C. Liu: "*Analysis of Tap-changer Dynamics and Construction of Voltage stability Regions*" In Proceedings IEEE ISCAS, Volume 3, pp. 1615-1618, 1988.
- [Vu92] T. K. Vu and C. C. Liu: "*Shrinking Stability Regions and Voltage Collapse in Power Systems*" IEEE Transaction on Circuits and Systems-I, No.39, pp. 271-289, 1992.
- [Vu96] H. Vu, P. Pruvot, C. Launay, et al.: "*An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System*" IEEE Transaction on Power Systems, No.11, pp. 1295-1303, 1996.

As características gerais da rede são apresentadas na tabela A.1.

Tabela A.1 – Características gerais da rede eléctrica de teste BPA

Número de barramentos – 10
Número de barramentos PQ – 7
Número de barramentos com compensação do factor de potência – 6
Número de linhas – 7
Número de transformadores – 7
Número de geradores - 3
Potência de base (MVA) - 100

Na tabela A.2 representam-se os dados relativos aos barramentos.

Tabela A.2 – Dados dos barramentos da rede eléctrica de teste BPA

Barramento i	Tipo	U_{bi} [kV]	C_i [MVar]	P_{Ci} [MW]	Q_{Ci} [MVar]
1	Ref	13.8	0	0	0
2	PV	13.8	0	0	0
3	PV	13.8	0	0	0
5	PQ	500	100	0	0
6	PQ	500	100	0	0
7	PQ	500	963	0	0
8	PQ	13.8	700	3369	1046
9	PQ	115	400	0	0
10	PQ	115	0	0	0
11	PQ	13.8	100	3486	0

Onde:

- U_{bi} - Tensão de base no barramento i
- C_i - Potência reactiva produzida pelos bancos de condensadores no barramento i
- P_{Ci} - Potência activa consumida no barramento i
- Q_{Ci} - Potência reactiva consumida no barramento i

As características das linhas e dos transformadores da rede são apresentadas nas tabelas A.3 e A.4.

Tabela A.3 – Características das linhas da rede

Linha No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Susceptância/2 [p.u.]	Capacidade Nominal [MVA]
	<i>i</i>	<i>j</i>				
1	5	6	0	0.004	0	5000
2	6	7	0.0015	0.0288	0.5865	1000
3	6	7	0.0015	0.0288	0.5865	1000
4	6	7	0.0015	0.0288	0.5865	1000
5	6	7	0.0015	0.0288	0.5865	1000
6	6	7	0.0015	0.0288	0.5865	1000
7	9	10	0.001	0.003	0	3300

Tabela A.4 – Características dos transformadores da rede

Transf. No.	Barramentos		Resistência [p.u.]	Reactância [p.u.]	Tomada do transformador
	<i>i</i>	<i>j</i>			
1	1	5	0	0.0020	0.8857
2	2	6	0	0.0045	0.8857
3	3	7	0	0.0125	0.9024
4	3	7	0	0.0125	0.9024
5	7	8	0	0.0030	1.0664
6	7	9	0	0.0026	1.0800
7	10	11	0	0.0010	0.9600

A.2 – Dados dinâmicos da rede

A.2.1 – Dados dos geradores

O gerador G_1 é modelizado como sendo um barramento de potência infinita. As características dos geradores G_2 e G_3 podem ser visualizadas na tabela A.5.

Tabela A.5 - Características dos Geradores

	Barramento No.	U_b [kV]	S_n [MVA]	P_{nd} [MW]	H [s]	R_a [p.u.]	x_l [p.u.]	x_d [p.u.]	x'_d [p.u.]	x''_d [p.u.]	T_{do} [s]
		x_q [p.u.]	x'_q [p.u.]	x''_q [p.u.]	T'_{qo} [s]	T''_{qo} [s]	R_{md} [p.u.]	R_{mq} [p.u.]	R_{nd} [p.u.]	R_{nq} [p.u.]	D
G ₂	2	13.8	2200	1980	2.09	0.0046	0.155	2.07	0.28	0.215	4.1
	0.033	1.99	0.49	0.215	0.56	0.062	0.077	0.077	12.84	12.84	0.2
G ₃	3	13.8	1600	1440	2.33	0.0046	0.155	2.07	0.28	0.215	4.1
	0.033	1.99	0.49	0.215	0.56	0.062	0.077	0.077	12.84	12.84	0.2

