

**Integração de Microgeração em Larga Escala nas
Redes de Baixa Tensão**

Alice Maria Cepeda da Assunção

**Relatório de Projecto para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Industrial
Ramo Eng^a Electrotécnica**

Dezembro 2008

Projecto realizado sob a orientação de:

Professora Doutora Fernanda Resende

AGRADECIMENTOS

A minha orientadora, a Professora Doutora Fernanda Resende, pelo apoio, incentivo e orientação.

A todos que directamente ou indirectamente contribuirão para este trabalho.

Um agradecimento muito especial aos meus pais e irmão pelo apoio e pela motivação.

Ao meu marido, Luís Pimentel.

RESUMO

A necessidade da redução das emissões de gases com efeito de estufa juntamente com o aparecimento de novas tecnologias de produção distribuída mais eficientes e mais amigas do ambiente têm conduzido a novos desafios no que diz respeito às explorações dos sistemas de energia.

Estes novos desafios prendem-se, sobretudo, com o facto de que a ligação de unidades de produção distribuída nas redes de distribuição, utilizando, na sua maioria, energia renováveis como fonte primária, fez com que estas deixassem de ser exploradas como redes passivas para serem exploradas como redes activas de forma coordenada com o sistema a montante.

No entanto, a produção dispersa pode contribuir para a melhoria da qualidade de serviço, através do fornecimento de serviços de sistema sob a forma de controlo de tensão e frequência, e, em particular, para a melhoria da continuidade de serviço, através do funcionamento das redes de distribuição em rede isolada.

A microgeração, definida como a actividade de produção de electricidade em baixa tensão, tem também contribuído para a mudança de filosofia de operação dos sistemas de energia.

As tecnologias de microgeração disponíveis ou em fase de desenvolvimento incluem sistemas fotovoltaicos, microgeradores eólicos, microturbinas e pilhas de combustível. No entanto, tendo em conta a legislação, nomeadamente o Decreto-Lei N.º 363/2007, e a disponibilidade do recurso, os sistemas fotovoltaicos apresentam uma probabilidade maior de virem a ser utilizados para microgeração em comparação com as outras tecnologias. Neste trabalho foi avaliada a capacidade das redes de baixa tensão integrarem quantidades significativas de produção de electricidade proveniente dos sistemas de microgeração onde predominam os sistemas fotovoltaicos. Foi considerada a possibilidade do sistema de distribuição funcionar em rede interligada ou em rede isolada e analisada a possibilidade dos sistemas de microgeração contribuírem para o fornecimento de serviços de sistema.

Para tal foram realizados estudos em regime estacionário, utilizando o software *MATPOWER*, e em regime dinâmico através da utilização de uma ferramenta de simulação dinâmica implementada em ambiente *MatLab Simulink*[®], a qual inclui os modelos matemáticos capazes de descrever o comportamento em regime dinâmico e equilibrado das tecnologias de microgeração utilizadas.

Os resultados obtidos permitem concluir que a integração de microgeração nas redes de BT é benéfica para a exploração dos sistemas de distribuição, principalmente quando os consumos são elevados, considerando os dois modos de funcionamento: rede interligada ou rede isolada.

No entanto, é necessário ter cuidado nos períodos em que os consumos são baixos, uma vez que as tensões na rede de BT sobem, sendo o valor da subida dependente da potência gerada e da localização da unidade de microgeração. Por outro lado, o efeito da intermitência do recurso primário (radiação solar) no perfil das tensões é significativo.

Estes factores podem comprometer a exploração do sistema no caso das redes de BT integrarem quantidades significativas de microgeração, na medida em que poderá deixar de ser garantida a qualidade de serviço dos consumidores finais.

ABSTRACT

The need of reducing greenhouse gas emissions together with the development of new distributed generation technologies with high efficiency and environmentally friendly have led with new challenges concerning the power systems operation.

These new challenges result from the fact that distribution systems with distributed generation units, which use renewable energy sources, change from passive networks to active networks that will be operated in a coordinated manner with the upstream power system.

However, distributed generation can improve power quality by providing ancillary services to the system, such as voltage and frequency control. In addition, distributed generation can increase the system reliability, allowing the operation of distribution systems in islanded mode.

Microgeneration, defined as the generation of electricity at low voltage networks, has contributed for changing the operation philosophy of power systems. Microgeneration technologies already available or under development comprise photovoltaic systems, micro wind generators, microturbines and fuel cells. However, based on the legislation (DL 363/2007) and taking into account the resource availability, photovoltaic systems are a very promising technology to be used as microgeneration units.

In this work the capacity for large scale integration of microgeneration, mainly photovoltaic systems, in low voltage networks was assessed, considering both operation modes of the distribution system: Interconnected with the upstream system or operated in islanded mode. In addition, the microgeneration systems capability for providing ancillary services is analysed.

For these purposes, power system steady state and dynamic behaviour were studied. *MATPOWER* was used for steady state studies and dynamic simulation tool implemented under *MatLab Simulink*® environment was used for dynamic studies. This tool includes mathematical models able to describe the microgeneration technologies dynamic behaviour under balanced conditions.

The results obtained allow to conclude that the integration of microgeneration to the low voltage grids can bring some benefits, mainly during high load demands concerning both operation modes: Interconnected and islanded. However, some care is required during no load periods due to the increase of bus voltage values verified on the low voltage network. It should be noted that this increase of bus voltage depends on the amount of generated power and on the microgeneration unit placement. On the other hand, the intermittent nature of the primary energy source (solar radiation) affects considerably the voltage profile.

These issues can compromise the system operation in the case of large scale integration of microgeneration on the low voltage grids since the power quality to the final consumer may not be guaranteed.

ÍNDICE

1	Introdução	12
1.1	Motivação e Objectivos	14
1.2	Organização da Dissertação	14
2	Produção descentralizada e microgeração	15
2.1	Funcionamento em rede isolada de redes de distribuição com integração de PD	15
2.2	Qualidade de serviço	18
2.3	Indicadores da qualidade de serviço em redes de distribuição [20]	22
2.4	Resumo e principais conclusões	24
3	Modelos em Regime Dinâmico para as Unidades de Microgeração	25
3.1	Unidades de microgeração ligadas à rede de baixa tensão	25
3.2	Microturbina	26
3.2.1	Princípio de funcionamento da microturbinas de eixo único	27
3.2.2	Modelo em regime dinâmico	28
3.2.2.1	Sistema de controlo da potência activa gerada [24]	29
3.2.2.2	Parte mecânica da microturbina [24]	30
3.2.2.3	Máquina síncrona de ímanes permanentes e conversor CA/CC [27]	31
3.3	Sistemas fotovoltaicos	33
3.3.1	Células fotovoltaicas, módulos e painéis	34
3.3.1.1	Modelo matemático da célula fotovoltaica [32]	35
3.3.1.2	Influência da radiação solar e da temperatura [32]	37
3.3.1.3	Parâmetros das células, dos módulos e dos painéis [33]	39
3.3.2	Sistema fotovoltaico com seguidor do ponto de potência máxima [26]	41
3.3.2.1	Seguidor do ponto de potência máxima [34]	41
3.3.2.2	Modelo matemático	42
3.4	Conversor CC/CA [17, 35]	43
3.5	Resumo e conclusões principais	44
4	Modelo Matemático para o Sistema Eléctrico	45
4.1	Máquina síncrona de rotor cilíndrico	46
4.1.1	Gerador	46
4.1.2	Sistema de excitação	48
4.1.3	Regulador de velocidade	49
4.2	Representação das linhas, transformadores e cargas	50
4.2.1	Linhas eléctricas	50
4.2.2	Transformadores	50
4.2.3	Cargas	51
4.3	Modelo multi-máquina	51
4.3.1	Equações da rede	52
4.3.2	Ligação da máquina síncrona de rotor cilíndrico à rede [42]	53

4.3.3	Ligação das unidades de microgeração à rede [41]	56
4.4	Resumo e conclusões principais.....	57
5	Caso de Estudo e Resultados	58
5.1	Rede teste.....	58
5.2	Ligação de unidades de microgeração à rede de BT, resultados em regime estacionário	60
5.2.1	Funcionamento em rede interligada	60
5.2.1.1	Cenário 1: Produção na rede de BT desligada	61
5.2.1.2	Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário.....	62
5.2.1.3	Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo	65
5.2.2	Funcionamento em rede isolada	66
5.2.2.1	Cenário 1: Produção na rede de BT desligada	68
5.2.2.2	Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário.....	70
5.2.2.3	Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo.....	73
5.3	Ligação de unidades de microgeração à rede de BT, resultados em regime dinâmico	74
5.3.1	Funcionamento do sistema em rede interligada	75
5.3.2	Passagem a rede isolada e funcionamento do sistema em rede isolada.....	78
5.4	Resumo e principais conclusões.....	81
6	Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimentos Futuros	82
7	Bibliografia.....	84
8	Anexos	89
Anexo A	Parâmetros do caso de estudo.....	89
A.1	Parâmetros das máquinas síncronas de rotor cilíndrico	89
A.2	Parâmetros das unidades de microgeração.....	90
A.3	Parâmetros das linhas e dos transformadores.....	92
Anexo B	Dados dos barramentos utilizados na resolução do problema de trânsito de potência	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Tensão e corrente num sistema eléctrico com cargas lineares.	18
Figura 2.2 – Tensão e corrente num sistema eléctrico com uma carga não linear.	19
Figura 2.3 - Problemas de qualidade de energia eléctrica.	22
Figura 3.1 – Representação de uma unidade de microgeração ligada à rede.....	26
Figura 3.2 – Microturbina a gás do lado esquerdo a Turbec T100 e do lado direito Capastone 330 Model.....	27
Figura 3.3 – Princípio de funcionamento da microturbina de eixo único	28
Figura 3.4 - Diagrama de blocos da microturbina de eixo único	29
Figura 3.5 – Sistema de controlo da potência activa.....	29
Figura 3.6 – Modelo da parte mecânica da microturbina de eixo único.....	30
Figura 3.7 – Controlo do conversor CA/CC	32
Figura 3.8 - Módulo fotovoltaico	33
Figura 3.9 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.....	34
Figura 3.10 – Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica.	35
Figura 3.11 – Característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	36
Figura 3.12 – Variação da radiação solar ao longo de um dia.....	37
Figura 3.13 – Variação da característica I-V com a radiação solar em módulos Shell ST10.....	38
Figura 3.14 – Variação da temperatura ao longo de 24h, Évora, 19/09/07 – 20/09/07.....	38
Figura 3.15 – Variação da característica I-V com a temperatura em módulos Shell SP140PC	39
Figura 3.16 – Esquema de um módulo fotovoltaico	40
Figura 3.17 – Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede	41
Figura 3.18 – Relação P-V de um painel fotovoltaico	42
Figura 3.19 – Esquema do controlo PQ do inversor	43
Figura 4.1 – Regulador automático de tensão	49
Figura 4.2 – Regulador de velocidade.....	49
Figura 4.3 – Circuito equivalente de um transformador.....	51
Figura 4.4 – Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede	54
Figura 4.5 – Integração da máquina síncrona de rotor cilíndrico na rede	55
Figura 4.6 – Integração das unidades de microgeração na rede	57
Figura 5.1 - Esquema unifilar da rede teste.....	59
Figura 5.2 – Tensões nos barramentos para o cenário 1.....	62
Figura 5.3 – Tensões nos barramentos para o cenário 2.....	63
Figura 5.4 - Tensões nos barramentos para o cenário 3	66
Figura 5.5 - Esquema unifilar da rede teste para funcionamento em rede isolada	67
Figura 5.6 – Tensões nos barramentos para o cenário 1.....	69
Figura 5.7 - Tensões nos barramentos para o cenário 2	71
Figura 5.8 - Tensões nos barramentos para o cenário 3	74
Figura 5.9 – Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação ($f_p=1$).....	75
Figura 5.10 – Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($f_p=1$).....	76

Figura 5.11- Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação ($f_p=0.85$ capacitivo)	77
Figura 5.12 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($f_p=0.85$ capacitivo)	77
Figura 5.13 - Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação ($f_p=1$)	78
Figura 5.14 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($f_p=1$).....	79
Figura 5.15 - Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação ($f_p=0.85$ capacitivo)	80
Figura 5.16 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($f_p=0.85$ capacitivo).....	80

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Radiação e temperatura para CST e CNT	37
Tabela 5.1 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 1	61
Tabela 5.2 – Perdas activas e reactivas totais verificadas no cenário 1	62
Tabela 5.3 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 2	63
Tabela 5.4 – Potência de perdas para o cenário 2	64
Tabela 5.5 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 3	65
Tabela 5.6 – Potência de perdas para o cenário 3	66
Tabela 5.7– Valor das tensões nos barramentos para o cenário 1	69
Tabela 5.8– Perdas activas e reactivas para o cenário 1	70
Tabela 5.9 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 2	71
Tabela 5.10 – Perdas activas e reactivas para o cenário 2	72
Tabela 5.11 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 3	73
Tabela 5.12 – Perdas activas e reactivas para o cenário 3	74
Tabela A.1 – Parâmetros das máquinas síncronas de rotor cilíndrico	89
Tabela A.2 – Parâmetros dos sistemas fotovoltaicos	90
Tabela A.3 – Parâmetros do conversor electrónico de potência	90
Tabela A.4 – Parâmetros da microturbina de eixo único	91
Tabela A.5 – Parâmetros das linhas da rede teste	92
Tabela A.6 - Parâmetros dos transformadores da rede teste	92
Tabela A.7 – Dados dos barramentos para a rede teste a funcionar em regime interligada	93
Tabela A.8 – Dados dos barramentos para a rede teste a funcionar em regime isolada	94

LISTA DE ABREVIATURAS

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

PD – Produção Dispersa

BT – Baixa Tensão

MT – Media Tensão

CC – Corrente Continua

CA – Corrente Alternada

IPQ – Instituto Português da Qualidade

rpm – Rotações por Minuto

PI – Proporcional-Integral

CST – Condições Standard de Teste

CNT – Condições Nominais de Teste

SPPM – Seguidor de Ponto de Potência Máxima

PPM – Ponto de Potência Máxima

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas eléctricos de energia obedecem a uma estrutura hierarquizada e bem definida em que é possível fazer a distinção entre os sistemas de produção, transporte e distribuição. Centrais com potências instaladas elevadas, tais como as térmicas e as grandes hidroeléctricas, encontram-se ligadas à rede de transporte através transformadores elevadores de tensão. A energia produzida a nível central é então transportada a grandes distância até à proximidade dos centros de consumo, onde é entregue à rede de distribuição através de transformadores abaixadores de tensão e posteriormente ao consumidor final, depois de ter passado por vários transformadores de distribuição.

Esta estrutura é, ainda hoje, a base do SEN, cuja potência de perdas se situa entre 5 a 10% da potência total produzida. Estas perdas na rede traduzem-se em custos que se reflectem no preço final da energia entregue ao consumidor [1].

O desenvolvimento tecnológico tem conduzido ao aparecimento de novas tecnologias de produção, com potências nominais relativamente baixas, mais eficientes e mais amigas do ambiente, quando comparadas com as tecnologias convencionais [2].

De entre as soluções tecnológicas mais recentes podem destacar-se:

- A turbina a gás com uma gama alargada de potências;
- O ciclo combinado (turbina de gás associada à turbina a vapor) usando gás natural, com rendimentos de 55 a 58%;
- A cogeração (produção combinada de energia eléctrica e térmica), que proporcionou uma melhoria significativa do aproveitamento da energia primária dos combustíveis e permite localizar a produção junto dos locais de consumo;
- O aproveitamento de energias renováveis (eólica, mini-hídrica, solar, geotérmica), com impacto da produção descentralizada [3].

A microgeração é um caso particular da produção descentralizada em que pequenas unidades de produção, com capacidades inferiores a dezenas de KW são ligadas à rede de distribuição de BT.

Um outro desenvolvimento tecnológico com grande impacto nos sistemas eléctricos foi a electrónica de potência, que permite um controlo mais adequado a energia eléctrica em todas as fases do seu ciclo, desde a produção até ao consumo, passando pelo transporte e distribuição [3].

A par dos desenvolvimentos tecnológicos, a política ambiental tem vindo progressivamente a condicionar o sector energético, conduzindo à internalização dos custos ambientais resultantes da produção e consumo de energia. A eficiência energética assume assim uma importância crucial quer a nível da produção quer a nível de consumo. É evidente realçar que a produção de energia eléctrica tem uma quota-parte importante na emissão de dióxido de carbono para a atmosfera, resultante da queima de combustíveis fósseis. Daqui resulta o actual interesse no aproveitamento das fontes de energia renováveis e na utilização de tecnologias mais eficientes, ou seja na produção descentralizada.

O esforço pelo cumprimento dos compromissos internacionais, nomeadamente no que diz respeito às limitações das emissões de gases que provocam o efeito de estufa, em resultado da implantação da Convenção Quadro das Nações Unidas para as alterações climáticas e do Protocolo de Kyoto, dela decorrente, leva a um maior estreitamento das políticas energética e ambiental.

O sector energético, de uma forma geral, e o sector eléctrico, de uma forma particular, têm sofrido profundas alterações, das quais se destaca a defesa do meio ambiente, a nível global.

Na sequência dos compromissos assumidos no protocolo de Kyoto, a União Europeia traçou como objectivo, através da directiva 2001/77/EC, que 12% do consumo final de energia em 2010 seja proveniente de fontes de energias renováveis [4].

Assim os estados membros ficaram sujeitos ao cumprimento de metas indicativas relativas ao consumo bruto de electricidade produzida a partir de fontes renováveis em 2010. A quota definida para Portugal foi de 39%.

O governo Português definiu as linhas estratégicas para o sector da energia através da Estratégia Nacional para a Energia, aprovada pela resolução do Conselho de Ministros N.º 169/2005 de 24 de Outubro [5].

As medidas mais relevantes para a área da energia têm como principais objectivos:

- Garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários, dos serviços energéticos e da eficiência energética;
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas;
- Garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactos ambientais às escala local, regional e global.

De modo a cumprir com estes objectivos, o governo efectuou uma revisão das metas estabelecidas, das quais se destaca a meta relativa à produção de electricidade com base em energias renováveis que passa de 39% para 45% do consumo em 2010. Para tal, o governo Português fez uma aposta forte em todas as vertentes (energia eólica, hídrica, biomassa, solar e ondas) incluindo a microgeração ou microprodução.

A microgeração de electricidade é definida como a actividade de produção de electricidade em baixa tensão com possibilidade de entrega de energia à rede eléctrica pública e foi regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de Março [6].

Ao abrigo deste Decreto-Lei a electricidade produzida era destinada predominantemente ao consumo próprio, sendo o excedente possível se ser entregue a terceiros ou à rede pública, com limite de 150 KW de potência no caso da entrega ser efectuada à rede publica. No entanto, verifica-se que o número de sistemas de microgeração de electricidade licenciada e a funcionar ao abrigo deste Decreto-Lei é muito reduzido.

O regime de licenciamento, regulamentado pelo Decreto-Lei N.º 312/2001 de 10 de Dezembro aplica-se a todos os centros produtores independentemente da sua potência nominal e localização geográfica, conduzindo a uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento dos sistemas de microgeração [7].

Assim, em 2007 foi publicado o Decreto de Lei N.º 363/2007 de 2 de Novembro com o objectivo de simplificar de forma significativa o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um sistema de simples registo, sujeito à inspecções de conformidade técnica [8].

Durante a inspecção são realizados ensaios para verificar o funcionamento adequado dos equipamentos. No entanto, estes ensaios destinam-se a verificar os valores fixados na norma EN 50438 de Julho de 2005, relativamente ao máximo e mínimo de tensão, máximo e mínimo de frequência, flicker, harmónicos e outros que venham a ser definidos por despacho do director-geral de Energia e Geologia [8].

1.1 Motivação e Objectivos

Tal como foi referido anteriormente a ligação de unidades de microgeração às redes de BT está sujeita apenas à inspecção de conformidades técnica, não sendo realizado qualquer tipo de estudo para avaliação do impacto da sua ligação no funcionamento do sistema.

Assim, este trabalho tem como objectivos principais:

- Avaliar a capacidade das redes de BT para integrarem quantidades significativas de produção de energia eléctrica proveniente de sistemas de microgeração.
- Avaliar as condições de operação (funcionamento/exploração) dos sistemas eléctricos de energia que integrem quantidades significativas de microgeração nas suas redes de BT.
- Avaliar as potencialidades da microgeração para o fornecimento de serviços de sistemas de modo a contribuir para a melhoria da qualidade de energia entregue aos consumidores de BT.

1.2 Organização da Dissertação

O trabalho realizado de modo a satisfazer os objectivos traçados e apresentado nesta dissertação encontra-se organizado em seis capítulos.

No capítulo 1 é apresentada a introdução.

No capítulo 2 são abordadas as questões relacionadas com a operação (funcionamento/exploração) dos sistemas de energia com ligação de produção dispersa nas suas redes de MT e de microgeração nas redes de BT. São também descritas as questões principais relacionadas com a qualidade de energia eléctrica.

No capítulo 3 são apresentados os modelos que descrevem o comportamento dos sistemas de microgeração utilizados neste trabalho, (microturbina de eixo único e sistemas fotovoltaicos) os quais são ligados à rede de BT através de conversores electrónicos de potência. Por isso, o modelo matemático do conversor é também apresentado neste capítulo.

No capítulo 4 são apresentados os modelos da máquina síncrona de rotor cilíndrico, do regulador automático de tensão e do regulador de velocidade bem como os modelos relativos aos restantes componentes da rede (linhas, transformadores e cargas). É também apresentado o modelo multi-máquina para simular o comportamento do sistema de energia em regime dinâmico.

No capítulo 5 é apresentada a rede utilizada como caso de estudo. Os resultados obtidos são também apresentados e comentados.

As conclusões principais e as perspectivas de desenvolvimentos futuros são apresentadas no capítulo 6.

Por fim, os parâmetros correspondentes aos modelos dinâmicos dos sistemas de microgeração e das máquinas síncronas utilizados na rede de teste, bem com os parâmetros dos restantes componentes de rede são apresentados no anexo A. Os dados dos barramentos que caracterizam o regime de exploração do sistema utilizados na resolução do problema do trânsito de potência são apresentados no anexo B.

2 PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA E MICROGERAÇÃO

A ligação de PD nas redes de distribuição levou ao abandono da exclusividade da produção nas grandes centrais. Como consequência as redes de distribuição deixaram de ser passivas e passaram a ser consideradas redes activas, o que coloca em causa o conceito convencional de exploração deste tipo de redes onde o fluxo de potência era unidireccional.

No entanto, para além de produção de energia eléctrica, a PD pode também ser aproveitada de modo a contribuir para a melhoria da qualidade de serviço do sistema, através do fornecimento de serviços de sistema sob a forma de controlo de tensão e frequência e também no que se refere à continuidade de serviço, na medida em que redes de distribuição que integrem PD podem funcionar em rede isolada [3].

Assim, na secção 2.1, é apresentado o estado da arte sobre o funcionamento em rede isolada de redes de distribuição com integração de PD. Na secção 2.2 são abordadas as questões relacionadas com a qualidade de serviço e na secção 2.3 são apresentados os indicadores da qualidade de serviço apresentados aos consumidores, os quais constam da norma EN 50160.

Por fim, na secção 2.4 é apresentado um breve resumo e as conclusões principais do capítulo.

2.1 Funcionamento em rede isolada de redes de distribuição com integração de PD

Tal como foi referido anteriormente, a ligação de PD nas redes de distribuição conduz a uma mudança de filosofia no modo de exploração destes sistemas de energia, devido, principalmente, ao facto do fluxo de potência poder inverter o sentido. Isto significa que em vez da rede MT experimentar trânsitos de potência apenas no sentido dos consumidores, ela poderá passar a ter de suportar fluxos de potência também em sentido contrário de modo a escoar a produção de energia no local.