Onde:

- U_b - é a tensão de base
- S_n - é a potência aparente nominal
- P_{nd} - é a potência activa nominal da turbina
- H - é a constante de inércia
- R_a - é a resistência do estator
- x_l - é a reactância de fuga do estator
- x_d - é a reactância do eixo directo
- x'_d - é a reactância transitória do eixo directo
- x''_d - é a reactância subtransitória do eixo directo
- T_{do} - é a constante de tempo transitória do eixo directo
- T''_{do} - é a constante de tempo subtransitória do eixo directo
- x_q - é a reactância do eixo em quadratura
- x'_q - é a reactância transitória do eixo em quadratura
- x''_q - é a reactância subtransitória do eixo em quadratura
- T'_{qo} - é a constante de tempo transitória do eixo em quadratura
- T''_{qo} - é a constante de tempo subtransitória do eixo em quadratura
- R_{md} - é o coeficiente “md” da curva de saturação
- R_{mq} - é o coeficiente “mq” da curva de saturação
- R_{nd} - é o coeficiente “nd” da curva de saturação
- R_{nq} - é o coeficiente “nq” da curva de saturação
- D - é o coeficiente de amortecimento

A.2.2 – Dados dos sistemas de excitação

O modelo do sistema de excitação é composto pelo regulador automático de tensão (AVR) e pelo limitador de sobreexcitação (OXL). Na figura A.2 está representado o diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação utilizado para os geradores G_2 e G_3 .

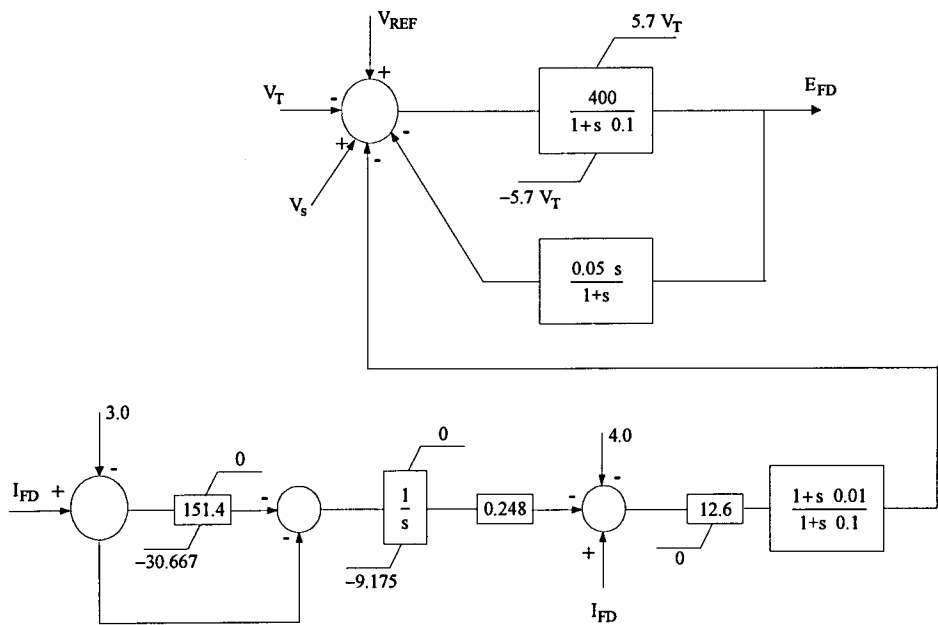


Figura A.2 – diagrama de blocos do sistema de excitação

As características dos sistemas de excitação dos geradores G_2 e G_3 são apresentadas na tabela A.6.

Tabela A.6 - Características dos sistemas de excitação

	Barramento No.	K_E	K_{IF1}	N_{OMIF}	K_{IF2}	T_{SL}
G_2	2	400.00	151.4	3.00	12.60	0.05
G_3	3	400.00	151.4	3.00	12.60	0.05

A.2.3 – Dados dos estabilizadores do sistema de energia

A figura A.3 representa o diagrama de blocos do modelo do estabilizador do sistema de energia (PSS) utilizado para os geradores G₂ e G₃.