Apesar deste assunto ser considerado um problema e, por isso, ser objecto de investigação intensiva [3], a produção da PD nas redes de distribuição pode trazer importantes benefícios para a operação do sistema. Uma das possibilidades de aproveitamento da PD prende-se com a sua utilização para efectuar controlo de tensão e de frequência.

Relativamente ao controlo de tensão, as tecnologias de conversão mais recentes permitem a produção de energia reactiva com grande flexibilidade [9,10,11].

A presença de PD com sistemas de regulação de tensão na rede de distribuição, efectuada de forma local e contínua, permite melhorar os perfis de tensão da rede e evitar investimentos em outras formas de compensação, revelando-se assim como uma mais valia na gestão das redes [12,13].

Quanto ao controlo de frequência, a intermitência associada a algumas fontes primárias de energia continua a ser um facto limitativo. Por outro lado, os produtores têm interesse em entregar às redes o máximo de potência que os seus sistemas conseguem produzir em cada instante, não deixando margem de manobra para o controlo de frequência.

No entanto, em termos técnicos, a PD pode ser aproveitada para efectuar controlo de frequência, pois a intermitência do recurso primário não é inerente a todos os tipos de PD, como é o caso das centrais mini-hídricas ou dos pequenos grupos diesel utilizados frequentemente em cogeração.

Quanto à margem de manobra, o problema pode ser ultrapassado desde que o fornecimento deste tipo de serviços (controlo de frequência) seja pago ao produtor independente.

O crescente aumento da ligação de PD nas redes de distribuição conduz ao aparecimento de alguns problemas técnicos, uma vez que os sistemas eléctricos convencionais não previam a existência de redes de distribuição activas.

Podem ser apontados como problemas os seguintes efeitos [3]:

- Influência no trânsito de potências nos ramos da rede quer em regime estacionário, quer em regime transitório;
- Influência na qualidade de serviços prestada aos clientes;
- Influência nos perfis de tensão;
- Influência na coordenação do sistema de protecções;
- Influência na segurança de equipamentos e pessoas;
- Possibilidade de aparecimento de ilhas eléctricas.

Para além deste efeito, qualquer situação de defeito obriga à saída de serviço das unidades de PD por actuação das protecções da sua interligação à rede, podendo conduzir à perda de quantidades de produção que terá que ser compensada pela produção convencional. Dependendo do nível de integração da PD nas redes, esta situação pode pôr em causa a estabilidade dos sistemas.

Relativamente à ligação de parques eólicos, este problema tem sido objecto de estudo e de preocupação por parte dos operadores do sistema, o que conduz à definição de código de rede que as instalações de PD terão de cumprir de modo a evitar tanto quanto possível a sua saída de serviço após a ocorrência de defeito na rede [14].

Para além do fornecimento de serviços de sistema sob a forma de controlo de tensão e frequência, alguns trabalhos defendem a melhoria da continuidade de serviço na medida em que as redes de distribuição que integrem quantidades significativas de PD podem funcionar em rede isolada [3].

Contudo, o funcionamento em rede isolada não é prática comum. É de salientar o vasto conjunto de estudos e métodos para detecção e eliminação do funcionamento de partes dos sistemas eléctricos de energia em rede isolada ou ilha [10]. Para tal são apresentados os seguintes inconvenientes:

- Risco acrescido para as pessoas que efectuem trabalhos de reparação e manutenção na rede, uma vez que a rede poderá estar em tensão.
- O operador de sistema pode não conseguir garantir a qualidade de serviço necessário aos consumidores ligados à rede quando esta está a ser operada em rede isolada.
- Os sistemas de produção dentro da ilha podem não ser adequados, pois não foram concebidos para a protecção do sistema em funcionamento em rede isolada, (o dimensionamento das protecções foi efectuado para diferentes valores da corrente de curto-circuito e para trânsitos de potência que podem não ter o mesmo sentido).
- A possibilidade de reengate automático entre a ilha e a rede sem que estejam verificadas as condições de sincronismo.

Apesar destes inconvenientes, têm sido desenvolvidos trabalhos de investigação que demonstram a viabilidade técnica do modo de exploração dos sistemas de energia em rede isolada, nomeadamente através da formação de ilhas intencionais.

As ilhas eléctricas podem ser classificadas conforme a sua origem em ilhas eléctricas intencionais e ilhas eléctricas espontâneas [15]. As ilhas intencionais são aquelas que são criadas de forma propositada através de manobras, tendo em vista acções de manutenção ou reparação, ficando as cargas localizadas a jusante do ponto de abertura do seccionador a serem alimentadas pela produção distribuída existente nesse local. As ilhas espontâneas podem ocorrer na sequência de uma perturbação, como por exemplo um curto-circuito na rede a montante.

Para que o funcionamento em ilha seja viável deve existir capacidade de geração suficiente na zona a isolar e devem também existir sistemas de regulação de tensão e de frequência. O funcionamento em rede isolada deve também ser coordenado com o modo de operação normal da rede e com os esquemas de protecção implementados. Um dos problemas levantados tem a ver com a necessidade de detectar e isolar defeitos na própria rede, o que poderá ser complexo devido à menor potência de curto-circuito do sistema isolado [3].

A microgeração tem também contribuído para a mudança de filosofia de operação dos sistemas de energia. Nos últimos anos têm-se efectuado diversos estudos que demonstram que o funcionamento em rede isolada de redes que integram sistemas de microgeração trás grandes benefícios.

Em [16] é apresentado um estudo sobre a operação de uma micro rede durante e após a passagem a rede isolada. É conveniente referir que o conceito de micro rede não é uniforme. Neste caso os autores consideram uma micro rede como sendo uma rede de distribuição capaz de operar sem a alimentação da rede principal a montante. Os dois grandes objectivos deste trabalho foram:

- Demonstrar os fenómenos transitórios que ocorrem na micro rede no seguimento de manobras planeadas e de perturbações que conduzem à formação da ilha.
- Mostrar que unidades de produção distribuída ligadas à rede através de conversores electrónicos de potência devidamente controlados contribuí para minimizar o impacto dos fenómenos transitórios e manter a estabilidade da rede.

Em [17], os autores descrevem e avaliam a viabilidade técnica de possíveis estratégias de controlo para a operação de uma micro rede em rede isolada. Neste trabalho a micro rede é definida como uma rede de distribuição de BT com unidades de geração de pequena dimensão onde carga e geração estão fisicamente próximas.

A micro rede pode também incluir dispositivos de armazenamento (baterias ou volantes de inércia), sistemas de produção combinada de electricidade e calor e um sistema de controlo hierarquizado para controlo da rede. Os resultados apresentados em [17] demonstram a possibilidade de explorar a micro rede em dois modos possíveis:

- Modo normal, em que a micro rede se encontra ligada à rede de MT podendo estar a importar ou exportar potência;
- Modo de emergência, em que após a separação da rede de MT a micro rede passa a funcionar de forma autónoma em rede isola.

De um modo geral são apontadas as seguintes vantagens resultantes da integração da microgeração nas redes de BT [18]:

- Redução das perdas na rede de distribuição;
- Aumentar a fiabilidade do fornecimento de electricidade aos consumidores;
- Contribuir para a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis;
- Diminuição das emissões de gases com efeito de estufa;
- Diferimento de investimentos relativos ao reforço e expansão das infra-estruturas da rede;
- Criação de oportunidade para a indústria nacional de bens de equipamento e componentes para o sector eléctrico.
- Gerar um novo “cluster” industrial e de serviços com impacto positivo na criação de emprego e no crescimento económico.
- Dar mais autonomia e poder de decisão aos consumidores individuais e às comunidades locais.

2.2 Qualidade de serviço

A qualidade da energia eléctrica entregue pelas empresas distribuidoras aos consumidores sempre foi objecto de interesse. Porém, até há algum tempo atrás, a qualidade tinha a ver, sobretudo, com a continuidade dos serviços, ou seja, a principal preocupação era que não se registarem interrupções de energia, e que as tensões e frequência fossem mantidas dentro de determinados limites considerados aceitáveis. Durante dezenas de anos a grande maioria dos receptores ligados às redes de energia eléctrica consistiam em cargas lineares. Por essa razão, e uma vez que as tensões da alimentação são sinusoidais, as correntes consumidas eram também sinusoidais e da mesma frequência, podendo apenas encontrar-se desfasadas relativamente à tensão (Figura 2.1).

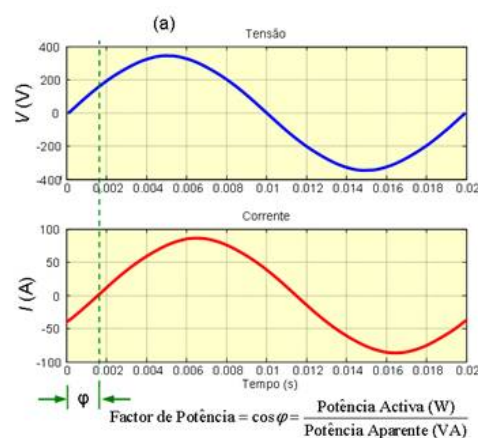


Figura 2.1 – Tensão e corrente num sistema eléctrico com cargas lineares.

Com o desenvolvimento da electrónica de potência os equipamentos ligados aos sistemas eléctricos evoluíram, melhorando em rendimento, controlabilidade e custo, permitindo ainda a execução de tarefas não possíveis anteriormente. Contudo, esses equipamentos têm a desvantagem de não funcionarem como cargas lineares, consumindo correntes não sinusoidais, e dessa forma “poluindo” a rede eléctrica com harmónicos. A Figura 2.2

apresenta as formas de onda de corrente e tensão numa das fases de uma carga trifásica não linear típica (rectificador trifásico de onda completa com filtro capacitivo).

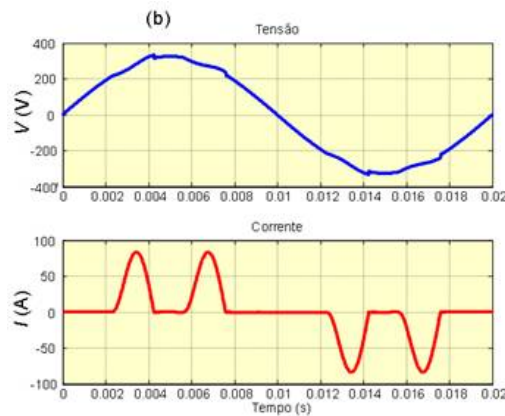


Figura 2.2 – Tensão e corrente num sistema eléctrico com uma carga não linear.

Como se pode observar a corrente está longe de ser sinusoidal, e como consequência, a tensão de alimentação fica distorcida.

A electrónica de potência está nos dias de hoje integrada em quase todos os equipamentos domésticos e industriais. São exemplos disso, os computadores, aparelhos de televisão, balastros electrónicos, máquinas ferramenta, carregadores de baterias, controlo de iluminação e aquecimento baseado em tiristores, equipamento médico electrónico e qualquer equipamento que utilize tensão em CC.

Estudos concluíram que aproximadamente 50% da energia eléctrica passa por um dispositivo de electrónica de potência (díodos, transistores e tiristores, diac, triac's) antes que seja finalmente utilizada. Todos estes dispositivos de electrónica de potência têm dois modos de funcionamento, condução que corresponde a um interruptor fechado ou bloqueio que corresponde a um interruptor aberto. A passagem de um estado para o outro é muito rápida, e em qualquer instante do sinal (através do controlo do semiconductor). Essas comutações rápidas de estado produzem uma corrente não sinusoidal quando a tensão que os alimenta é sinusoidal. Por sua vez, a circulação destas correntes não sinusoidais nas instalações e equipamentos eléctricos, conduz a quedas de tensão com andamento igualmente não sinusoidal, que quando sobrepostas adequadamente com a tensão da rede a tornam também não sinusoidal. A presença destas cargas, e consequente poluição harmónica nas instalações, pode tornar a sua própria operação, e também a de outros componentes inadequada, resultando em perdas de informações, funcionamentos incorrectos, disparos indesejados, aumento das perdas relacionadas com o transporte e distribuição de energia eléctrica, problemas de interferências com sistemas de comunicação, etc.

Os critérios que definem a qualidade de energia dificilmente são critérios uniformes. Para um utilizador doméstico a qualidade mede-se fundamentalmente de uma forma empírica, usando a maior parte das vezes a iluminação como instrumento de análise. Há luz ou não há luz, dizemos muitas vezes. Para um utilizador industrial, para um hospital ou para um grande edifício do sector terciário os critérios que definem a qualidade são completamente diferentes. Múltiplas perturbações implicam funcionamentos incorrectos de diferentes equipamentos, pelo que se torna indispensável caracterizar e definir essas perturbações.

A qualidade de serviço no fornecimento de energia eléctrica inclui três aspectos fundamentais: Qualidade técnica ao nível da continuidade de serviço, e qualidade técnica ao nível das características da onda de tensão e qualidade comercial.

Qualidade técnica ao nível da continuidade de serviço - é caracterizada pelo número e duração das interrupções. Estes valores podem ser aferidos individualmente (por cliente) ou inseridos em padrões gerais perfeitamente definidos. O incumprimento dos valores padrão de qualidade definidos, pode levar a penalizações. Estas funcionam como um incentivo à procura de melhoria da qualidade.

Qualidade técnica ao nível das características da onda de tensão - está a tornar-se um aspecto muito importante para distribuidores e clientes finais, principalmente os que possuem equipamentos sensíveis. O número de equipamentos vulneráveis às distorções da tensão está a aumentar, ao mesmo tempo que aumenta também o número de utilizadores finais com equipamentos sensíveis. Os parâmetros usados para definir a qualidade da forma de onda estão caracterizados na norma portuguesa NP EN 50160, para a média e baixa tensão.

Qualidade comercial – prende-se com a qualidade do relacionamento entre um fornecedor e os seus clientes. Trata-se de um factor importante antes do cliente optar por um fornecedor (nos casos em que existe opção de escolha do mesmo) e começa no dia em que solicita informações ou um pedido de ligação. A qualidade comercial engloba um vasto conjunto de aspectos do relacionamento, mas apenas alguns são mensuráveis e reguláveis, como por exemplo o tempo decorrido para efectuar uma ligação, para responder a reclamações, o número de leituras executadas, o fornecimento de informação sobre os mais diversos aspectos eléctricos/comerciais, tempo de resposta do atendimento telefónico, etc. O não cumprimento dos factores de qualidade pode levar a penalizações do distribuidor e/ou comercializador ao cliente.

A rede de distribuição tem um forte impacto na qualidade. A qualidade na produção é quase sempre muito uniforme e praticamente todas as perturbações sentidas pelos consumidores têm origem em acidentes ou incidentes na rede de distribuição. Muitos destes incidentes têm origens em eventos imprevisíveis tais como descargas atmosféricas, curto circuitos provocados por aves, incêndios florestais, entre muitas outras causas, e não há meios técnicos para evitar as suas consequências.

A definição do que é a qualidade da electricidade, ou melhor da Qualidade da Energia (tradução da expressão Power Quality) foi objecto de uma norma Europeia, a EN 50160. O termo Qualidade da Energia não é apropriado quando se fala nesta norma. De facto seria mais rigoroso falar de qualidade da onda de tensão. No entanto para análise do impacto dos problemas de qualidade em instalações eléctricas é muito importante ir além do estudo da qualidade da onda de tensão.

Entre os problemas de qualidade de energia, a interrupção do fornecimento é, incontestavelmente, o mais grave, uma vez que afecta todos os equipamentos ligados à rede eléctrica, à excepção daqueles que sejam alimentados por UPS's (*Uninterruptable Power Supplies* – sistemas de alimentação ininterrupta) ou por geradores de emergência. Contudo, outros problemas de qualidade de energia, como os descritos a seguir e ilustrados na Figura 2.3, além de levarem à operação incorrecta de alguns equipamentos, podem também danificá-los [19]:

- Distorção harmónica: quando existem cargas não lineares ligadas à rede eléctrica a corrente que circula nas linhas contém harmónicos e as quedas de tensão provocadas pelos harmónicos nas impedâncias das linhas faz com que as tensões de alimentação fiquem também distorcidas.
- Ruído (interferência electromagnética): corresponde ao ruído electromagnético de alta-frequência, que pode ser produzido pelas comutações rápidas dos conversores electrónicos de potência.
- Inter-harmónicos: surgem quando há componentes de corrente que não estão relacionadas com a componente fundamental (50 Hz); essas componentes de corrente podem ser produzidas por fornos a arco ou por cicloconversores (equipamentos que, alimentados a 50 Hz, permitem sintetizar tensões e correntes de saída com uma frequência inferior).
- Interrupção momentânea: ocorre, por exemplo, quando o sistema eléctrico dispõe de disjuntores com religador, que abrem na ocorrência de um curto-circuito, fechando-se automaticamente após alguns milissegundos (e mantendo-se ligados caso o curto-circuito já se tenha extinguido).
- Subtensão momentânea (*voltage sag*): também conhecido por “cava de tensão”, pode ser provocada, por exemplo, por um curto-circuito momentâneo num outro alimentador do mesmo sistema eléctrico, que é eliminado após alguns milissegundos pela abertura do disjuntor do ramal em curto.
- Sobretensão momentânea (*voltage swell*): pode ser provocada, entre outros casos, por situações de defeito ou operações de comutação de equipamentos ligados à rede eléctrica.
- Flutuação da tensão (*flicker*): acontece devido a variações intermitentes de certas cargas, causando flutuações nas tensões de alimentação (que se traduz, por exemplo, em oscilações na intensidade da iluminação eléctrica).
- Micro-cortes de tensão (*notches*): resultam de curto-circuitos momentâneos, que ocorrem durante intervalos de comutação dos semicondutores de potência dos rectificadores.
- Transitórios: ocorrem como resultado de fenómenos transitórios, tais como a comutação de bancos de condensadores ou descargas atmosféricas.

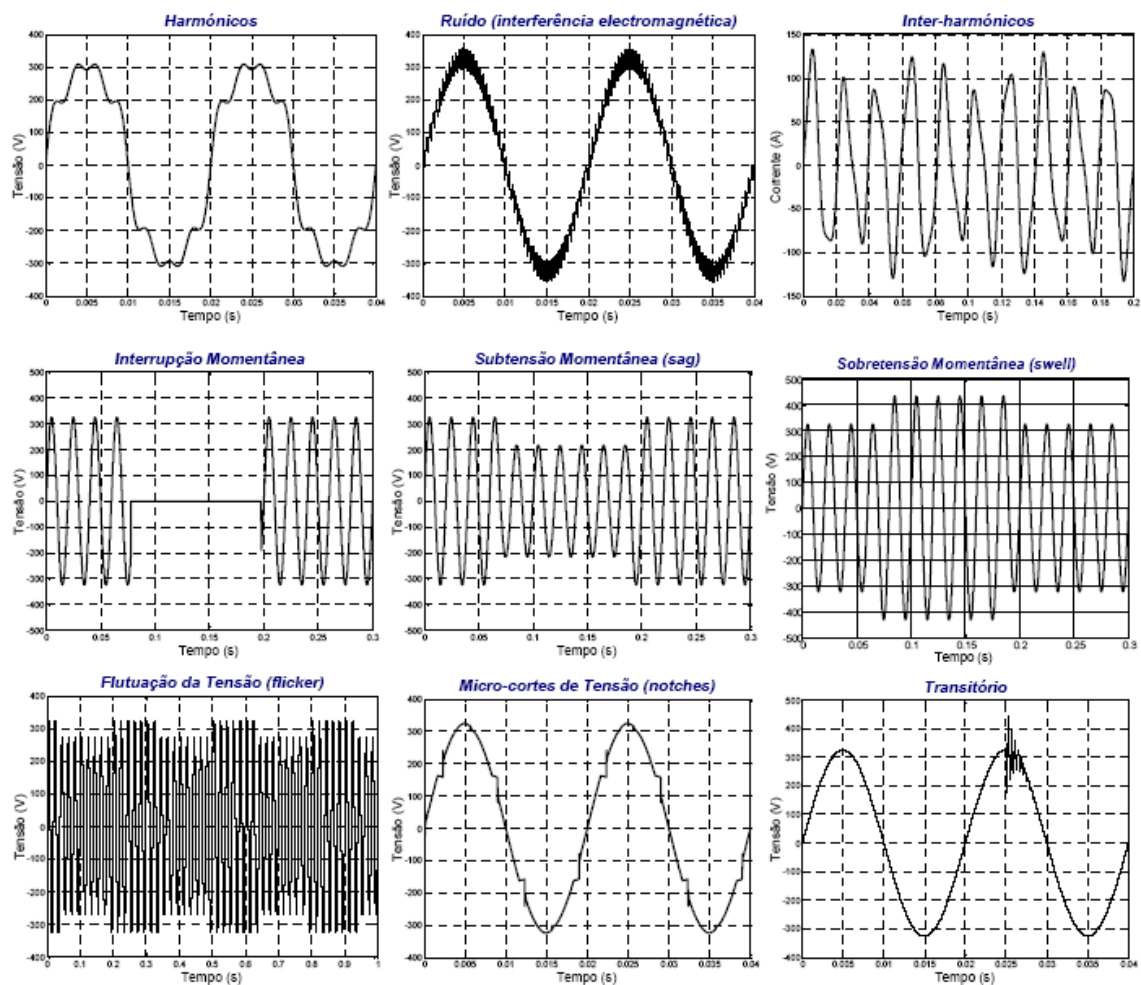


Figura 2.3 - Problemas de qualidade de energia eléctrica.

2.3 Indicadores da qualidade de serviço em redes de distribuição [20]

A qualidade da forma de onda da tensão pode ser medida por um conjunto de indicadores que aferem a bondade do serviço prestado aos consumidores.

Quando as amplitudes das tensões nas três fases são desequilibradas, a forma de onda é distorcida (quer por harmónicas quer por fenómenos transitórios), ou quando surgem cavas ou elevações de tensão, a qualidade da energia eléctrica é degradada.

A EN 50160 já tem uma tradução Portuguesa, a NP EN 50160, editada pelo IPQ em 1996.

Esta norma descreve as características principais, no ponto de entrega ao cliente, da tensão de alimentação por uma rede de distribuição pública em baixa ou média tensão, em condições de exploração normais.

A Norma no que respeita às características da tensão de alimentação diz que:

- A frequência deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais o valor médio medido em intervalos de 10m deve estar:
Entre 49,5 e 50,5 Hz durante 95% de uma semana
Entre 47 e 52 Hz durante 100% de uma semana
- A tensão nominal em BT entre fase e neutro deve ser igual a 230V entre fase e neutro
- Variação da tensão de alimentação – Não considerando as interrupções, 95% dos valores eficazes médios de 10 min para cada período de uma semana devem situar-se na gama $U_n \pm 10\%$
- Severidade da tremulação (flicker) – Para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração deve ser $P_{lt} < 1$ durante 95% do tempo

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \quad (2.1)$$

Em que P_{st} é a severidade da tremulação de curta duração medida num período de 10 minutos.

- Desequilíbrio das tensões de alimentação – Para cada período de uma semana 95% dos valores eficazes médios de 10 min da componente inversa das tensões, não devem ultrapassar 2% da correspondente componente directa.
- Tensão harmónica – Tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. A taxa de distorção harmónica

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2} \quad (2.2)$$

Não deve ultrapassar 8% em 95 % dos períodos de 10 minutos

- Tensão Interharmónica – tensão sinusoidal cuja frequência não é um múltiplo inteiro da frequência fundamental”

O cumprimento da norma é verificado quando todos os valores se encontram no intervalo de confiança de 95%. Tomemos um exemplo:

Lemos o valor eficaz da tensão de alimentação durante 10 minutos. Calculamos o valor médio durante esses 10 minutos. Determinamos o conjunto de valores médios de 1008 períodos (uma semana) de 10 minutos consecutivos. Se 95% desses valores estiverem compreendidos numa banda de $U_n \pm 10\%$, então verifica-se o cumprimento da norma.