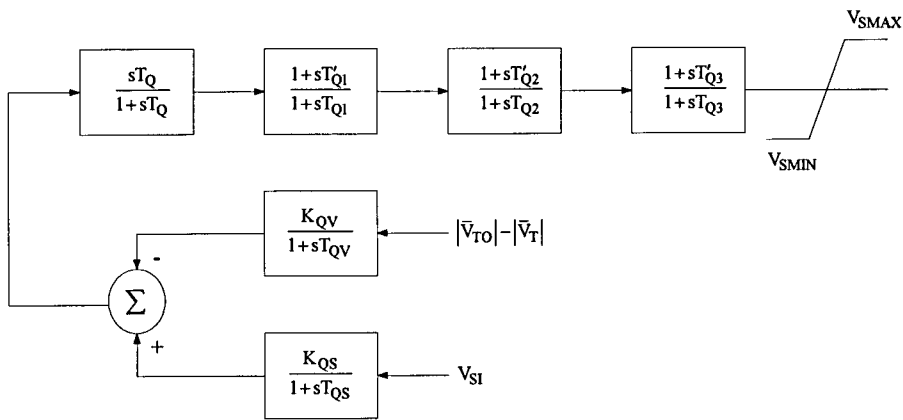


Figura A.3 – diagrama de blocos do PSS

As características dos estabilizadores do sistema de energia dos geradores G₂ e G₃ estão representadas na tabela A.7.

Tabela A.7 - Características dos PSSs

	Barramento No.	K_{QV}	T_{QV}	K_{QS}	T_Q	T'_{Q1}	T_{Q1}
		T'_{Q2}	T_{Q2}	T'_{Q3}	T_{Q3}	V_{SMIN}	V_{SMAX}
G ₂	2	0.00	1.00	24.40	3.00	0.15	0.05
	0.15	0.05	1.00	1.00	-0.05	0.05	
G ₃	3	0.00	1.00	24.40	3.00	0.15	0.05
	0.15	0.05	1.00	1.00	-0.05	0.05	

A.2.4 – Dados dos reguladores de velocidade

O diagrama de blocos do modelo do regulador de velocidade utilizado para os geradores G₂ e G₃ encontra-se representado na figura A.4.

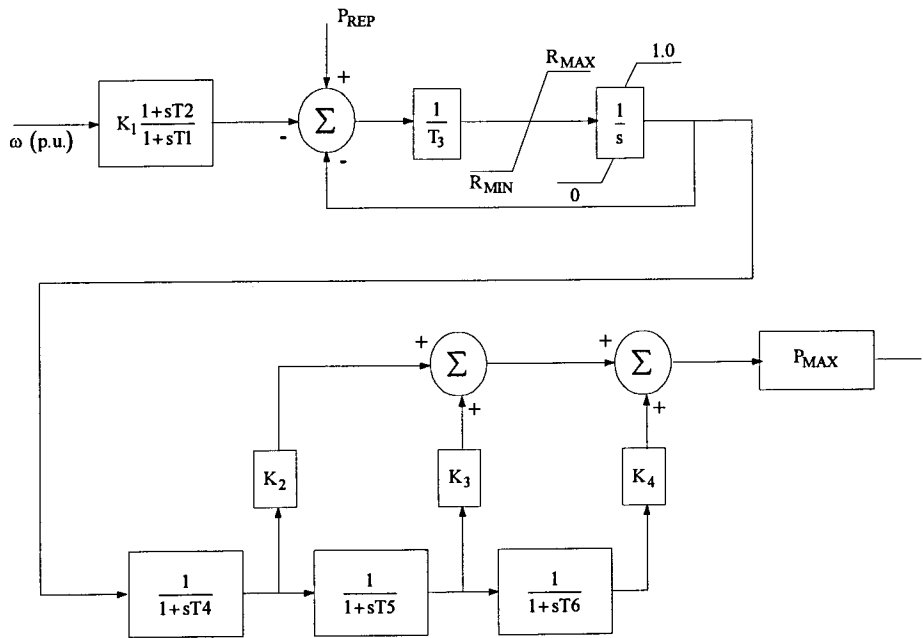


Figura A.4 – diagrama de blocos do regulador de velocidade

A tabela A.8 apresenta as características dos reguladores de velocidade dos geradores G₂ e G₃.