Actualmente, o Regulamento da Qualidade de Serviço impõe que o distribuidor verifique anualmente o cumprimento desta norma em diversos pontos do país, fornecendo esses dados à Entidade Reguladora.

O cumprimento da norma não é uma garantia que o utilizador final de energia eléctrica não vai ter nenhum tipo de problemas. Há um conjunto de perturbações que normalmente acontecem, que são imprevisíveis e impossíveis de evitar. Esse conjunto de perturbações é definido da seguinte forma:

- Cava de tensão – Abaixamento do valor eficaz da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% de U_c durante um período de 10ms a 1 minuto;
- Interrupção da alimentação – Variação de tensão para menos de 1% de U_c
Interrupção curta < 3 min – defeito transitório
Interrupção longa > 3 min – defeito permanente
- Sobretensões temporárias – entre condutores activos e a terra
Exemplo a falta de neutro de uma instalação
- Sobretensões transitórias – entre condutores activos e a terra
Origem – Manobras de comutação e descargas atmosféricas.

2.4 Resumo e principais conclusões

Neste capítulo foi efectuada uma breve revisão do impacto da microgeração de PD nas redes de distribuição, incluindo a integração de microgeração nas redes de BT. Para além das questões relacionadas com a mudança de filosofia de exploração relativamente aos sistemas convencionais, foram também realçadas as potencialidades de PD para fornecimento de serviços de sistema, contribuindo assim para a melhoria da qualidade de serviço.

Foi dada atenção especial à possibilidade de formação de ilhas e à operação dos sistemas de distribuição em rede isolada, incluindo aqueles que integram unidades de microgeração nas redes de BT.

As questões relacionadas com a qualidade de serviço foram também abordadas, assim como os principais indicadores.

Tendo em conta o contexto de exploração de redes de distribuição que integram quantidades significativas de PD, a avaliação da capacidade das actuais redes de BT absorverem quantidades significativas de energia proveniente de unidades de microgeração terá em conta os seguintes aspectos:

- Funcionamento do sistema de distribuição em rede interligada;
- Passagem de rede interligada para rede isolada;
- Funcionamento do sistema de distribuição em rede isolada;
- A rede de BT encontra-se sempre ligada à rede de MT a montante porque não tem capacidade de regulação de frequência e de tensão.

São realizados estudos em regime estacionário e em regime dinâmico que focam a análise do perfil das tensões.

3 MODELOS EM REGIME DINÂMICO PARA AS UNIDADES DE MICROGERAÇÃO

Este capítulo tem como objectivo principal apresentar os modelos matemáticos adoptados para representar o comportamento em regime dinâmico de diversas unidades de microgeração ligadas a rede de BT através de interfaces baseadas em conversores electrónicos de potência.

Os modelos apresentados tiveram por base modelos muito semelhantes encontrados na literatura e foram implementados com o objectivos de estudar o comportamento em regime dinâmico de uma rede de BT com integração de microgeração, focando a exploração do sistema de energia ao qual a rede de BT está ligada em rede interligada e em rede isolada.

No entanto, é conveniente realçar duas questões fundamentais:

- O modelo dos conversores electrónicos de potência é baseado apenas nas suas funções de controlo, pelo que os transitórios associados à comutação dos dispositivos de electrónica de potência, harmónicos e perdas nos conversores não são considerados. Este procedimento tem sido adoptado com frequência na análise do comportamento dinâmico de sistemas de energia cujas fontes sejam ligadas à rede através de conversores electrónicos de potência [21,22].
- Apenas foi considerado o funcionamento do sistema de energia em regime equilibrado e simétrico, apesar de não ser uma situação frequente quando se trata de redes de BT.

Tal como foi referido anteriormente, no capítulo 2, existem diferentes tipos de tecnologias disponíveis no mercado e que podem ser ligadas à rede de baixa tensão, nomeadamente microturbinas eólicas, painéis solares fotovoltaicos, microturbinas, pequenos grupos diesel e pequenas unidades de produção combinada de electricidade e calor. No entanto, tal como foi referido anteriormente, apenas os sistemas solares fotovoltaicos e as microturbinas foram considerados neste trabalho. O modelo da microturbina eólica, assim como de outras unidades de microgeração serão considerados em desenvolvimentos futuros.

Na secção 3.1 é apresentada a forma como as unidades de microgeração estão ligadas à rede. Nas secções seguintes são descritos os modelos matemáticos correspondentes. Assim, na secção 3.2 é apresentado o modelo da microturbina e na secção 3.3 o modelo dos sistemas fotovoltaicos. Como ambos os sistemas são ligados à rede através de conversores electrónicos de potência, o seu modelo matemático é apresentado na secção 3.4. Por fim, na secção 3.5, são apresentadas as principais conclusões.

3.1 Unidades de microgeração ligadas à rede de baixa tensão

As unidades de microgeração ligadas à rede de baixa tensão através de interfaces baseadas em conversores electrónicos de potência são geralmente representadas por uma fonte de tensão em CC ligada a um inversor [22] tal como apresentado na figura 3.1.

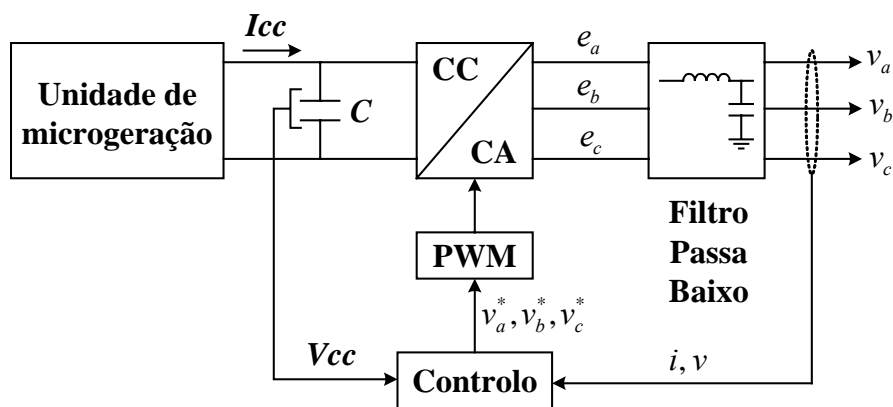


Figura 3.1 – Representação de uma unidade de microgeração ligada à rede

De acordo com a figura 3.1 podem-se distinguir os seguintes blocos principais:

- A fonte de tensão em CC ligada ao barramento de CC do inversor.
- O inversor que realiza a conversão de CC para CA. A tensão de saída do inversor corresponde à tensão da frequência fundamental (50 Hz) uma vez que o modelo do inversor apenas inclui as funções de controlo.
- Um filtro passa baixo que é representado através do valor da sua impedância à frequência fundamental.

Os modelos das unidades de microgeração e do inversor são tratadas nas secções seguintes.

3.2 Microturbina

A maioria das microturbinas existentes no mercado têm como função principal produzir electricidade, podendo funcionar em cogeração (produzindo electricidade e calor em simultâneo) utilizando equipamento adicional. Quando se pretende que a microturbina funcione em cogeração é utilizado um permutador de calor adicional de forma a tirar partido da relativamente elevada temperatura dos gases de escape. Algumas microturbinas vêm preparadas de série com o referido permutador, enquanto que em outras o equipamento auxiliar é vendido separadamente.

O termo microturbina refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW [23].

As microturbinas podem operar com uma grande variedade de combustíveis. O gás natural, é aquele que é mais utilizado, mas também podem ser usados combustíveis líquidos tais como a gasolina sem chumbo, gasóleo, álcoois, kerosene, propano, etc. No entanto, a utilização do gás natural permite uma maior redução das emissões de gases (e.g. NOx: 9 – 25 ppm) para a atmosfera [23].

Na figura 3.2 são apresentadas microturbinas de dois fabricantes.



Figura 3.2 – Microturbina a gás do lado esquerdo a Turbec T100 e do lado direito Capastone 330 Model

Na literatura encontram-se modelos adequados para representar o comportamento em regime dinâmico de dois tipos de microturbinas, cuja diferença principal reside no modo como os vários componentes se encontram ligados em termos mecânicos [24].

A microturbina de eixo único e alta velocidade possui o compressor e a turbina ligados ao mesmo eixo que também acciona o gerador, normalmente uma máquina síncrona. Neste caso a turbina atinge velocidades de rotação elevadas, compreendidas entre 50000 a 120000 rpm.

O outro tipo de microturbina possui a turbina ligada ao gerador através de uma caixa de velocidades que faz a adaptação da velocidade de rotação da turbina à velocidade adequada para accionar o gerador, tendo em conta o número de pólos deste. Apesar de ser considerada uma tecnologia robusta, este tipo de microturbina não tem sido muito utilizada para produção de energia eléctrica em pequena escala [25].

Assim sendo, apenas as microturbinas de eixo único foram consideradas neste trabalho. Trata-se de pequenas turbinas a gás com potências nominais que vão desde as várias dezenas de KW a poucas centenas de KW, as quais têm sido utilizadas em situações de produção distribuída para produção de electricidade ou produção combinada de electricidade e calor, utilizando, na sua maioria, o gás natural como combustível.

O seu princípio de funcionamento encontra-se descrito na subsecção 3.2.1.

3.2.1 Princípio de funcionamento da microturbinas de eixo único

Tal como já foi referido anteriormente, a microturbina de eixo único possui o compressor e a turbina ligados, em termos mecânicos, ao mesmo eixo que acciona o gerador eléctrico. Por sua vez, este converte a energia mecânica de rotação em energia eléctrica. Como o eixo apresenta velocidades de rotação muito elevadas, a energia eléctrica é produzida com valores elevados de frequências que terão de ser posteriormente adaptadas à frequência da rede (50 Hz). Para tal, a energia produzida em CA é convertida para CC através de um conversor CA/CC e de seguida convertida novamente em CA através de um inversor controlado para entregar à rede energia em CA e com frequência de 50 Hz.

O princípio de funcionamento da microturbina de eixo único encontra-se esquematizado na figura 3.3.

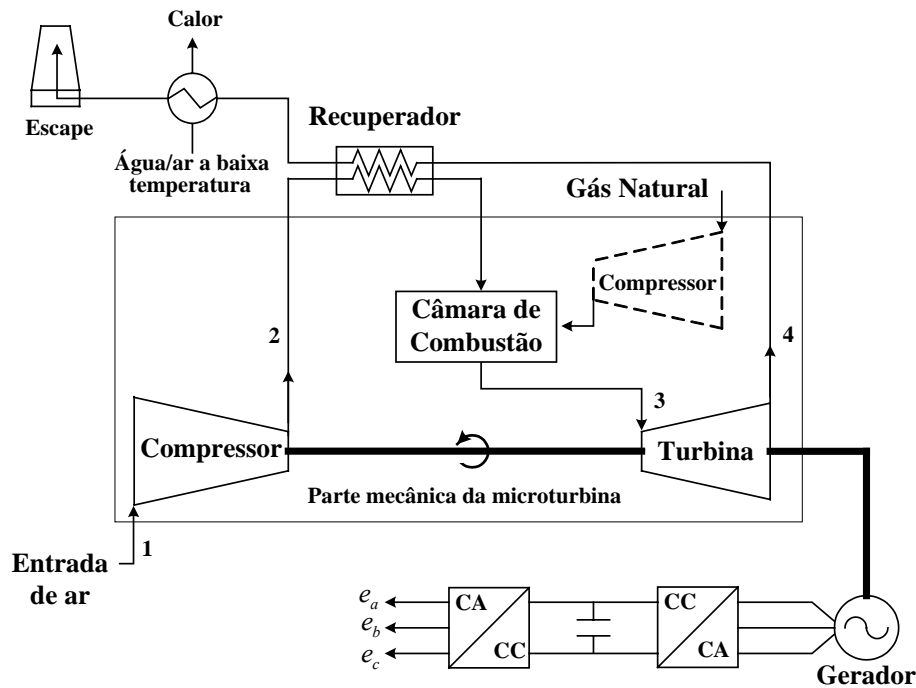


Figura 3.3 – Princípio de funcionamento da microturbina de eixo único

Tal como se pode observar na figura 3.3 o ar que inicialmente se encontra à pressão atmosférica é comprimido no compressor e depois pré-aquecido no recuperador de calor (que transfere o calor extraído dos gases de escape da turbina para o ar comprimido) antes de entrar na câmara de combustão.

Na câmara de combustão o ar é misturado com o gás natural de modo a permitir a sua combustão. Os gases quentes libertados da combustão são então expandidos através da turbina provocando o movimento de rotação do eixo que, por sua vez acciona o compressor e o gerador eléctrico.

Por último, o calor dos gases de escape que saem da turbina é transferido para o ar comprimido no recuperador de calor, reduzindo assim o consumo de combustível necessário para aquecer o ar.

O gerador eléctrico é normalmente uma máquina síncrona de ímanes permanentes de dois ou quatro pólos [24]. Devido às altas velocidades de rotação esta máquina produz energia eléctrica a frequências que variam de 1500 a 4000Hz.

De modo a ligar a microturbina de eixo único à rede, é utilizado um conversor CA/CC e um inversor CC/CA de modo a gerar uma tensão trifásica de frequência 50Hz.

O princípio de funcionamento da microturbina é traduzido, de forma simplificada, no modelo matemático apresentado na secção 3.2.2.

3.2.2 Modelo em regime dinâmico

De modo a descrever o comportamento em regime dinâmico da microturbina de eixo único com impacto na rede de BT, foi adoptado o modelo apresentado em [24, 26]. Este modelo é baseado num conjunto de simplificações, as quais são apresentadas a seguir:

- A microturbina é similar à turbina a gás;

- A microturbina encontra-se em condições normais de funcionamento, pelo que o arranque, a saída de serviço e dinâmicas rápidas não são consideradas;
- O recuperador não é incluído no modelo;
- O sistema de controlo da temperatura e velocidade da microturbina não são considerados;
- Uma vez que a maioria das microturbinas não tem regulador de velocidade, este também não foi considerado

Assim, o modelo da microturbina em regime dinâmico consiste fundamentalmente em três partes.

- Um sistema de controlo da potência activa gerada
- A parte mecânica da turbina
- A máquina síncrona de ímanes permanentes ligada ao conversor CA/CC

O diagrama de blocos da microturbina de eixo único encontra-se apresentado na figura 3.4.

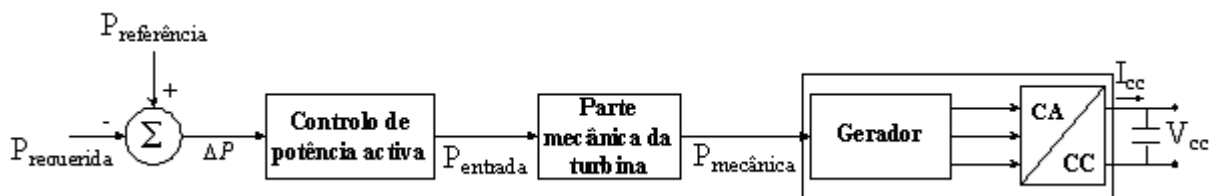


Figura 3.4 - Diagrama de blocos da microturbina de eixo único

Cada uma destas partes é apresentada com mais detalhes nas subsecções seguintes.

3.2.2.1 Sistema de controlo da potência activa gerada [24]

O sistema de controlo da potência activa gerada pela microturbina é baseado num controlador PI, tal como apresentado na figura 3.5. Este controlo permite que a microturbina ajuste a potência activa produzida em função da potência activa requerida, $P_{requerida}$.

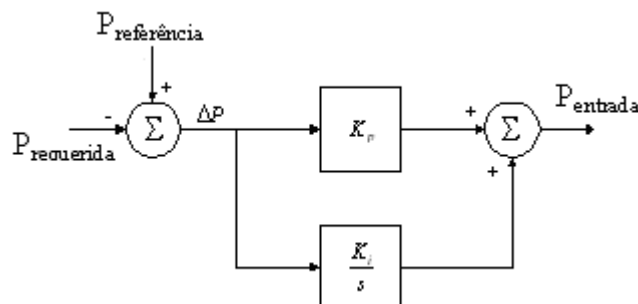


Figura 3.5 – Sistema de controlo da potência activa

Onde:

$P_{requerida}$ é a potência activa pedida;

$P_{referência}$ é um valor de referência para a potência activa;

$P_{entrada}$ é uma variável de controlo a ser aplicada à parte mecânica da microturbina;

K_p é o ganho proporcional do controlador PI;

K_i é o ganho integral do controlador PI.

3.2.2.2 Parte mecânica da microturbina [24]

Por se tratar de um modelo bastante simples e amplamente utilizado [27] o modelo da turbina a gás foi utilizado para representar o comportamento em regime dinâmico da parte mecânica da microturbina de eixo único. Este modelo encontra-se apresentado na figura 3.6.

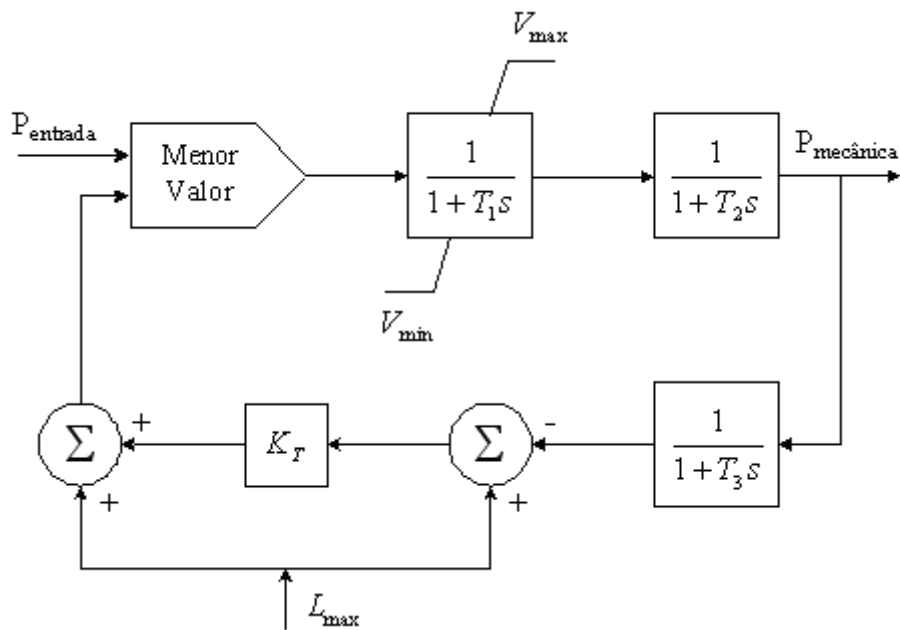


Figura 3.6 – Modelo da parte mecânica da microturbina de eixo único

Em que:

$P_{mecânica}$ é a potência mecânica;

T_1 representa o atraso no sistema de combustível;

T_2 representa o atraso no sistema de combustível;

T_3 representa a constante de tempo associada ao limite de energia;

L_{max} é o limite de carga;

V_{\max} é o valor máximo da posição da válvula de admissão do combustível;

V_{\min} é o valor mínimo da posição da válvula de admissão do combustível;

K_T é o ganho de controlo de temperatura.

3.2.2.3 Máquina síncrona de ímanes permanentes e conversor CA/CC [27]

O comportamento em regime dinâmico da máquina síncrona de ímanes permanentes é descrito através de um conjunto de equações diferenciais descritas no referencial dq da máquina.

Equações eléctricas:

$$v_d(t) = R_s i_d(t) - p \omega_r L_q i_q(t) + L_d \frac{di_d(t)}{dt} \quad (3.1)$$

$$v_q(t) = R_s i_q(t) + p \omega_r L_d i_d(t) + L_q \frac{di_q(t)}{dt} + p \omega_r \Phi_m \quad (3.2)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p [\Phi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3.3)$$

Equação mecânica:

$$T_e = J \frac{d\omega_r}{dt} + F \omega_r + T_m; \quad \omega_r = J \frac{d\theta_r}{dt}; \quad T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (3.4)$$

Onde:

L_d, L_q são as indutâncias dos eixos d e q em H ;

R_s é a resistência do estátor em Ω ;

i_d, i_q são as componentes da corrente segundo os eixos d e q em A ;

v_d, v_q são as componentes da tensão segundo os eixos d e q em V ;

ω_r é a velocidade angular do rotor em rad/s ;

Φ_m é o fluxo induzido em Wb ;

p é o número de pares de pólos;

T_e é o binário electromagnético;

J é a inércia da máquina em $kg \cdot m^2$;

F é o coeficiente de fricção;

θ_r é a posição angular do rotor;

T_m é o binário mecânico.

O conversor CA/CC situado do lado do gerador funciona como uma fonte de tensão controlada por corrente e é responsável por controlar o gerador e a diferença de fase entre a tensão e a corrente da saída. O diagrama de blocos associado ao modelo do conversor CA/CC apresentado em [28] é ilustrado na figura 3.7.

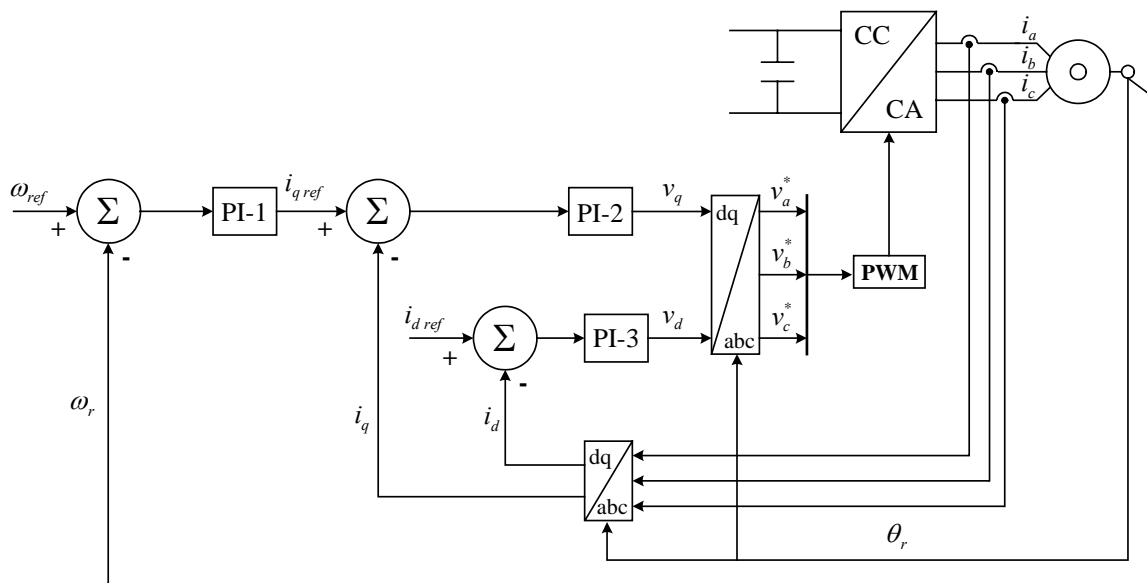


Figura 3.7 – Controle do conversor CA/CC

O controlador PI-1 gera uma componente de corrente de referência, $i_{q\ ref}$, baseada no desvio de frequência angular, de modo a controlar a velocidade de rotação da turbina. Esta componente de referência da corrente é utilizada por um segundo controlador PI, PI-2, para gerar a componente da tensão segundo o eixo q .