Tabela A.8 - Características dos reguladores de velocidade

	Barramento No.	K_1	T_3	R_{MIN}	R_{MAX}	T_4	T_5	T_6	K_2	K_3	K_4
G ₂	2	20.00	0.05	-0.10	0.10	0.376	10.10	0.50	0.29	0.24	0.47
G ₃	3	20.00	0.05	-0.10	0.10	0.376	10.10	0.50	0.29	0.24	0.47

A.2.5 – Dados dos motores de indução

A figura A.5 representa o esquema equivalente do motor de indução utilizado na modelização da carga.

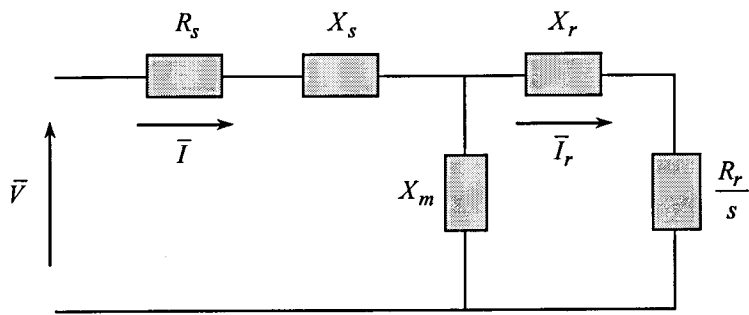


Figura A.5 – Esquema equivalente do motor de indução

As características dos motores de indução estão representadas na tabela A.9.

Tabela A.9 - Características do Motor de indução

Barramento No.	S_n [MVA]	H [s]	R_s [p.u.]	X_s [p.u.]	X_m [p.u.]	R_r [p.u.]	X_r [p.u.]
8	3000	0.600	0.010	0.145	3.300	0.008	0.145

Onde:

- S_n - é a potência aparente nominal
- H - é a constante de inércia
- R_s - é a resistência de fugas no estator
- X_s - é a reactância de fugas no estator
- X_m - é a reactância magnetizante
- R_r - é a resistência de fugas no rotor
- X_r - é a reactância de fugas no rotor

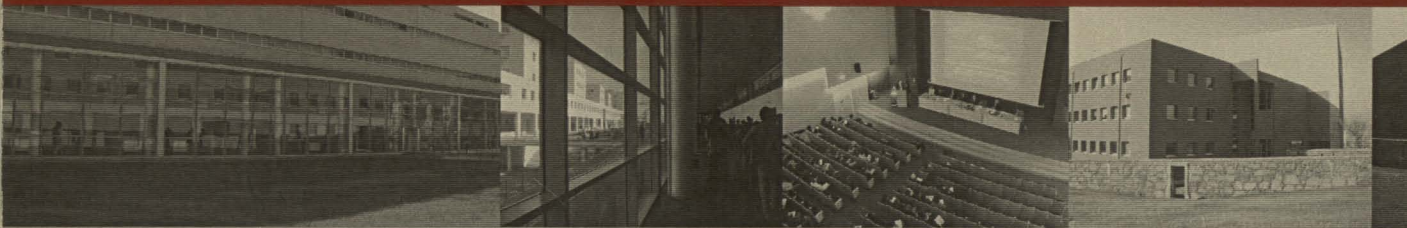
A.2.6 – Dados do ULTC

A tabela A.10 apresenta as características do transformador com tomadas de regulação em carga entre os barramentos 10 e 11.

Tabela A.10 - Características do ULTC

Barramento com tensão controlada	11
Tensão de referencia no barramento controlado	0.922 p.u.
Tensão na testa das bobinas no barramento controlado	0.01 p.u.
Tempo necessário para a primeira alteração da tomada	30 s
Tempo necessário para as seguintes alterações entre tomadas	5 s
Máxima razão de transformação (Primário/Secundário)	1.12
Mínima razão de transformação (Primário/Secundário)	0.82
Passo da razão de transformação	0.00606





FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000068500