O valor de referência da componente da corrente segundo o eixo d é determinado previamente de modo a assegurar que o gerador funcione com um factor de potência unitário e utilizado por um terceiro controlador, PI-3, para determinar a componente da tensão segundo o eixo d .

O valor de referência para a frequência, w_{ref} , é também calculado previamente de modo a garantir o funcionamento do gerador com elevados níveis de rendimento.

3.3 Sistemas fotovoltaicos

A descoberta do efeito fotovoltaico remonta a 1839, sendo atribuída a Edmund Becquerel. No entanto, só em meados dos anos 50, nos Laboratórios Bell e RCA, foram desenvolvidas as tecnologias fotovoltaicas actualmente utilizadas.

Nos sistemas fotovoltaicos a radiação solar é convertida em energia eléctrica por intermédio dos chamados semicondutores, que são configurados em elementos denominados células fotovoltaicas. Os semicondutores feitos de silício são os mais usados na construção das células e o seu rendimento possível razoável é, actualmente, de cerca de 25-30% [29]. Uma vez que cada célula produz uma corrente contínua de intensidade relativamente fraca, (produzindo potências eléctricas da ordem de 1.5W, correspondentes a uma tensão de 0.5V e uma corrente de 3A) procede-se à sua associação para obter, após encapsulamento, um conjunto denominado módulo fotovoltaico com potências típicas da ordem de 50 a 100W. O agrupamento de módulos, colocados numa mesma estrutura de suporte, forma um painel que possuem potências superiores.



Figura 3.8 - Módulo fotovoltaico

As aplicações dos sistemas fotovoltaicos podem ser divididas em dois grandes grupos: sistemas isolados e sistema interligados à rede.

Dentro do grupo de **sistema isolados**, justificados pela inexistência de rede eléctrica ou pela inviabilidade económica ou técnica de a fazer chegar a um determinado local, existe um conjunto diverso de utilizações finais. Incluem-se neste grupo os vulgares abastecimentos a sistemas de telecomunicações, sistemas de bombagem de água em locais remotos, aplicações urbanas (sinalização ou iluminação) ou abastecimento a habitações ou edifícios de serviços técnicos ou turísticos em locais remotos.

No que diz respeito aos **sistemas ligados à rede**, estes são normalmente concebidos para produção de energia eléctrica para ser entregues à rede. Neste trabalho apenas foram considerados os sistemas ligados à rede.

A célula solar constitui o elemento básico de um sistema fotovoltaico. Assim, os aspectos relacionados com o modelo matemático das células, módulos e painéis são apresentados na subsecção 3.3.1 e o modelo que descreve o comportamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede, considerando o seguidor do ponto de potência máxima é apresentado na subsecção 3.2.2.

3.3.1 Células fotovoltaicas, módulos e painéis

A célula fotovoltaica é responsável pela conversão da energia proveniente da radiação solar em energia eléctrica. Para tal, torna-se necessário criar um campo eléctrico no seu interior, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula.

Através do processo conhecido como *dopagem* do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objectivo de alterar as suas propriedades eléctricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*, que possuem, respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro.

O boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo *p*. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três electrões na banda de valência, existe uma ligação apenas com um electrão, enquanto as restantes três ligações possuem dois electrões. A ausência deste electrão é considerada uma lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um electrão vizinho a preenche, outra lacuna se cria. A razão entre átomos de boro e átomos de silício é normalmente da ordem de 1 para 10 milhões.

O fósforo é o material usado para criar a região *n*. Um átomo de fósforo tem cinco electrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um electrão livre, que viaja através do material. A razão entre átomos de fósforo e de silício é próxima de 1 para 1000.

Na região onde os dois materiais se encontram, designada *junção p-n*, cria-se, portanto, um campo eléctrico que separa os portadores de carga que a atingem: os electrões, excitados pelos fotões com energia suficiente para excitar electrões da banda de valência para a banda de condução, são acelerados para um terminal negativo, ao passo que as lacunas são enviadas para um terminal positivo. Nestas condições, ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente através de uma carga, circulará corrente eléctrica.

Na figura 3.9 é apresentada a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica.

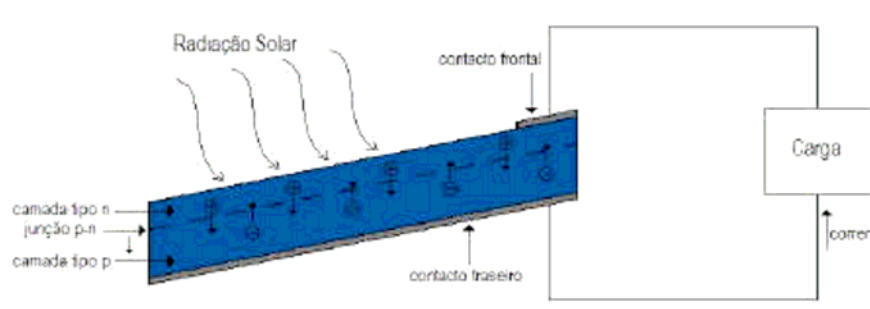


Figura 3.9 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica

A circulação de corrente eléctrica através do circuito exterior manter-se-á enquanto a energia resultante da luz incidente for suficiente para libertar electrões, sendo a sua intensidade dependente da quantidade de luz incidente, aumentando ou diminuindo de acordo com o aumento ou diminuição da intensidade de luz incidente.

A área da produção de energia eléctrica solar é uma área em grande evolução tecnológica existindo investigação em tecnologias de películas finas, em células orgânicas e em sistemas híbridos como termo fotovoltaico. Um dos inconvenientes é o facto de serem necessários sistemas de armazenamento, como baterias, para um fornecimento

contínuo de energia que para além de apresentarem tempos de vida útil inferiores ao dos painéis fotovoltaicos, vêm encarecer o investimento total nestes sistemas [30].

No orçamento inicial destes sistemas é igualmente necessário incluir um inversor de corrente, que transforma a corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico em corrente alternada para ser consumida pelos equipamentos eléctricos. Para os sistemas ligados à rede, o inversor para além de converter a corrente proveniente do painel fotovoltaico, assegura as funcionalidades e protecções impostas pelo decreto-lei n.º168/99 de 18 de Maio [31].

3.3.1.1 Modelo matemático da célula fotovoltaica [32]

Em termos de modelo matemático simplificado, uma célula pode ser descrita através do circuito eléctrico equivalente apresentado na figura 3.10.

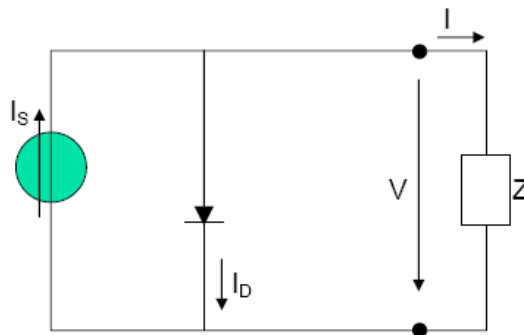


Figura 3.10 – Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica.

Tal como se pode observar na figura 3.10 a célula fotovoltaica é representada por uma fonte de corrente, I_s , ligada em anti-paralelo com um díodo.

A fonte de corrente representa a corrente eléctrica gerada pela radiação solar incidente e o díodo representa a junção p-n, a qual é atravessada pela corrente I_D que, por sua vez, depende da tensão V aos terminais da célula. A corrente I_D que se fecha através do díodo é dada pela equação (3.5), onde I_0 é a corrente inversa máxima de saturação do díodo, V é a tensão aos terminais da célula, m é o factor de idealidade do díodo e V_T é aquilo a que se designa por potencial térmico.

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.5)$$

O potencial térmico, V_T , (3.6), depende de K , a constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$), da temperatura absoluta da célula, T ($0 \text{ }^\circ\text{C} = 273,16 \text{ K}$), e da carga eléctrica do electrão, q , ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (3.6)$$

Assim, aplicando a lei dos nós ao circuito representado na figura 3.10, a corrente I que se fecha na carga é dada pela expressão (3.7).

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (3.7)$$

A característica I-V (corrente/tensão) de uma célula fotovoltaica pode ser determinada com base na equação (3.7). Para uma célula genérica a curva I-V típica encontra-se apresentada na figura 3.11.

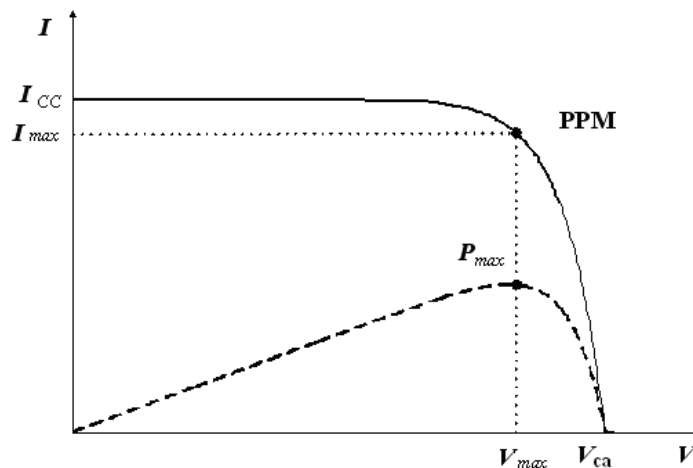


Figura 3.11 – Característica I-V de uma célula fotovoltaica

Para condições de radiação e temperatura arbitrárias, G_a e T_c , respectivamente a célula fotovoltaica é caracterizada pelos seguintes parâmetros fundamentais:

- Corrente de curto-circuito, I_{CC} ;
- Tensão de circuito aberto, V_{ca} ;
- Ponto de potência máxima, PPM ;
- Rendimento máximo, $\eta = \frac{P_{max}}{P} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{A \times G_a}$, em que A é a área da célula.
- Factor de forma, $FF = \frac{V_{max} \times I_{max}}{V_{ca} \times I_{cc}}$

O valor da corrente de curto circuito, assim como o da tensão em circuito aberto são fornecidos pelos fabricantes para CST e/ou CNT de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Radiação e temperatura para CST e CNT

	CNT	CST
Radiação	$G_{a,ref} = 800 W / m^2$	$G_{a,0} = 1000 W / m^2$
Temperatura ambiente	$T_{a,ref} = 20^{\circ} C$	$T_{C,0} = 25^{\circ} C$

A influência da radiação e da temperatura nos parâmetros das células é tratada nas subsecções seguintes.

3.3.1.2 Influência da radiação solar e da temperatura [32]

Os valores da radiação solar incidente na célula fotovoltaica, assim como a temperatura a que esta se encontra constituem factores determinantes no cálculo da potência máxima gerada por um sistema fotovoltaico.

Os níveis de radiação solar ao longo de um dia estão fortemente dependentes da estação do ano, do mês, das condições atmosféricas, da localização geográfica, etc.

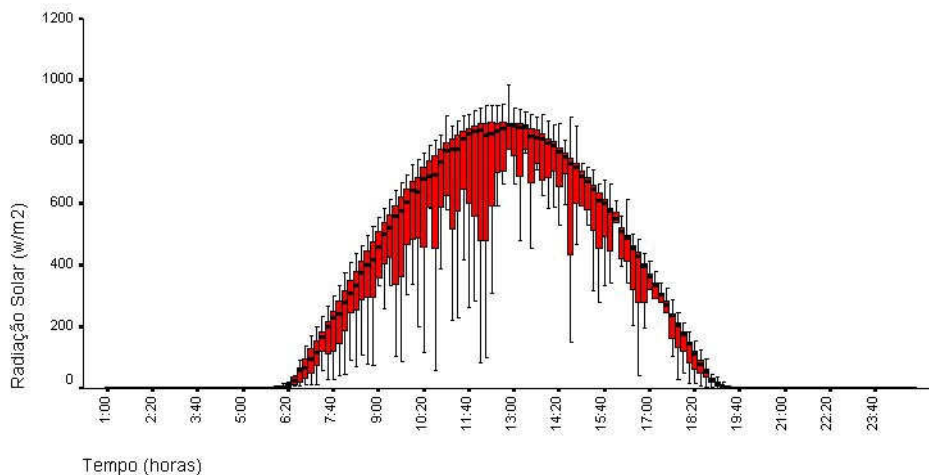


Figura 3.12 – Variação da radiação solar ao longo de um dia.

De noite observa-se que a radiação solar é nula mas de dia o gráfico da figura 3.12 apresenta um aspecto semelhante a uma função de 2º grau ou a uma função sinusoidal. Estes dois tipos de funções são bons exemplos para simular a variação da radiação, G .

É possível traçar várias características I-V para vários valores de radiação, G , considerando que o valor da temperatura se mantém constante. Os fornecedores de módulos e painéis fotovoltaicos incluem regularmente essa informação nos catálogos dos produtos, como no exemplo da figura 3.13.

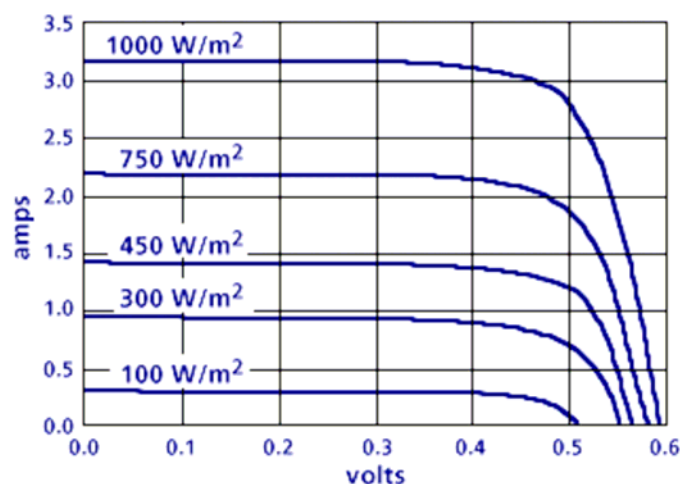


Figura 3.13 – Variação da característica I-V com a radiação solar em módulos Shell ST10.

Verifica-se que o valor da corrente, I , é muito afectado pela variação da radiação. O valor da tensão, V , sofre apenas uma ligeira variação.

A diminuição da corrente, não compensada por um aumento igual de tensão significa que a potência máxima também diminui.

A temperatura ao longo de um dia também é fortemente influenciada pela estação do ano, pelo mês, localização geográfica, etc.

Ao contrário da radiação solar, cuja variação ao longo do dia está mais dependente do movimento do sol que dos restantes factores e, por isso, apresenta uma forma quase sempre semelhante, a variação da temperatura ao longo do dia pode apresentar formas muito variadas, dependendo muito dos factores já enunciados.

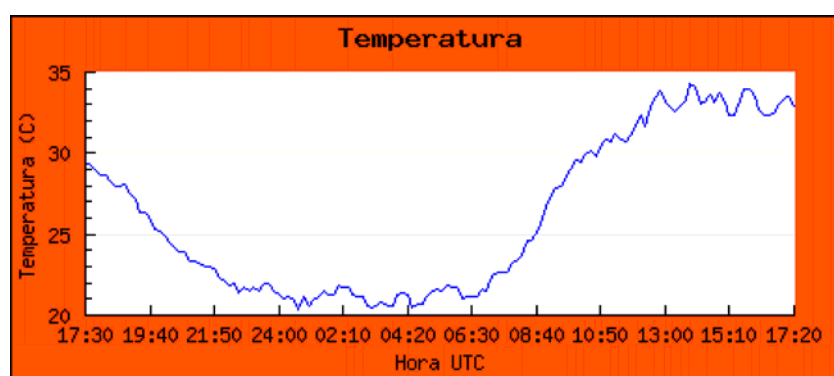


Figura 3.14 – Variação da temperatura ao longo de 24h, Évora, 19/09/07 – 20/09/07.

No exemplo concreto da figura 3.14, a onda apresenta uma forma semelhante a uma senoide distorcida. Portanto, a utilização de uma função sinusoidal será uma das formas possíveis de simular o efeito da variação da temperatura. A temperatura afecta dois parâmetros do sistema fotovoltaico, V_T e I_0 .

É possível escrever várias características de I-V para vários valores de temperatura, T , considerando a radiação solar constante. Mais uma vez, os fabricantes de sistemas fotovoltaicos têm por costume fornecer essa informação, exemplo da figura 3.15.

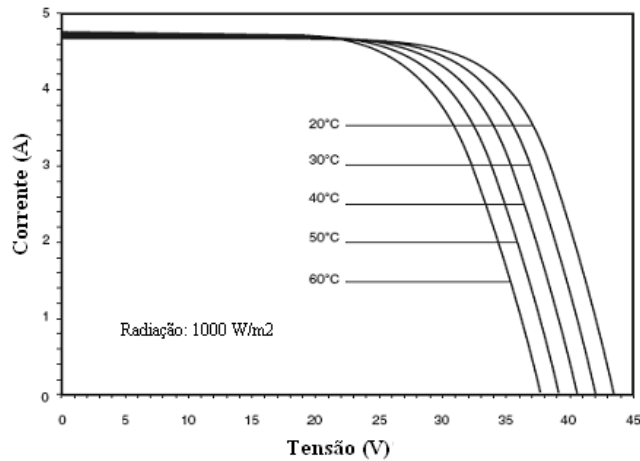


Figura 3.15 – Variação da característica I-V com a temperatura em módulos Shell SP140PC

Verifica-se o inverso do ocorrido para a variação da radiação solar, isto é, a corrente I , varia apenas ligeiramente e a tensão V é muito afectada por este efeito.

Uma vez que o aumento de temperatura reduz a tensão e mantém o valor de corrente aproximadamente constante, a potência irá diminuir com o aumento de temperatura.

3.3.1.3 Parâmetros das células, dos módulos e dos painéis [33]

Na prática, as condições de funcionamento de um sistema fotovoltaico diferem das CST, pelo que para um dado valor da radiação incidente e temperatura ambiente, G_a e T_a , respectivamente, a temperatura da célula é dada pela expressão:

$$T_c = T_a + G_a \times \frac{NOTC - 20}{800} \quad (3.8)$$

Em que NOTC é a temperatura normal de funcionamento da célula (Normal Operating Temperature of the cell), cujo valor é fornecido pelo fabricante para as CNT.

Assim, para a temperatura da célula, a corrente de curto-circuito, a tensão em circuito aberto e o potencial térmico são dados pelas expressões seguintes:

$$I_{CC} = \frac{G_a}{G_{a,0}} \left[I_{CC,0} + \mu_{I_{CC}} (T_c - T_{c,0}) \right] \quad (3.9)$$

$$V_{ca} = V_{ca,0} + \mu_{V_{ca}} (T_c - T_{c,0}) \quad (3.10)$$

$$V_t = \frac{KT_c}{q} \quad (3.11)$$

Em que:

$I_{CC,0}$ é a corrente de curto-circuito da célula em CST;

$V_{ca,0}$ é a tensão de circuito aberto da célula em CST;

$\mu_{I_{CC}}$ é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura, dado pelo fabricante;

$\mu_{V_{ca}}$ é o coeficiente de variação da tensão em circuito aberto com a temperatura, dado pelo fabricante;

K é a constante Boltzmann;

q é a carga do electrão.

Tal como foi referido anteriormente, como a potência produzida por uma célula é relativamente baixa, são ligadas varias células em serie e/ou paralelo, tal como apresentado na figura 3.16, de modo a produzir a característica I-V desejada.

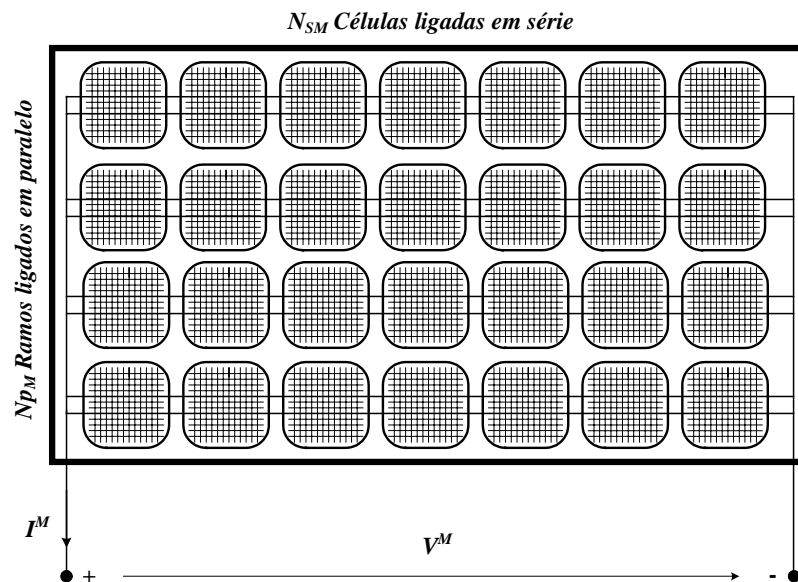


Figura 3.16 – Esquema de um módulo fotovoltaico

A corrente e a tensão geradas pelo módulo fotovoltaico são dadas pelas expressões:

$$I^M = N_p I \quad (3.12)$$

$$V^M = N_s V \quad (3.13)$$

Em que I e V são a corrente e a tensão produzidas por uma célula fotovoltaica.

De modo a gerar a potência pretendida, os módulos são, por sua vez, ligados em associações série e/ou paralelo, formando o painel fotovoltaico. A corrente e a tensão geradas pelo painel são dadas pelas expressões:

$$V^P = N_s V^M \quad (3.14)$$

$$I^P = N_p I^M \quad (3.15)$$

Em que N_s e N_p representa o número de módulos ligados em série e em paralelo.

3.3.2 Sistema fotovoltaico com seguidor do ponto de potência máxima [26]

Um sistema fotovoltaico ligado à rede compreende dois componentes fundamentais:

- O painel fotovoltaico constituído por $N = N_s \times N_p$ módulos;
- O inversor que converte a energia produzida de CC para CA.

O sistema fotovoltaico apresenta uma característica I-V similar à apresentada na figura 3.11, pelo que o inversor se encontra equipado com um SPPM de modo a assegurar que o sistema funcione no PPM para diferentes condições de radiação e temperatura ambiente.

Assim, a configuração típica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede encontra-se apresentado na figura 3.17.

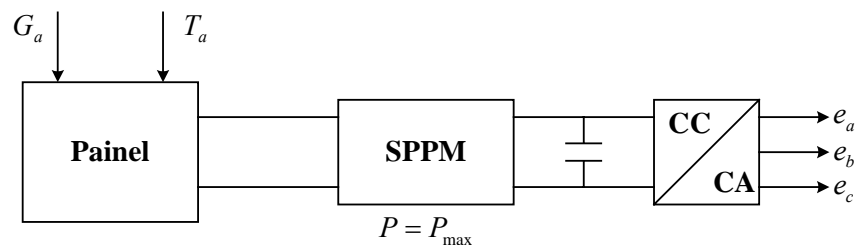


Figura 3.17 – Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede

3.3.2.1 Seguidor do ponto de potência máxima [34]

Para determinar o PPM do sistema fotovoltaico é necessário criar um sistema designado por SPPM, que consiste basicamente num sistema de controlo do conversor CC/CC.

Como explicado anteriormente, a potência máxima que um painel pode fornecer varia com as condições ambientais a que este está sujeito, ou seja, temperatura e radiação solar, causando variações nas correntes e tensões de saída do sistema fotovoltaico. O SPPM é um sistema electrónico que ajusta o ponto de funcionamento de modo a extrair do painel a potência máxima disponível.

Os SPPM tradicionais são usualmente compostos por microprocessadores ou computadores e outros sistemas electrónicos que, analisando as várias grandezas do painel determinam o ponto de funcionamento para o qual se consegue extrair a potência máxima para a temperatura e radiação a que o painel está sujeito.

O algoritmo de controlo do SPPM utiliza o método da variação da condutância para a determinação do PPM. Este método consiste em verificar o declive da curva de potência em função da tensão, de forma a encontrar o ponto onde a potência é máxima, que corresponde a um declive próximo de zero, como se pode verificar na Figura 3.18.

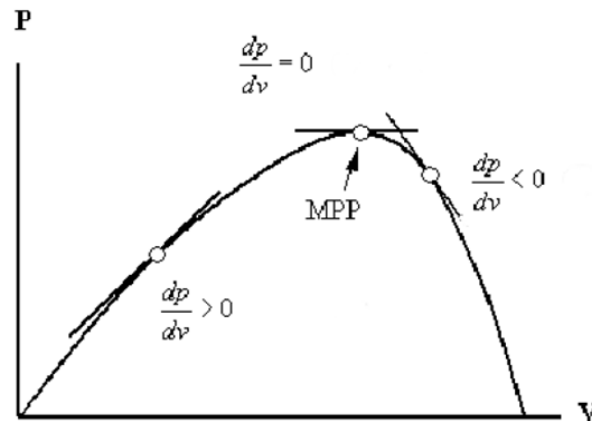


Figura 3.18 – Relação P-V de um painel fotovoltaico

Estes sistemas tipicamente apresentam perdas de rendimento devido à grande massa de cálculos computacionais e aos atrasos e aproximações que isso pode implicar. Além disso existe um gasto maior devido ao preço associado aos microprocessadores ou computadores auxiliares.

3.3.2.2 Modelo matemático

O sistema fotovoltaico integrando o SPPM é representado por um modelo bastante simples, apresentado em [26], o qual foi adoptado neste trabalho. Este modelo é baseado nas seguintes simplificações:

- A radiação incidente e a temperatura são iguais em todas as células do painel;
- O SPPM garante sempre o funcionamento do sistema no PPM;
- No caso de ocorrerem variações de radiação e temperatura, o PPM é alterado instantaneamente;
- A temperatura das células depende exclusivamente da radiação e temperatura ambiente.

Assim, a potência produzida pelo sistema fotovoltaico para determinadas condições de temperatura ambiente e radiação é dada pela expressão seguinte.

$$P_{\max} = N \frac{G_a}{G_{a,0}} \left[P_{Max,0} + \mu_{P_{\max}} \left(T_a + G_a \frac{NOTC - 20}{800} - 25 \right) \right] \quad (3.16)$$

Em que:

P_{\max} é a potência máxima produzida em (W);

$P_{\max,0}$ é a potência máxima do módulo em CST em (W), fornecida pelo fabricante;

$\mu_{P_{\max}}$ é o coeficiente de variação da potência com a temperatura em (W/°C), fornecido pelo fabricante;

N é o número de módulos

G_a é a radiação incidente no plano do painel em (W/m²);

T_a é a temperatura ambiente (°C);

3.4 Conversor CC/CA [17, 35]

O conversor CC/CA ou inversor que faz a interface entre as unidades de microgeração e a rede de BT entrega à rede toda a potência activa que a unidade primária consegue disponibilizar. A potência reactiva a entregar poderá corresponder a um valor específico (zero no caso do factor de potência unitário) ou então calculada em função da potência activa para garantir um determinado factor de potência. Assim, o controlo do inversor é um controlo do tipo PQ.

De acordo com [17], este esquema de controlo foi implementado de modo a que o conversor funcione como uma fonte de tensão controlada a corrente. Este esquema de controlo PQ é apresentado na figura 3.19.

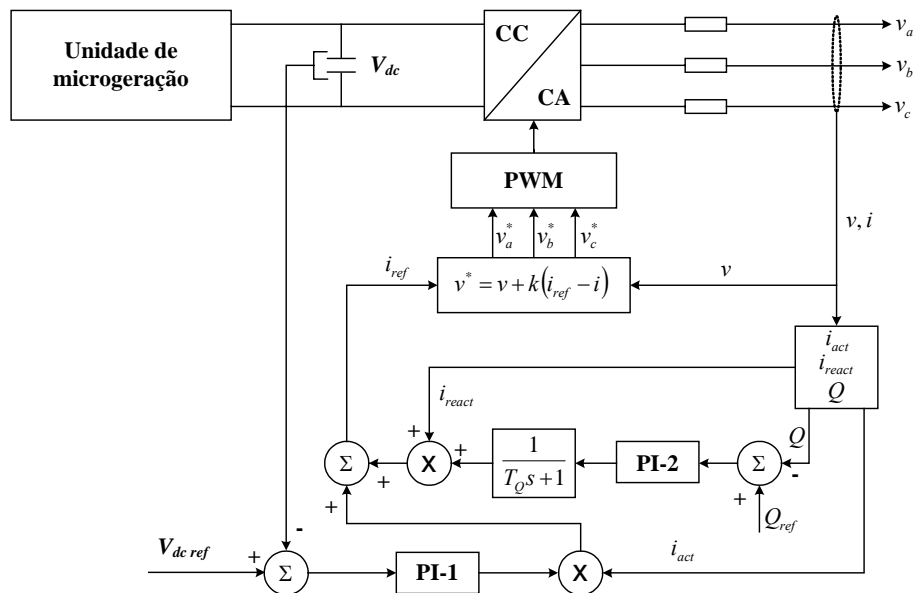


Figura 3.19 – Esquema do controlo PQ do inversor

As componentes da corrente em fase e em quadratura, i_{act} e i_{react} , respectivamente são determinadas a partir da tensão e corrente medidas na rede.

Variações na potência produzida pela unidade de microgeração provocam variações na tensão do barramento CC do inversor, as quais são corrigidas através do controlador *PI-1*, o qual ajusta a amplitude da componente da corrente em fase que irá, indirectamente, ser entregue a rede.

A potência reactiva é controlada através do controlador *PI-2* que é responsável pelo ajuste da amplitude da corrente em quadratura que irá ser injectada na rede.

3.5 Resumo e conclusões principais

Neste capítulo foram apresentados modelos matemáticos adequados para representar o comportamento em regime dinâmico e com impacto na rede BT de várias unidades de microgeração: microturbinas e sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede.

Tendo em conta as características da potência gerada por estas unidades de microgeração, torna-se necessário incluir uma interface baseada em conversores electrónicos de potência, nomeadamente um inversor, para permitir a sua ligação à rede. Por sua vez, este inversor utiliza um esquema de controlo em potência, ou seja um controlo PQ. No entanto, para a rede, ele apresenta-se como fonte de tensão controlada por corrente.

A integração das unidades de microgeração estudadas neste capítulo, juntamente com os conversores electrónicos de potência, na rede é tratada no capítulo 4.

4 MODELO MATEMÁTICO PARA O SISTEMA ELÉCTRICO

De modo a avaliar a capacidade das redes de BT actuais no que diz respeito à integração de quantidades significativas de produção de energia eléctrica provenientes de sistemas de microgeração, nomeadamente sistemas fotovoltaicos e microturbinas, torna-se necessário estudar o seu comportamento tanto em regime estacionário como em regime dinâmico.

Tendo em conta os modelos correspondentes às unidades de microgeração apresentados no capítulo 3, é possível verificar que tanto os sistemas fotovoltaicos como as microturbinas não têm capacidade de regulação de tensão, pelo que, em regime estacionário, são modelizadas como barramentos do tipo PQ em que são apenas especificados os valores correspondentes às potências activas e reactivas injectadas nos barramentos aos quais estas unidades estão ligadas.

Assim, neste capítulo, são abordadas as questões relacionadas com o estudo do comportamento em regime dinâmico das redes de BT que têm ligadas unidades de microgeração.

Tal como foi referido no capítulo 1, é possível tirar partido das redes de MT para melhorar a qualidade de serviço do sistema no que diz respeito à continuidade do serviço, através do funcionamento do sistema de energia em rede isolada.

Assim, a análise do comportamento em regime dinâmico de redes de BT com integração de unidades de microgeração foca os dois modos de operação do sistema: rede interligada e rede isolada.

Neste contexto as unidades de microgeração e os conversores electrónicos de potência são representados através dos modelos descritos, no capítulo 3. Ao nível da rede de MT é considerada a existência de produção distribuída com capacidade de regulação da tensão e frequência de modo a permitir o funcionamento do sistema em rede isolada. Estas unidades de produção são representadas através de máquinas síncronas de rotor cilíndrico juntamente com os respectivos reguladores de tensão e de velocidade.

Normalmente uma rede de BT cobre uma região com uma área relativamente pequena, pelo que as linhas se encontram a distâncias muito curtas. Em consequência, as constantes de tempo das linhas também tomam valores muito baixos.

Se para a simulação em regime dinâmico forem considerados os fenómenos transitórios das linhas nos modelos que as representam, as constantes de tempo envolvidas obrigam à redução do passo de integração de forma significativa, o que se traduz num elevado esforço computacional e tempos de simulação muito longo que podem inviabilizar a realização dos estudos dinâmicos que requerem tempos de simulação da ordem das poucas dezenas de segundos. Por esta razão, neste trabalho, o sistema de energia é representado por um modelo multi-máquina em que a rede é representada de forma compacta, através de uma matriz de admitâncias, utilizando a representação fasorial das grandezas eléctricas envolvidas. Consequentemente as constantes de tempo associadas aos fenómenos transitórios das linhas são consideradas nulas sem perdas de precisão significativa [36].

As equações da rede encontram-se referidas ao seu referencial síncrono. Quando o sistema é explorado em rede interligada, a rede a montante, representada através de um barramento de potência infinita, fornece a referência da frequência. No caso do sistema ser explorado em rede isolada, as máquinas síncronas ligadas à rede de MT asseguram a referência da frequência no sistema, a qual corresponde à frequência do centro de inércia.

Tendo em conta estas considerações, na secção 4.1 é apresentado o modelo da máquina síncrona de rotor cilíndrico. São também incluídos os modelos do regulador de tensão e do regulador de velocidade.

Os modelos correspondentes à representação das linhas, transformadores e cargas são apresentados na secção 4.2. Por sua vez, na secção 4.3 é apresentado o modelo multi-máquina do sistema, o qual inclui as equações que representam a rede e as questões relacionadas com a integração dos modelos dinâmicos da máquina síncrona de rotor cilíndrico e das unidades de microgeração nas equações da rede.

Por fim, na secção 4.5, é apresentado um breve resumo e as principais conclusões.

4.1 Máquina síncrona de rotor cilíndrico

As máquinas de rotor cilíndrico encontram-se normalmente acopladas a turbinas a vapor ou a gás. São conhecidas como geradores de alta velocidade de dois ou quatro pólos.

Nas subsecções seguintes é apresentado o modelo deste gerador, do sistema de excitação e do regulador de velocidade.

4.1.1 Gerador

Neste trabalho foi adoptado o modelo de 6ª ordem descrito em [37] através das equações apresentadas a seguir, para representar o comportamento em regime dinâmico da máquina síncrona de rotor cilíndrico.

Equações algébricas do estator em p.u.:

$$V_d = E_{gd} + X_q'' I_q - R_s I_d \quad (4.1)$$

$$V_q = E_{gq} - X_d'' I_d - R_s I_q \quad (4.2)$$

$$E_{gd} = k_q \frac{X_q' - X_q''}{X_q' - X_l} E_d'' + \frac{X_q'' - X_l}{X_q' - X_l} E_d' \quad (4.3)$$

$$E_{gq} = k_d \frac{X_d' - X_d''}{X_d' - X_l} E_q'' + \frac{X_q'' - X_l}{X_q' - X_l} E_q' \quad (4.4)$$

$$k_d = 1 + \frac{(X_d' - X_l)(X_d'' - X_l)}{(X_d' - X_d'')(X_d' - X_l)} \quad (4.5)$$

$$k_q = 1 + \frac{(X'_q - X_l)(X''_q - X_l)}{(X'_q - X''_q)(X_q - X_l)} \quad (4.6)$$

Equações diferenciais associadas aos fenômenos transitórios e subtransitórios do rotor em p.u./s:

$$\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} \left[-\frac{(X_q - X'_q)(X'_q - X''_q)}{(X'_q - X_l)^2} k_q E''_d + \left\{ 1 + \frac{(X_q - X'_q)(X'_q - X''_q)}{(X'_q - X_l)^2} \right\} E'_d \right] - \\ - \frac{(X_q - X'_q)(X'_q - X''_q)}{X'_q - X_l} I_q \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} \frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} \left[E_{fd} + \frac{(X_d - X'_d)(X'_d - X''_d)}{(X'_d - X_l)^2} k_d E''_q - \left\{ 1 + \frac{(X_d - X'_d)(X'_d - X''_d)}{(X'_d - X_l)^2} \right\} E'_q \right] - \\ - \frac{(X_d - X'_d)(X'_d - X''_d)}{X'_d - X_l} I_d \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\frac{dE''_d}{dt} = -\frac{1}{T''_{q0} k_q} [k_q E''_d - E'_d + (X'_q - X_l) I_q] \quad (4.9)$$

$$\frac{dE''_q}{dt} = -\frac{1}{T''_{d0} k_d} [k_d E''_q - E'_q + (X'_d - X_l) I_d] \quad (4.10)$$

Equação do movimento em p.u./s:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (4.11)$$

Equação do ângulo eléctrico do rotor em radianos:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 1 \quad (4.12)$$

Equação do binário electromagnético em p.u.:

$$T_e = E_q'' I_q + E_d'' I_d + (X_d'' - X_q'') I_d I_q \quad (4.13)$$

Uma vez que nas máquinas síncronas de rotor cilíndrico $X_d'' = X_q''$, a equação (4.13) é simplificada para

$$T_e = E_q'' I_q + E_d'' I_d \quad (4.14)$$

Em que:

V_d e V_q são as componentes directa e em quadratura da tensão terminal do gerador;

E_{gd} e E_{gq} são as componentes directa e em quadratura da tensão interna do gerador;

I_d e I_q são as componentes directa e em quadratura da corrente no gerador;

E_d' e E_q' são as componentes directa e em quadratura da tensão transitória;

E_d'' e E_q'' são as componentes directa e em quadratura da tensão subtransitória;

E_{fd} é a tensão de campo do gerador síncrono;

T_{d0}' e T_{q0}' são as constantes de tempo transitórias de circuito aberto para os eixos directo e quadratura;

T_{d0}'' e T_{q0}'' são as constantes de tempo subtransitórias em circuito aberto para os eixos directo e quadratura;

T_m e T_e são os binários mecânicos e eléctricos;

R_s é a Resistência do estator;

X_d e X_q são as componentes directa e em quadratura da reactância do estator;

X_d' e X_q' são as componentes directa e em quadratura da reactância transitória do estator;

X_d'' e X_q'' são as componentes directa e em quadratura da reactância subtransitória do estator;

X_l ;

ω é a velocidade angular do rotor;

4.1.2 Sistema de excitação

O objectivo do sistema de excitação ou regulador automático de tensão (automatic voltage regulator) é regular a tensão de campo, E_{fd} , do gerador síncrono de modo a manter a tensão terminal e a potência reactiva nos valores desejados. Os modelos mais utilizados para o regulador de tensão são aqueles definidos pelo IEEE, nomeadamente o modelo tipo 1 [38], de acordo com a figura 4.1.

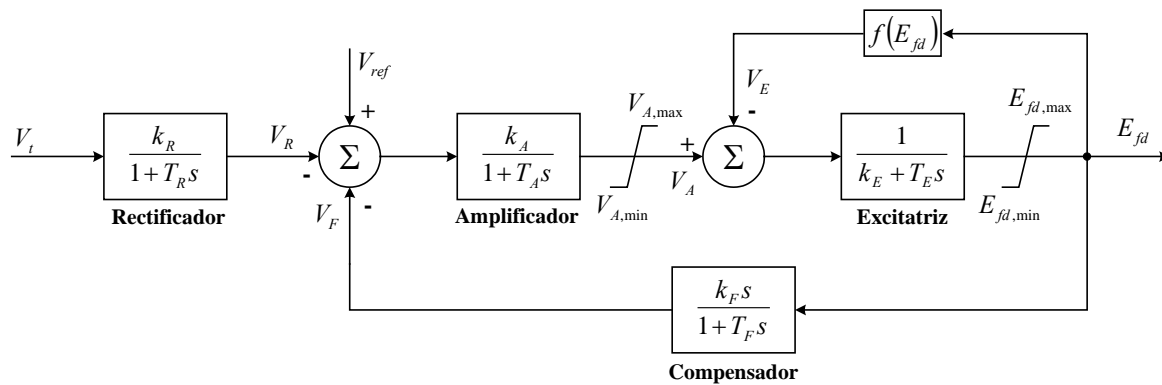


Figura 4.1 – Regulador automático de tensão

Onde:

V_R , V_A , V_F e V_E são os valores de tensão de saída de cada um dos subsistemas de controlo, rectificador, amplificador, compensador e excitatriz, respectivamente;

k_R , k_A , k_F e k_E são os ganhos associados a cada um dos subsistemas de controlo;

T_R , T_A , T_F e T_E são as constantes de tempo associadas a cada um dos subsistemas de controlo;

V_{ref} é o valor de referencia da tensão;

E_{fd} é o valor da tensão de campo.

O fenómeno de saturação foi desprezado e portanto o bloco referente a $f(E_{fd})$ no esquema do regulador automático da tensão não foi considerado.

4.1.3 Regulador de velocidade

O regulador de velocidade é um equipamento mecânico ou electromecânico utilizado para controlar de forma automática a velocidade de rotação da máquina primária de modo a manter a frequência do sistema no seu valor nominal (50Hz).

Neste trabalho, foi considerado o grupo diesel como máquina primária. O regulador de velocidade é constituído pelo controlo primário (ganho proporcional) [39] e a máquina primária é representada através de um modelo de primeira ordem [38], tal como apresentado na figura 4.2.

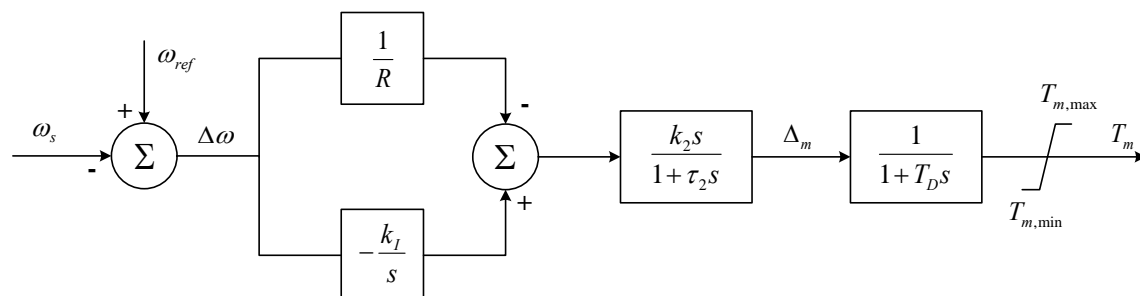


Figura 4.2 – Regulador de velocidade

Onde:

$\Delta\omega$ é o desvio de frequência;

R é o estatismo;

K_I é o ganho integral;

k_2 é o ganho do actuador que regula a passagem do combustível;

τ_2 é a constante de tempo do regulador;

Δm é a variação do fluxo do combustível;

T_D é a constante de tempo do grupo diesel;

T_m é o binário mecânico.

4.2 Representação das linhas, transformadores e cargas

Nesta secção é feita uma breve descrição dos componentes que constituem um sistema eléctrico de energia e que são utilizadas neste trabalho. Estes componentes incluem as linhas eléctricas, transformadores e cargas, sendo os modelos correspondentes apresentados nas subsecções seguintes.

4.2.1 Linhas eléctricas

Os fenómenos transitórios associados às linhas eléctricas são, geralmente, amortecidos de forma rápida, pelo que não são considerados no modelo matemático que a representa. Tendo em conta este pressuposto, uma linha eléctrica pode ser representada pelo modelo π equivalente [38].

No entanto, tal como já foi referido anteriormente, as linhas de uma rede de BT são linhas muito curtas, pelo que o efeito das capacidades foi desprezado. Assim, a linha eléctrica é representada por um elemento R-L, ou seja pela impedância correspondente, $Z_L = R + jX$.

4.2.2 Transformadores

Num sistema eléctrico de energia, os transformadores assumem um papel fundamental na adaptação dos níveis de tensão da energia para valores adequados de transporte, distribuição e consumo.

Neste trabalho, o circuito adoptado para o modelo dos transformadores de potência encontra-se representado na figura 4.3 [40].

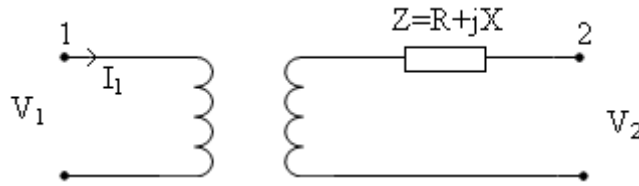


Figura 4.3 – Circuito equivalente de um transformador

Neste modelo é desprezada a reactância de magnetização e a razão de transformação encontra-se ajustada para o seu valor nominal, permitindo que o transformador seja representado apenas pela sua impedância série ($Z_L = R + jX$).

4.2.3 Cargas

A modelização de cargas em sistemas eléctricos de energia é uma tarefa complicada devido à grande diversidade de equipamentos que podem estar ligados ao sistema, tais como motores, aquecedores, equipamentos de iluminação, etc. Além disso, a composição das cargas é também influenciada pela hora do dia e dia do ano. Portanto, a representação das cargas para análise de sistemas de energia é baseada na adopção de várias simplificações [2].

Neste trabalho as cargas são representadas por impedâncias constantes, $Z = R + jX$. Assim, conhecendo-se as potências activas e reactivas, P e Q , respectivamente, que uma dada carga absorve do sistema e a tensão no barramento ao qual a carga está ligada, V , a sua admitância pode ser calculada através de relação:

$$P + jQ = |V|^2 \times \underline{Y}^*$$

em que $\underline{Y}^* = Z^{-1}$ e \underline{Y}^* é o conjugado de \underline{Y} .

4.3 Modelo multi-máquina

O modelo multi-máquina apresentado em [37] para a representação de um sistema eléctrico completo e adoptado para integrar unidades de microgeração ligadas à rede através de conversores estáticos em [41] é apresentado nesta secção.

Neste modelo as equações algébricas referentes ao estator das máquinas síncronas de rotor cilíndrico e os parâmetros da rede (linhas, transformadores e cargas) são representadas de forma conjunta através de um sistema matricial. As correntes dos geradores são determinadas através das relações matriciais e com necessidades de inverter uma única matriz, pelo que o peso computacional associado à simulação no domínio dos tempos é bastante reduzido.

O desenvolvimento do modelo multi-máquina teve como ponto de partida a construção da matriz de admitâncias nodais da rede, \underline{Y} rede, a qual é posteriormente reduzida através da transformação de Khron, de modo a obter a matriz de admitâncias do sistema reduzido apenas aos barramentos onde há geração, \underline{Y}_N .

Assim, nas subsecções seguintes são apresentadas as equações da rede e os modelos de integração das máquinas síncronas de rotor cilíndrico e unidades de microgeração na rede.

4.3.1 Equações da rede

Tendo em conta que as equações da rede se encontram referidas ao sistema rotativo síncrono, D-Q, as correntes e as tensões na rede estão relacionadas entre si através do sistema matricial,

$$\begin{bmatrix} I_{D1} \\ I_{Q1} \\ \vdots \\ I_{DG} \\ I_{QG} \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{GG}] & [Y_{GL}] \\ [Y_{LG}] & [Y_{LL}] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} E_{D1} \\ E_{Q1} \\ \vdots \\ E_{DG} \\ E_{QG} \\ V_{D1} \\ V_{Q1} \\ \vdots \\ V_{DL} \\ V_{QL} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

em que $\{G\}$ representa o conjunto de barramentos internos dos geradores, $\{L\}$ representa o conjunto dos restantes barramentos, ou seja, os barramentos terminais dos geradores e os barramentos de carga.

A matriz $[Y_{GG}]$ é uma matriz diagonal que inclui as admitâncias nodais relativas dos barramentos $\{G\}$.

Esta matriz é obtida através da equação 4.2.

$$[Y_{GG}] = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{eq} & -X_{eq} \\ X_{eq} & R_{eq} \end{bmatrix}^{-1} & \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} & \cdots & \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} R_s & -X_d'' \\ X_d'' & R_s \end{bmatrix}^{-1} & \cdots & \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} & \cdots & \begin{bmatrix} R_s & -X_s \\ X_s & R_s \end{bmatrix}^{-1} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$[Y_{GL}]$ é uma matriz em que os elementos da diagonal principal correspondem aos elementos da diagonal principal da matriz $[Y_{GG}]$, mas com o sinal invertido e todos os outros elementos nulos. $[Y_{LG}]$ é a transposta de $[Y_{GL}]$. Por último, a matriz $[Y_{LL}]$ é uma versão modificada da matriz das admitâncias nodais, uma vez que os elementos da diagonal principal incluem as admitâncias das cargas e as admitâncias dos geradores, correspondentes às impedâncias entre os respectivos barramentos internos e terminais.

De modo a simplificar a análise, todos os barramentos de carga, incluindo os barramentos terminais dos geradores, são eliminados utilizando o método de redução Khron. A matriz das admitâncias da equação (4.3) é então transformada na matriz $[Y_{RC}]$ com $2G \times 2G$, em que G é o número de barramentos de geração onde efectivamente é injectada corrente (barramentos de geração). As tensões nos barramentos de geração podem ser relacionadas com as correspondentes correntes injectadas através do seguinte sistema matricial:

$$[I_G] = [Y_{RC}] \times [E_G] \quad (4.3)$$

Onde

$$[Y_{RC}] = [Y_{GG}] - [Y_{GL}]^T \times [Y_{LL}]^{-1} \times [Y_{LG}] \quad (4.4)$$

é a matriz das admitâncias reduzida.

As tensões nos barramentos terminais dos geradores, assim como nos barramentos de carga são determinados através da resolução do seguinte sistema matricial:

$$\begin{bmatrix} [E_G] \\ [V_L] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Y_{GG}] & [Y_{GL}] \\ [Y_{LG}] & [Y_{LL}] \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} [I_G] \\ [0] \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Este conjunto de equações proporciona a obtenção de uma solução rápida, no que diz respeito à resolução do sistema de equações algébricas que representam a rede.

4.3.2 Ligação da máquina síncrona de rotor cilíndrico à rede [42]

Tal como referido anteriormente, na secção 4.1, o comportamento em regime dinâmico da máquina síncrona de rotor cilíndrico é representado através do modelo de 6ª ordem, na qual todas as grandezas estão referidas ao referencial síncrono interno da máquina, $d-q$. De acordo com esta formulação e desprezando os fenómenos transitórios associados ao estator, a tensão aos terminais do gerador pode ser determinada através da equação,

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{gd} \\ E_{gq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & -X_q'' \\ X_d'' & R_s \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

onde:

E_{gd}, E_{gq} são as componentes da tensão interna do gerador nos eixos directo e em quadratura;

V_d, V_q são as componentes da tensão terminal do gerador nos eixos directo e em quadratura;

I_d, I_q são as componentes da corrente do gerador nos eixos directo e em quadratura;

X_d'', X_q'' são as componentes da reactância subtransitória nos eixos directo e em quadratura;

R_s é a resistência do estator.

Dado que as equações da rede estão referidas ao referencial síncrono da rede, $D-Q$, é necessário proceder a transformação do sistema interno de cada máquina para um sistema comum, o referencial síncrono $D-Q$, de modo a poder integrar as equações (4.6) com as equações da rede eléctrica. Esta transformação é ilustrada na figura 4.4, onde o sistema de referencia síncrona da rede é representado pelos eixos D e Q e o sistema de referencia interno das máquinas é representado pelos eixos d e q .

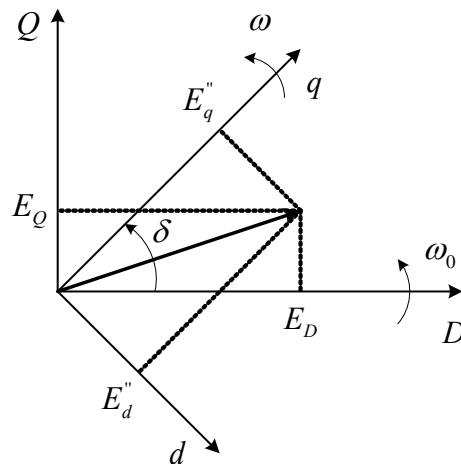


Figura 4.4 – Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede

De acordo com [37] o esfasamento entre o eixo q do referencial da máquina e o eixo d do referencial da rede é dado pelo ângulo do rotor δ .

Assim, as tensões internas das máquinas síncronas de rotor cilíndrico podem ser expressas no referencial $D-Q$ através da seguinte transformação,

$$\begin{bmatrix} E_D \\ E_Q \end{bmatrix} = T \times \begin{bmatrix} E_{gd} \\ E_{gq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} E_{gd} \\ E_{gq} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

por outro lado, o valor das correntes no referencial da máquina é obtida utilizando a transformada inversa, ou seja,

4.3.3 Ligação das unidades de microgeração à rede [41]

Tal como foi apresentado na secção 3.1, as unidades de microgeração são vistas pela rede como fontes de tensão colocadas atrás das impedâncias do filtro dos inversores correspondentes.

O valor das forças electromotrizs das unidades de microgeração encontra-se expresso no domínio dos tempos (valor instantâneo por fase). Assim, para integrar os modelos que representam estas unidades com as equações da rede, torna-se necessário determinar o valor das forças electromotrizs em por unidade, utilizando a tensão de base do sistema, V_{base} , e posteriormente aplicar a transformada de Park [43] para efectuar a sua conversão do domínio dos tempos para o domínio das frequências, ou seja para o referencial síncrono da rede. Esta transformação é realizada através das equações apresentadas a seguir,

$$\begin{bmatrix} E_D \\ E_Q \end{bmatrix} = P \times \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \times \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2} \times V_{base}} \quad (5.7)$$

onde

$$P = \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

é a transformada de Park e o θ é o esfasamento angular.

A transformada inversa, para o domínio dos tempos, das tensões e correntes pode ser realizada através das seguintes expressões,

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = P^{-1} \times \begin{bmatrix} E_D \\ E_Q \end{bmatrix} \times \frac{\sqrt{2} \times V_{base}}{\sqrt{3}}; \quad \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = P^{-1} \times \begin{bmatrix} I_D \\ I_Q \end{bmatrix} \times \sqrt{2} \times I_{base} \quad (5.9)$$

onde I_{base} é a corrente de base do sistema e

$$P^{-1} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

A integração das unidades de microgeração com as equações da rede encontra-se esquematizada na figura 4.6.

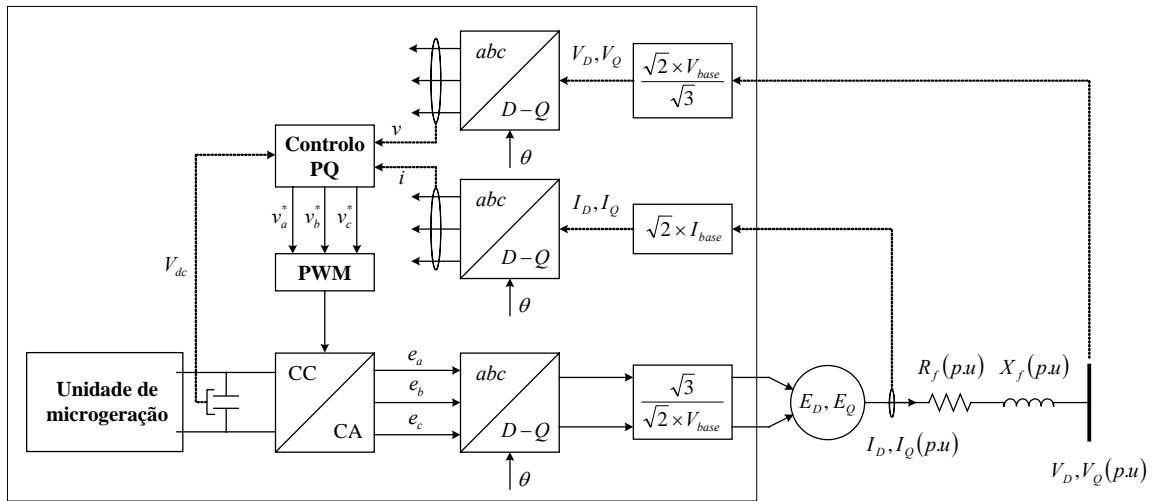


Figura 4.6 – Integração das unidades de microgeração na rede

Na figura 4.6 pode observar-se que as equações algébricas associadas às impedâncias que ligam o inversor à rede podem ser escritas no referencial síncrono através da seguinte equação.

$$\begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_D \\ E_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_f & -X_f \\ X_f & R_f \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_D \\ I_Q \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

onde R_f and X_f corresponde à impedância do filtro expressa em por unidade na base do sistema.

4.4 Resumo e conclusões principais

Neste capítulo foi apresentado o modelo da máquina síncrona de rotor cilíndrico utilizada nas unidades de PD ligadas à rede de MT. Foram também apresentados os modelos utilizados para representar os vários elementos da rede.

Além disso foi tratada a questão da integração dos modelos utilizados para representar o comportamento em regime dinâmico das máquinas síncronas de rotor cilíndrico e das várias unidades de microgeração com as equações da rede.

Como resultado desta integração foi desenvolvida uma ferramenta de simulação dinâmica que permite avaliar o comportamento em regime dinâmico de sistemas de energia que integram quantidades significativas de unidades de microgeração nas redes de BT.

5 CASO DE ESTUDO E RESULTADOS

O objectivo deste capítulo consiste em apresentar os resultados das simulações computacionais referentes ao comportamento em regime dinâmico e em regime estacionário de redes de BT que integram fontes de microgeração.

Tal como foi referido anteriormente, a tecnologia com maiores possibilidades de ser integrada nas redes de BT é a solar fotovoltaica, pelo que, na rede estudada esta tecnologia é predominante.

De modo a obter os resultados em regime dinâmico apresentados neste capítulo, os modelos matemáticos apresentados nos capítulos 3 e 4 foram implementados em *MatLab Simulink*[®], dando origem a uma ferramenta de simulação dinâmica que foi utilizada para a resolução dos seguintes estudos:

- Identificação de condições de exploração de redes de distribuição que integram microgeração nas redes de BT.
- Avaliar as potencialidades das unidades de microgeração para o fornecimento de serviços de sistema.

Juntamente com estes estudos em regime dinâmico, foram também efectuados estudos em regime estacionário de modo a avaliar a capacidade das redes actuais de BT no que diz respeito à ligação de quantidades significativas de produção de energia eléctrica proveniente de unidades de microgeração.

Para a realização destes estudos foi utilizado o *MATPOWER*, desenvolvido por [44] em Matlab.

Na secção 5.1 é apresentada a rede teste, utilizada como caso de estudo. Na secção 5.2 são apresentados os resultados relativos ao comportamento da rede em regime estacionário, considerando vários cenários de exploração. É também apresentada a discussão dos resultados obtidos.

Por sua vez, os resultados da análise do comportamento em regime dinâmico da rede que serve de caso de estudo são apresentados e comentados na secção 5.3. Por último, secção 5.4 é apresentado um resumo e as principais conclusões.

5.1 Rede teste

O esquema unifilar da rede teste utilizada neste trabalho encontra-se apresentada na figura 5.1.

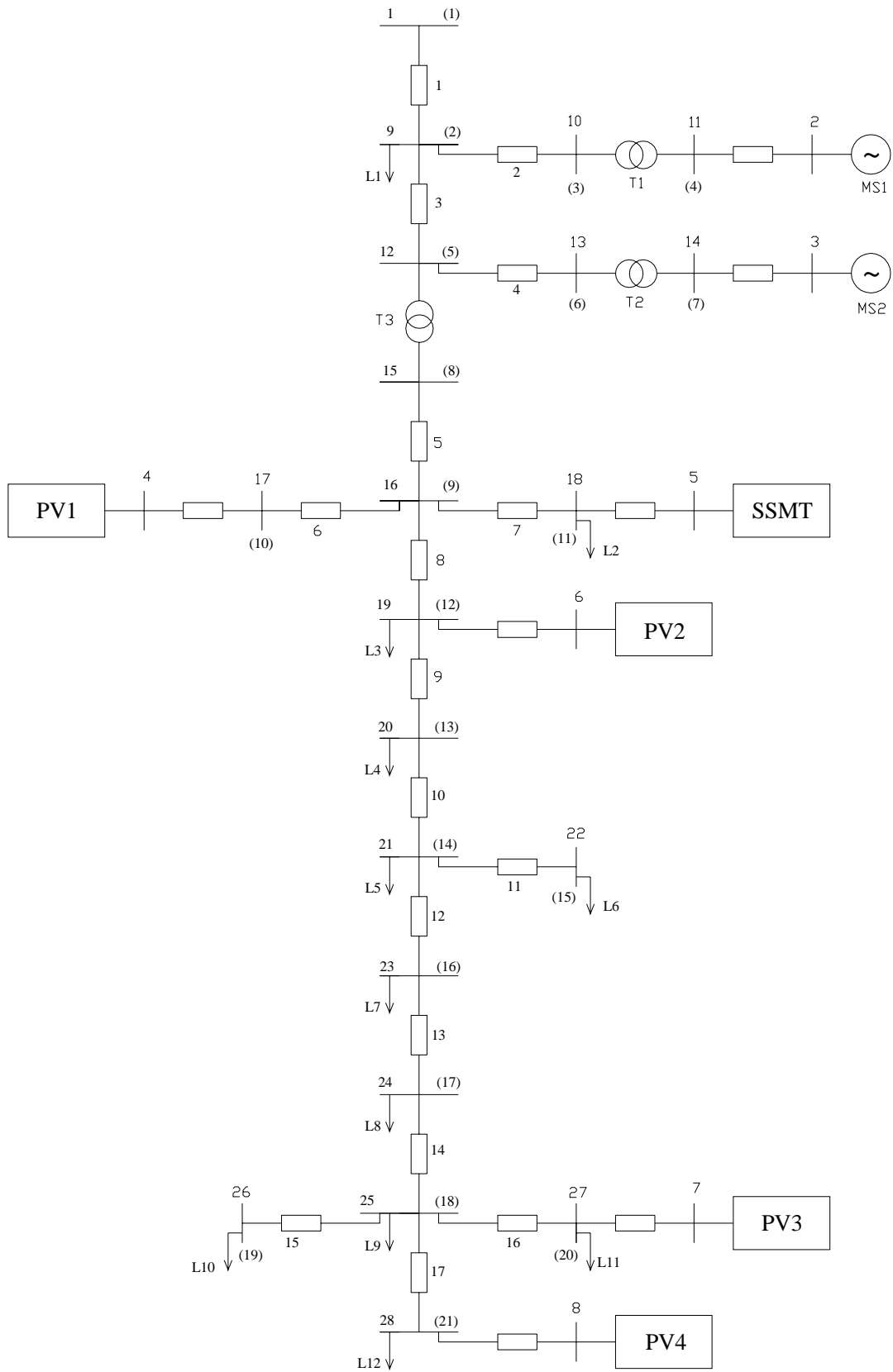


Figura 5.1 - Esquema unifilar da rede teste

A rede teste apresentada na figura 5.1 inclui duas máquinas síncronas de rotor cilíndrico de potências nominais 500 KVA ligadas à rede de MT, juntamente com cargas alimentadas a partir da rede de MT e um ramal de BT ligado através do transformador MT/BT – a rede BT.

A rede de BT, por sua vez, inclui uma microturbina de eixo único, de potência nominal 40 KW e quatro sistemas fotovoltaicos com potência total de pico de 55 KWp. A carga total ligada à rede de BT é de $150 + j60KVA$ e a carga ligada à rede de MT é de $550 + j50KVA$.

A descrição mais detalhada dos parâmetros eléctricos e mecânicos das várias unidades de geração, assim como os parâmetros eléctricos dos restantes componentes que constituem a rede é apresentada no Anexo A.

5.2 Ligação de unidades de microgeração à rede de BT, resultados em regime estacionário

Para a realização dos estudos em regime estacionário foram considerados dois regimes de exploração:

- Funcionamento em rede interligada
- Funcionamento em rede isolada

Assim, os resultados obtidos para cada um dos regimes de funcionamento são apresentados nas subsecções seguintes.

5.2.1 Funcionamento em rede interligada

Quando o sistema correspondente à rede teste é explorado em rede interligada, os estudos em regime estacionário correspondem à resolução de problemas de trânsito de potência, considerando os seguintes cenários:

Cenário 1: Produção na rede de BT desligada.

Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário.

Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo.

Para cada um dos cenários foram determinados os valores das tensões em todos os barramentos para cada um dos regimes de exploração:

Vazio: Todas as cargas da rede de BT estão desligadas;

Meia carga: Apenas as cargas L2, L3, L11 e L12 estão desligadas;

Plena carga: Todas as cargas da rede de BT estão ligadas.

Os resultados obtidos são apresentados nas subsecções seguintes.

5.2.1.1 Cenário 1: Produção na rede de BT desligada

Este cenário corresponde a um cenário de base, muito semelhante à situação actual em que a grande maioria da rede de BT são redes passivas, ou seja, onde estão ligadas apenas os consumidores.

Os valores das tensões nos barramentos, obtidos para cada um dos regimes de exploração, estão apresentados na tabela 5.1. A sua representação gráfica pode ser visualizada na figura 5.2.

Tabela 5.1 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 1

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.020	1.020	1.020
3	1.020	1.020	1.020
4	1.020	1.020	1.020
5	1.021	1.020	1.019
6	1.021	1.021	1.020
7	1.020	1.020	1.020
8	1.021	1.018	1.012
9	1.021	1.015	1.004
10	1.021	1.015	1.004
11	1.021	1.015	1.003
12	1.021	0.991	0.951
13	1.021	0.987	0.943
14	1.021	0.983	0.934
15	1.021	0.976	0.927
16	1.021	0.979	0.923
17	1.021	0.978	0.917
18	1.021	0.975	0.903
19	1.021	0.975	0.902
20	1.021	0.975	0.884
21	1.021	0.975	0.899

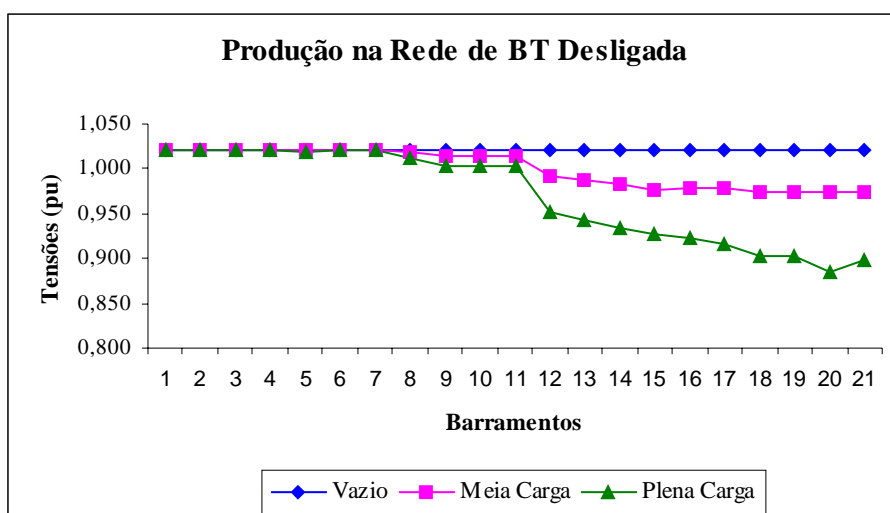


Figura 5.2 – Tensões nos barramentos para o cenário 1

Como se pode ver, através da análise da figura 5.2, o valor das tensões nos barramentos da rede BT apresenta tendência a baixar à medida que a carga aumenta. É de notar que nos barramentos mais a jusante e para o regime de exploração correspondente à plena carga, o valor da tensão atinge mesmo valores situados abaixo do mínimo permitido.

A potência de perdas, quer em termos de potências activa quer em termos de potência reactiva, encontra-se apresentada na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Perdas activas e reactivas totais verificadas no cenário 1

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.000	0.003	0.015
Q(MVAR)	0.010	0.010	0.020

5.2.1.2 Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário

Neste cenário foi considerado que a rede de BT possui unidades de microgeração ligadas juntamente com as cargas BT. Estas unidades de microgeração, quatro sistemas fotovoltaicos e uma microturbina de eixo único, encontram-se a funcionar com factor de potência unitário, ou seja, estão a produzir uma determinada quantidade de potência activa para entregar à rede e não produzem nem absorvem energia reactiva.

Os resultados obtidos através da resolução do problema de trânsito de potências para cada um dos regimes de exploração estão apresentados na tabela 5.3 e na figura 5.3.

Tabela 5.3 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 2

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.020	1.020	1.020
3	1.020	1.020	1.020
4	1.020	1.020	1.020
5	1.022	1.021	1.020
6	1.022	1.021	1.020
7	1.020	1.020	1.020
8	1.022	1.018	1.014
9	1.023	1.017	1.008
10	1.024	1.018	1.009
11	1.024	1.018	1.008
12	1.039	1.011	0.975
13	1.041	1.009	0.970
14	1.044	1.008	0.963
15	1.044	1.002	0.957
16	1.047	1.008	0.957
17	1.050	1.009	0.954
18	1.056	1.013	0.947
19	1.056	1.012	0.947
20	1.063	1.020	0.938
21	1.059	1.016	0.947

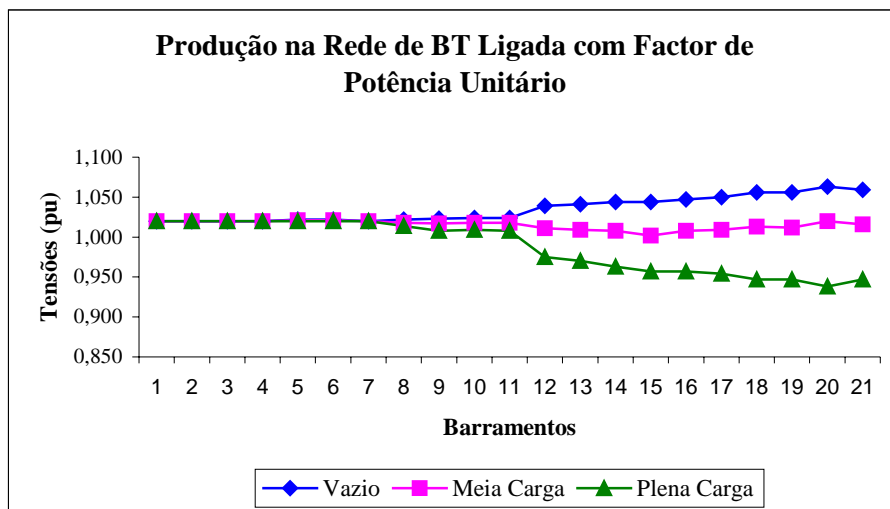


Figura 5.3 – Tensões nos barramentos para o cenário 2

Os resultados obtidos permitem verificar que, em vazio, o valor das tensões nos barramentos da rede de BT sobe em consequência da produção de energia activa pelas unidades de microgeração a elas ligadas. A tendência de subida é mais acentuada nos barramentos a jusante, apesar da quantidade de potência activa gerada nos barramentos 20 e 21 ser semelhante à potência activa gerada nos barramentos 10, 11 e 12. Por sua vez a influência da produção em BT na rede de MT é pouco significativa. Tal deve-se ao facto de na rede de MT haver capacidade de regulação da tensão por parte das máquinas síncronas e da rede a montante.

Relativamente aos regimes de exploração fora de vazio, pode observar-se que à meia carga os valores das tensões se mantiveram ligeiramente acima de 1 p.u. e à plena carga apresentam uma tendência de descida para os barramentos mais a jusante. No entanto a comparação dos valores obtidos neste cenário com os obtidos no cenário 1 permite verificar que os desvios da tensão relativamente ao valor nominal são menores.

Os valores obtidos permitem concluir que a ligação de unidades de microgeração nas redes de BT faz subir o valor das tensões nos seus barramentos. Esta subida no valor das tensões pode ser crítica quando o sistema está a ser explorado próximo do vazio e a receber quantidades significativas de potência activa, ligadas principalmente aos barramentos mais afastados do transformador MT/BT.

No entanto, quando o regime de exploração corresponde à plena carga, a integração de microgeração nas redes de BT revela-se benéfica uma vez que limita o abaixamento das tensões nos barramentos.

Tendo em conta que a maioria das unidades de microgeração são sistemas solares fotovoltaicos, os resultados correspondentes a este cenário para o regime de exploração em vazio podem não ser realistas, tendo em conta que as horas de vazio ocorrem durante a noite, período em que não há radiação solar disponível e consequentemente a produção destes sistemas é nula.

No entanto, as redes rurais, como é o caso, podem experimentar com frequência regimes de exploração próximos dos vazios de carga durante o dia, pelo que esta situação deve também ser acautelada.

A potência de perdas calculada para este cenário encontra-se apresentada na tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Potência de perdas para o cenário 2

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.002	0.001	0.006
Q(MVAR)	0.010	0.010	0.010

Comparando as perdas em ambos os cenários pode verificar-se que as perdas em energia activa diminuíram no cenário 2 considerando os regimes de exploração fora do vazio. Este facto pode também ser considerado como um benefício resultante da integração da microgeração nas redes BT.

5.2.1.3 Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo

Os conversores electrónicos de potência ligados à rede de BT devem ser operados para um factor de potência unitário. No entanto eles têm capacidade de injectar ou absorver energia reactiva para factores de potência até 0.85 capacitivo ou indutivo, respectivamente.

Assim, o objectivo deste cenário é analisar o efeito da produção de energia reactiva correspondente a um factor de potência 0.85 capacitivo em todas as unidades de microgeração no perfil da tensão.

Os resultados obtidos são apresentados na tabela 5.5 e na figura 5.4.

Tabela 5.5 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 3

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.020	1.020	1.020
3	1.021	1.020	1.020
4	1.020	1.020	1.020
5	1.022	1.021	1.020
6	1.022	1.021	1.020
7	1.020	1.020	1.020
8	1.023	1.020	1.015
9	1.025	1.019	1.010
10	1.026	1.020	1.011
11	1.027	1.021	1.010
12	1.042	1.014	0.978
13	1.044	1.012	0.973
14	1.047	1.011	0.967
15	1.047	1.005	0.96
16	1.050	1.011	0.961
17	1.053	1.012	0.958
18	1.059	1.016	0.951
19	1.059	1.016	0.951
20	1.067	1.024	0.942
21	1.062	1.019	0.951

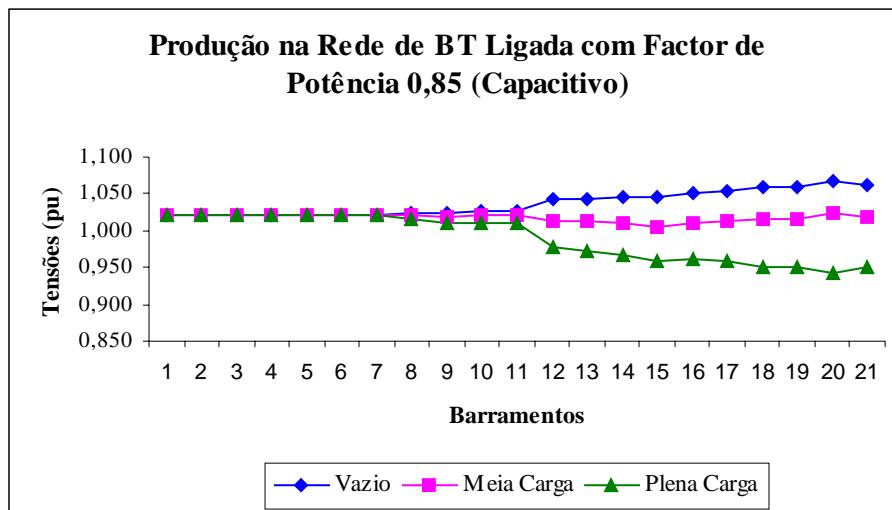


Figura 5.4 - Tensões nos barramentos para o cenário 3

A análise dos resultados permite concluir que, face ao cenário 2, a injeção da energia reactiva nos barramentos de produção da rede de BT não contribui para fazer subir o valor das tensões. Tal deve-se ao facto das rede de BT serem redes muito resistivas, o que impede de fazer controlo de tensão à custa da injeção de energia reactiva no barramento.

A potência de perdas calculada para este cenário encontra-se apresentada na tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Potência de perdas para o cenário 3

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.002	0.001	0.006
Q(MVAR)	0.01	0.01	0.01

5.2.2 Funcionamento em rede isolada

A exploração da rede teste apresentada na figura 5.1 em rede isolada, corresponde em termos de modelo em regime estacionário a retirar o barramento 1 e a linha 1, o que requer uma numeração dos barramentos diferente. Assim o esquema unifilar correspondente é apresentado na figura 5.5.

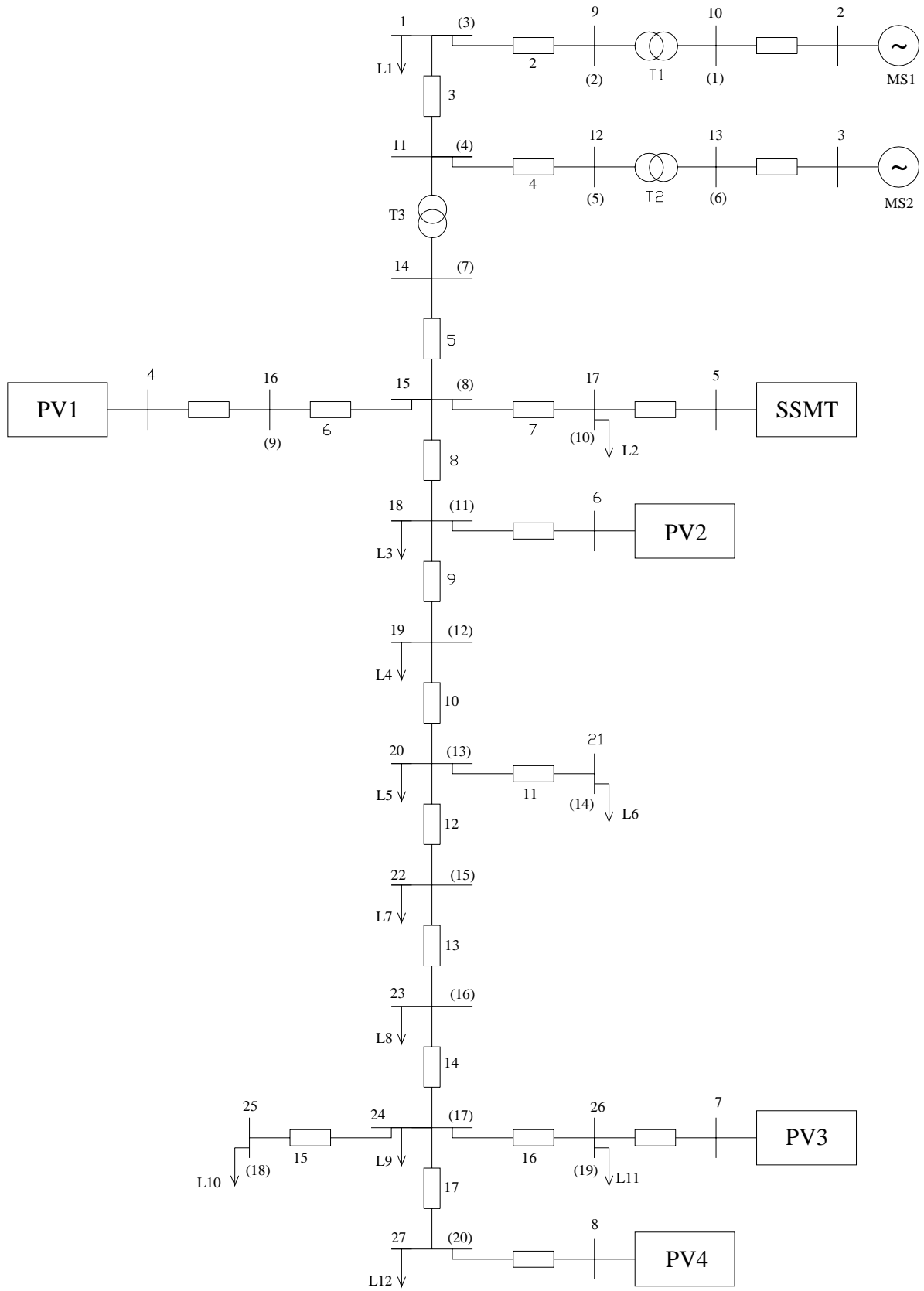


Figura 5.5 - Esquema unifilar da rede teste para funcionamento em rede isolada

Para esta rede teste foram estudados os seguintes cenários:

Cenário 1: Produção na rede de BT desligada.

Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário.

Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo.

Para cada um dos cenários foram ainda considerados os seguintes regimes de exploração:

Vazio: Todas as cargas da rede de BT estão desligadas;

Meia carga: Apenas as cargas L2, L3, L11 e L12 estão desligadas;

Plena carga: Todas as cargas da rede de BT estão ligadas.

Os valores obtidos são apresentados a seguir.

5.2.2.1 Cenário 1: Produção na rede de BT desligada

Os resultados obtidos através da resolução do problema do trânsito de potências para cada um dos regimes de exploração considerados são apresentados na tabela 5.7 e figura 5.6.

Tabela 5.7– Valor das tensões nos barramentos para o cenário 1

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.017	1.016	1.014
3	1.015	1.014	1.012
4	1.017	1.015	1.012
5	1.017	1.016	1.013
6	1.020	1.020	1.020
7	1.017	1.012	1.005
8	1.017	1.009	0.997
9	1.017	1.009	0.997
10	1.017	1.009	0.996
11	1.017	0.985	0.943
12	1.017	0.982	0.936
13	1.017	0.977	0.926
14	1.017	0.971	0.919
15	1.017	0.974	0.915
16	1.017	0.972	0.909
17	1.017	0.969	0.894
18	1.017	0.969	0.894
19	1.017	0.969	0.876
20	1.017	0.969	0.891

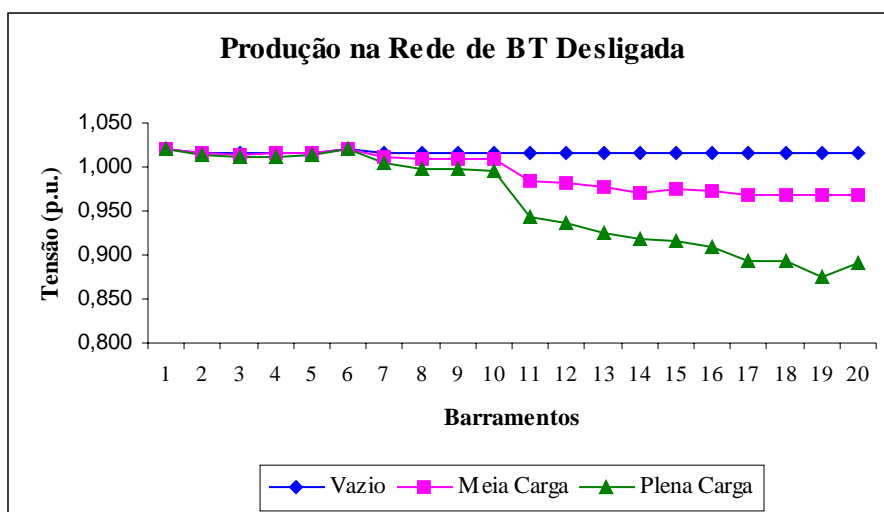


Figura 5.6 – Tensões nos barramentos para o cenário 1

Como se pode observar na figura 5.6 e tabela 5.7, o perfil das tensões para os três regimes de funcionamento é muito semelhante ao verificado no cenário 1 correspondente ao funcionamento em rede interligada, registando apenas valores ligeiramente mais baixos. Isto deve-se ao facto das máquinas síncronas ligadas à rede de MT conseguirem manter o valor das tensões mesmo na ausência da rede a montante.

O valor das perdas está apresentado na tabela 5.8

Tabela 5.8– Perdas activas e reactivas para o cenário 1

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.001	0.003	0.016
Q(MVAR)	0.020	0.030	0.040

5.2.2.2 Cenário 2: Produção na rede de BT ligada com factor de potência unitário

Considerando as unidades de microgeração, a microturbina de eixo único e os sistemas solares fotovoltaicos, ligadas à rede de BT e a funcionar com factor de potência unitário, o resultado da resolução do problema de trânsito de potências é o seguinte.

Tabela 5.9 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 2

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.016	1.015	1.014
3	1.015	1.014	1.012
4	1.017	1.016	1.013
5	1.018	1.016	1.014
6	1.020	1.020	1.020
7	1.017	1.013	1.007
8	1.019	1.012	1.001
9	1.020	1.013	1.002
10	1.020	1.013	1.001
11	1.035	1.005	0.968
12	1.037	1.004	0.962
13	1.040	1.002	0.956
14	1.040	0.996	0.949
15	1.043	1.003	0.950
16	1.045	1.003	0.946
17	1.051	1.007	0.940
18	1.051	1.007	0.939
19	1.059	1.015	0.930
20	1.054	1.010	0.939

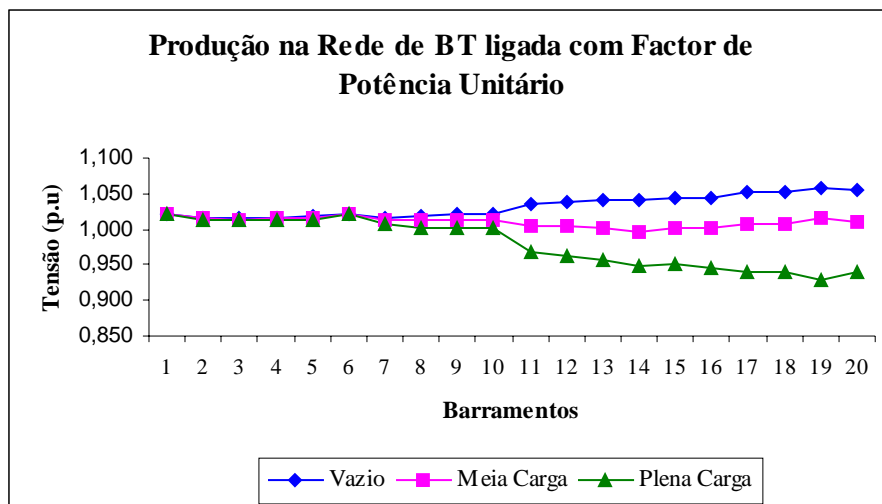


Figura 5.7 - Tensões nos barramentos para o cenário 2

Os resultados fornecidos pela resolução do problema de trânsito de potências permitem observar uma subida no valor das tensões nos barramentos da rede de BT em relação aos valores correspondentes verificados para o cenário 1. Este facto é benéfico quando o sistema está a ser explorado à média e à plena carga, mas torna-se necessário ter algum cuidado relativamente aos vazios de carga, principalmente quando há geração nos barramentos de BT situados mais a jusante do transformador MT/BT.

Os valores obtidos para as perdas neste cenário encontram-se registados na tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Perdas activas e reactivas para o cenário 2

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.003	0.002	0.007
Q(MVAR)	0.010	0.020	0.030

Como se pode verificar na tabela 5.10, as perdas activas em vazio aumentaram face ao cenário anterior devido ao facto da rede de BT ter de escoar a potência activa produzida. Em relação às perdas em energia reactiva, o seu valor baixou em consequência da subida no valor das tensões. Relativamente aos regimes de exploração à meia e à plena carga, as perdas quer em energia activa quer em energia reactiva, baixaram com a ligação das unidades de microgeração, o que leva a concluir que a ligação de produção nas redes de BT contribui para a redução de perdas, mesmo quando o sistema está a funcionar em rede isolada.

5.2.2.3 Cenário 3: Produção na rede de BT ligada com factor de potência 0,85 capacitivo.

Se as unidades de microgeração se encontrarem a produzir em simultâneo energia activa e reactiva, com factor de potência 0.85 capacitivo, a resolução do problema de trânsito de potência fornece os seguintes resultados.

Tabela 5.11 – Valor das tensões nos barramentos para o cenário 3

BARRAMENTO	TENSÃO [p.u.]		
	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
1	1.020	1.020	1.020
2	1.017	1.016	1.015
3	1.016	1.015	1.013
4	1.018	1.016	1.013
5	1.018	1.017	1.014
6	1.02	1.020	1.020
7	1.019	1.015	1.009
8	1.022	1.015	1.004
9	1.023	1.016	1.005
10	1.023	1.016	1.003
11	1.038	1.009	0.971
12	1.040	1.007	0.966
13	1.043	1.006	0.96
14	1.043	1.000	0.953
15	1.047	1.006	0.954
16	1.049	1.007	0.951
17	1.055	1.011	0.944
18	1.055	1.011	0.944
19	1.063	1.019	0.935
20	1.058	1.015	0.944

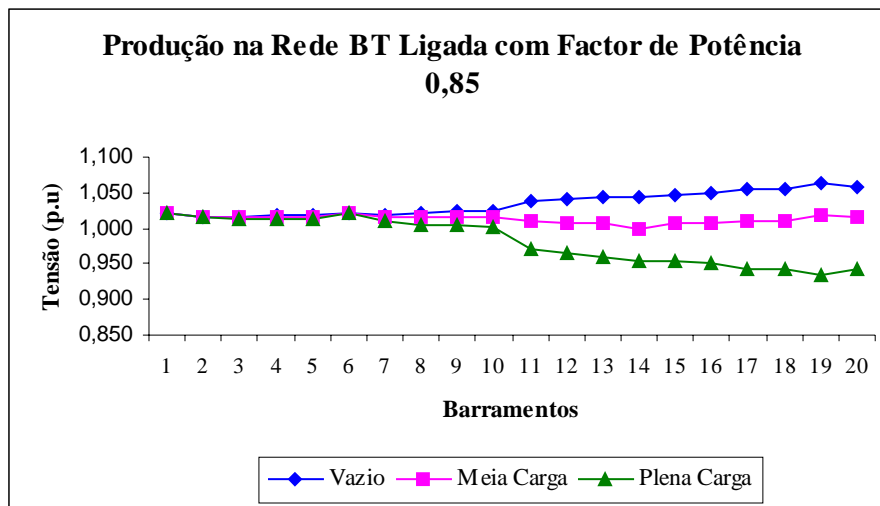


Figura 5.8 - Tensões nos barramentos para o cenário 3

Tabela 5.12 – Perdas activas e reactivas para o cenário 3

Perdas	Vazio	Meia Carga	Plena Carga
P(MW)	0.003	0.002	0.006
Q(MVAR)	0.010	0.020	0.030

À semelhança do que acontece para o funcionamento em rede interligada, a produção de energia reactiva nas redes de BT faz subir ligeiramente o valor das tensões, embora essa subida não seja significativa.

5.3 Ligação de unidades de microgeração à rede de BT, resultados em regime dinâmico

Tal como já foi referido anteriormente, a rede de BT absorve uma quantidade significativa de produção proveniente de sistemas fotovoltaicos, o que pode ter consequências para o funcionamento do sistema também em regime dinâmico.

A energia eléctrica produzida a partir dos sistemas fotovoltaicos depende fortemente da radiação solar incidente no plano do painel. Ao contrário dos geradores convencionais, os sistemas fotovoltaicos não possuem partes rotativas, pelo que a variação da sua potência produzida ocorre quase instantaneamente em função da radiação solar. Este facto pode trazer problemas relacionados com a operação do sistema quer em rede interligada, quer em rede isolada.

Nas subsecções seguintes é efectuada uma análise do comportamento em regime dinâmico deste tipo de redes de modo a identificar condições de exploração de redes de distribuição com microgeração de origem fotovoltaica nas redes de BT, considerando variações bruscas na radiação solar incidente.

Assim na subsecção 5.3.1 é analisado o funcionamento dos sistema em rede interligada e na subsecção 5.3.2, o funcionamento do sistema em rede isolada.

5.3.1 Funcionamento do sistema em rede interligada

Este caso de estudo pretende ilustrar a resposta do sistema quando sujeito a variações rápidas de radiação solar. Na secção 5.2 verifica-se que a integração microgeração fotovoltaica nas redes de BT provoca um impacto significativo ao nível do perfil das tensões, sendo que as tensões atingem os valores mais baixos quando o sistema está a funcionar à plena carga. Assim, os estudos em regime dinâmico apresentados focam o impacto da variação da radiação incidente ao nível das tensões nos barramentos da rede de BT quando a carga ligada é máxima. É considerada também a possibilidade das unidades de microgeração estarem a funcionar com factor de potência unitário e com factor de potência 0.85 capacitivo.

Na figura 5.9 está apresentada a variação da radiação solar considerada e a consequente variação da potência activa produzida pelos sistemas fotovoltaicos ligados ao sistema. Pode observar-se que a curva da potência activa é muito semelhante à da radiação. Tal deve-se à actuação do seguidor de potência máxima apesar da grande variação de radiação verificada. Como as unidades de microgeração se encontram a funcionar com factor de potência unitário, a potência reactiva gerada é nula, como se pode também verificar na figura 5.9.

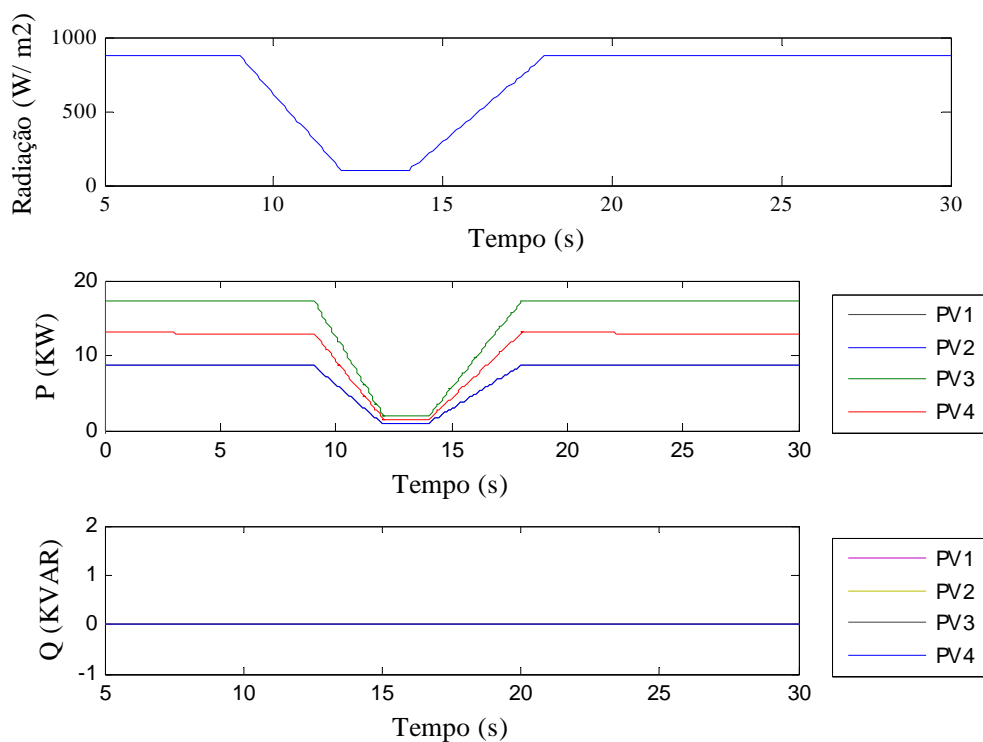


Figura 5.9 – Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação (fp=1)

Por sua vez, na figura 5.10 são apresentadas as variações no valor eficaz da tensão aos terminais das unidades de microgeração.

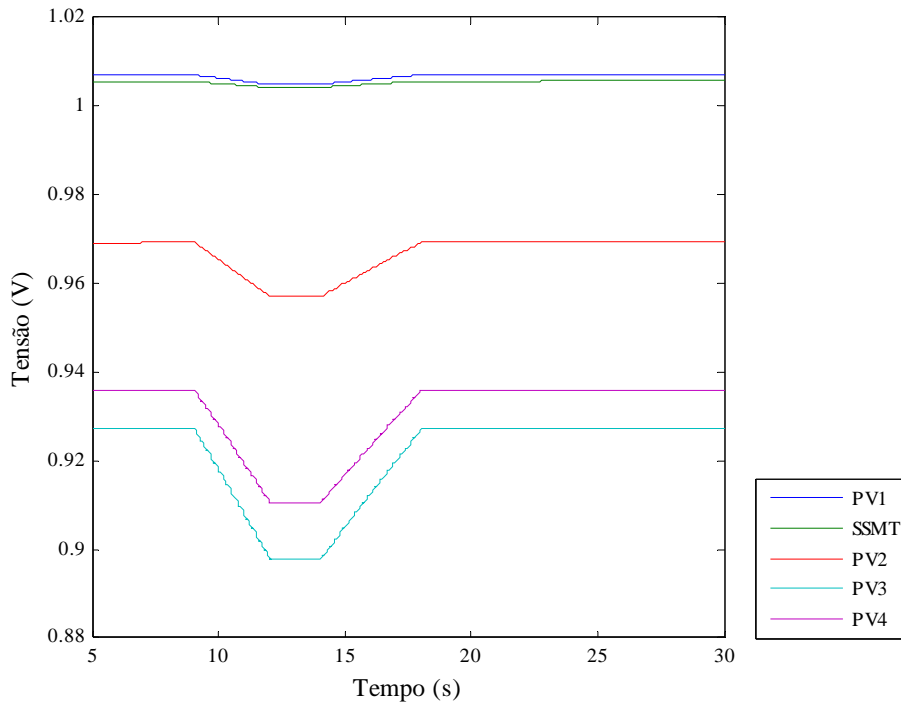


Figura 5.10 – Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração (fp=1)

Como se pode observar na figura 5.9, a variação da radiação tem um maior impacto na variação da potência activa produzida nos sistemas fotovoltaicos com potências de pico mais elevadas. Este facto reflecte-se nas variações do valor eficaz da sua tensão terminal, tal como se pode observar na figura 5.10. Para os sistemas fotovoltaicos designados por PV3 e PV4, as cavas de tensão verificadas são mais bruscas.

Para o caso das unidades de microgeração estarem a funcionar com um factor de potência 0.85 capacitivo, a influência da variação da radiação incidente na potência produzida e no valor eficaz da tensão terminal das unidades de microgeração é apresentada nas figuras 5.11 e 5.12, respectivamente.

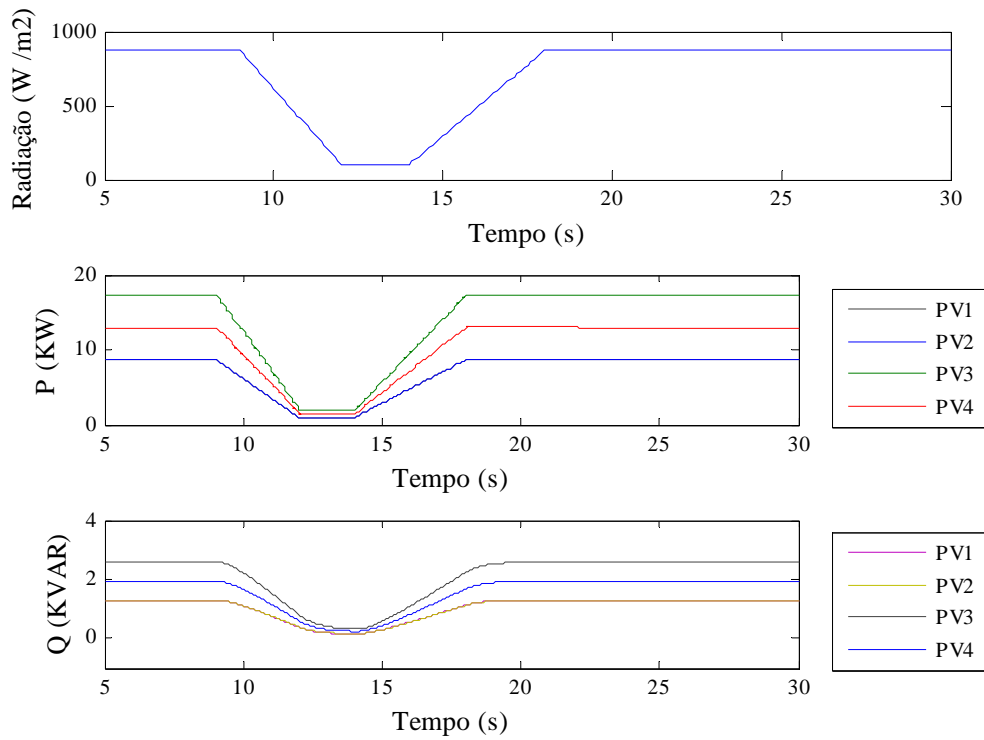


Figura 5.11- Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação (fp=0.85 capacitivo)

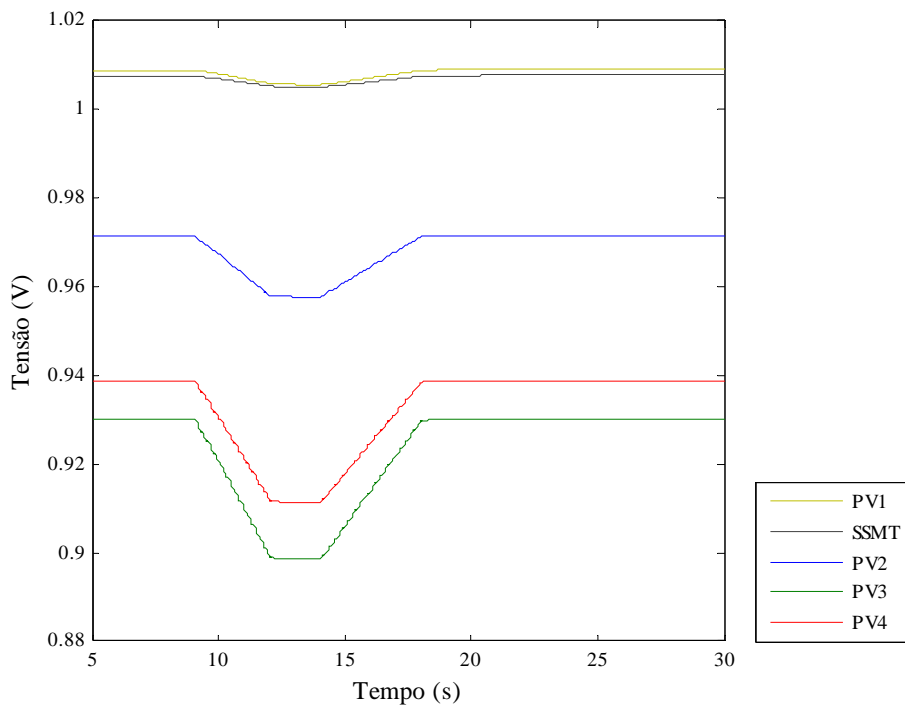


Figura 5.12 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração (fp=0.85 capacitivo)

Nesta situação tanto a potência activa como a potência reactiva reflectem a variação da radiação incidente, tal como mostra a figura 5.11. Quando a potência activa gerada toma valores próximos de zero a potência reactiva gerada é também ela quase nula. Desta forma, embora a produção de energia reactiva provoque uma ligeira subida no valor das tensões em regime permanente, tal não se verifica quando a radiação solar incidente diminui, mantendo-se a amplitude das cavas de tensão, tal como se pode verificar na figura 5.12.

5.3.2 Passagem a rede isolada e funcionamento do sistema em rede isolada

Nesta subsecção são apresentados os resultados correspondentes à passagem do sistema de rede interligada para rede isolada e posteriormente é analisada a influência da variação da radiação incidente na potência produzida pelas unidades de microgeração e no valor eficaz da tensão aos seus terminais.

Tal como foi referido anteriormente, no capítulo 4, as equações de rede são representadas sob a forma matricial. Portanto foram construídas duas matrizes distintas de modo a representar a rede do sistema interligado e a rede do sistema após ter perdido o sistema a montante. A passagem de rede interligada para rede isolada é simulada através da comutação das matrizes que representam a rede.

Os resultados obtidos considerando que as unidades de microgeração se encontram a funcionar com factor de potência unitário são apresentados nas figuras 5.13 e 5.14.

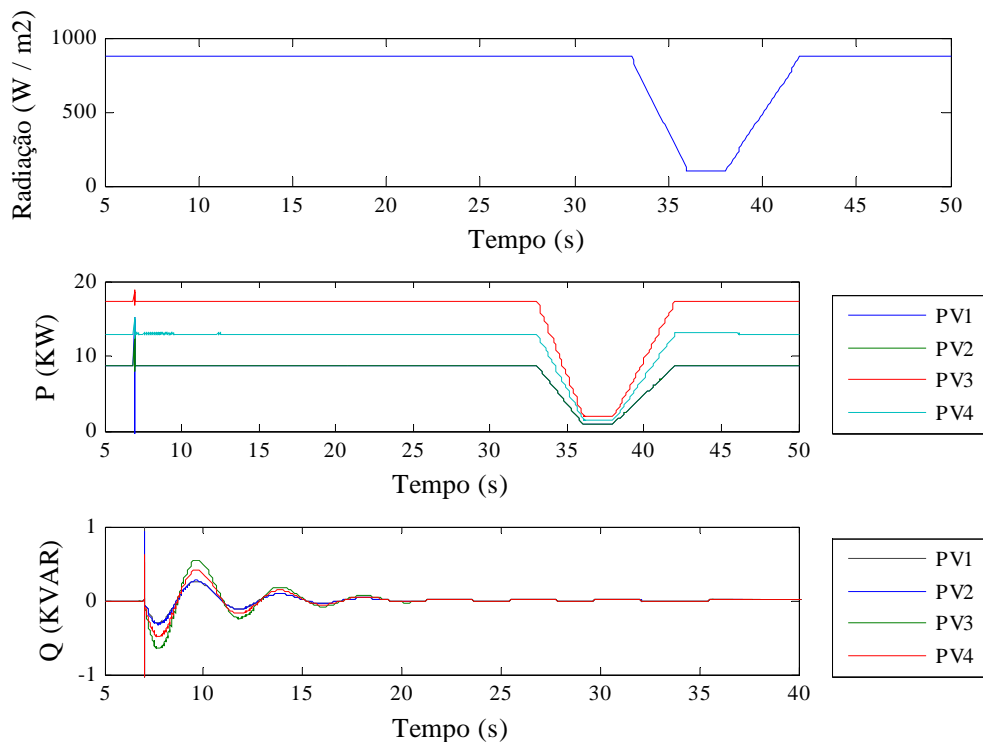


Figura 5.13 - Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação (fp=1)

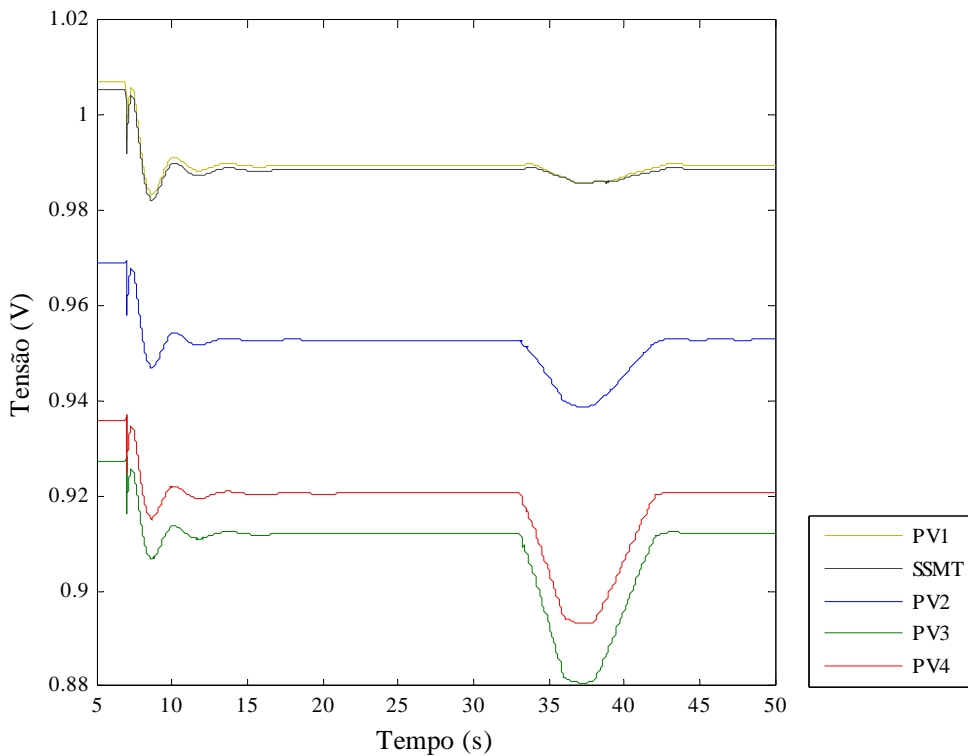


Figura 5.14 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($fp=1$)

A passagem a rede isolada foi bem sucedida graças à capacidade de regulação e da tensão das máquinas síncronas.

No entanto, a ausência do sistema a montante torna a rede mais frágil e mais susceptível às perturbações que possam ocorrer em rede isolada. Apesar da capacidade de regulação de tensão por parte das máquinas síncronas, o valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração estabiliza em valores inferiores aos verificados em rede interligada. No entanto, estes valores encontram-se dentro da gama de valores admissíveis para as tensões, como se pode observar na figura 5.14.

Através da figura 5.13 pode observar-se que a variação na radiação incidente provoca uma variação na potência activa gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Esta variação reflecte-se no valor eficaz das tensões terminais das unidades de microgeração, tal como se pode observar na figura 5.14. Para os sistemas fotovoltaicos situados mais a jusante do transformador MT/BT, aqui designados por PV3 e PV4, as cavas de tensão experimentadas são mais profundas e a tensão desce abaixo do limite mínimo permitido.

Os resultados obtidos nas simulações realizadas considerando que as unidades de microgeração estão a funcionar com um factor de potência 0.85 capacitivo são apresentados nas figuras seguintes.

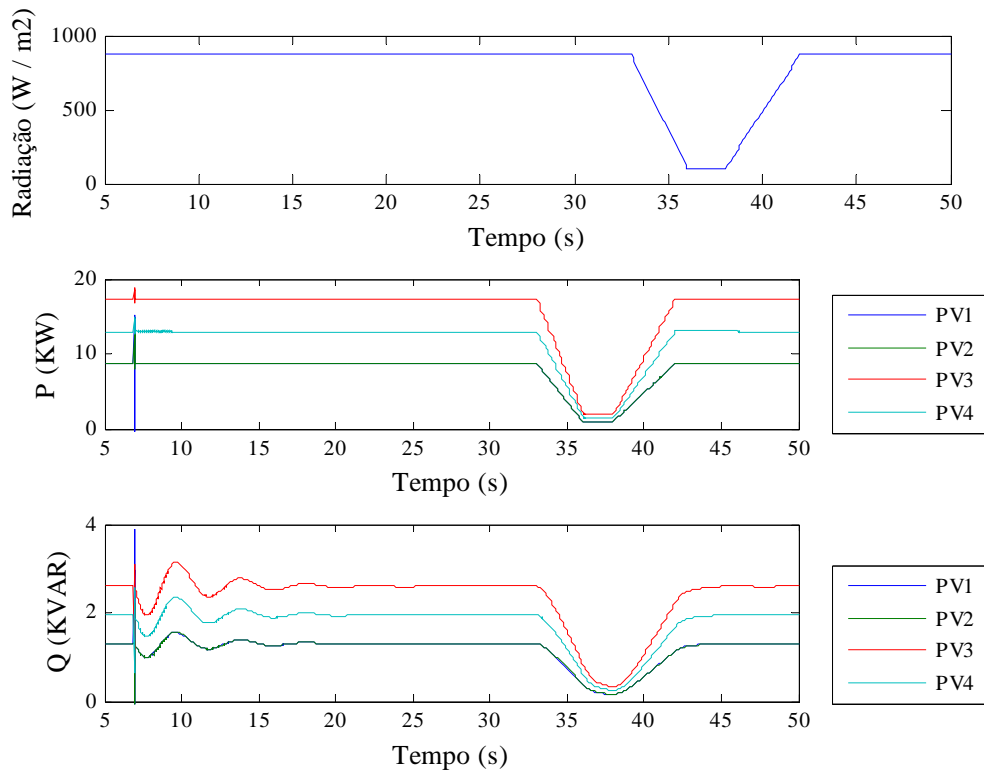


Figura 5.15 - Potência nos sistemas fotovoltaicos em função da radiação ($f_p=0.85$ capacitivo)

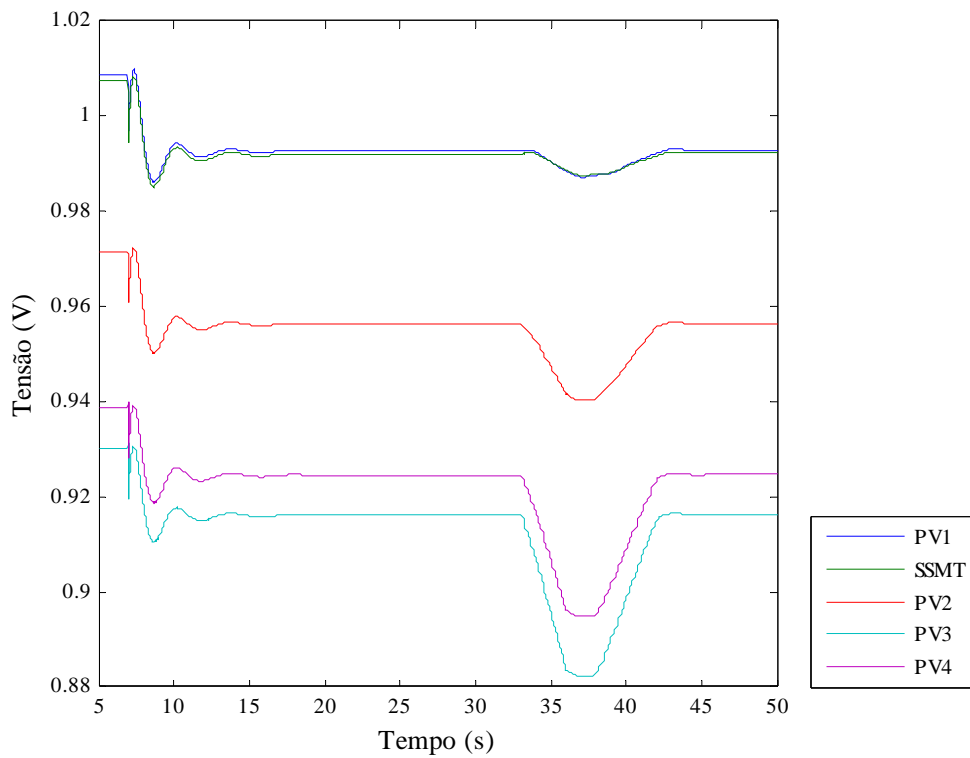


Figura 5.16 - Valor eficaz das tensões nos barramentos terminais das unidades de microgeração ($f_p=0.85$ capacitivo)

Comparando os resultados apresentados nas figuras 5.15 e 5.16 com os apresentados nas figuras 5.13 e 5.14 pode verifica-se que a produção de energia reactiva por parte das unidades de microgeração não tem influência significativa no perfil das tensões.

5.4 Resumo e principais conclusões

Neste capítulo foram realizados estudos em regime estacionário e em regime dinâmico com o objectivo de avaliar a capacidade das redes de BT integrarem quantidades significativas de microgeração, nomeadamente fontes intermitentes como é o caso dos sistemas fotovoltaicos. Para tal foi considerada a possibilidade do sistema de distribuição ser explorado em rede interligada e em rede isolada. Por último foi estudada a possibilidade das unidades de microgeração fornecerem serviços de sistema, nomeadamente suporte de tensão na rede BT.

Os resultados obtidos permitem concluir o seguinte:

- As redes de BT têm capacidade para integrarem unidades de microgeração. No entanto, uma integração em larga escala pode pôr em causa a qualidade de serviço na rede de BT, uma vez que as tensões irão subir em consequência do escoamento da potência activa produzida, atingindo valores mais elevados nos períodos correspondentes a vazios de carga. Por outro lado, quando a carga ligada à rede de BT é elevada, a integração da microgeração é benéfica pois limita a variação do perfil da tensão. É de salientar que o perfil da tensão depende da quantidade de potência produzida e da localização da unidade de microgeração na rede de BT.
- Uma rede de distribuição com integração de microgeração nas redes de BT pode ser operada em rede interligada e em rede isolada desde que existam unidades de produção dispersa ligadas à rede de MT com capacidade para controlar tensão e frequência.
- O fornecimento de serviços de sistemas, nomeadamente suporte de tensão nas redes de BT, não é possível através da variação do factor de potência das unidades de microgeração. É de salientar que nas redes de BT não se consegue fazer o controlo da tensão à custa da produção de energia reactiva por se tratar de redes muito resistivas.
- O efeito das fontes intermitentes, nomeadamente a variação da radiação solar, provoca flutuações no valor eficaz das tensões nos barramentos, o que poderá pôr em causa a qualidade de serviço.

Convém salientar que, de modo a evitar o funcionamento das unidades de microgeração em rede isolada, os inversores estão equipados com protecções de mínimo e máximo de tensão, que retiram as unidades de serviço sempre que a tensão aos seus terminais apresenta variações situadas fora da gama permitida.

Assim, as variações de tensão devidas às variações na radiação solar podem ser suficientes para as unidades de microgeração serem retiradas de serviço através da actuação das protecções de mínimo de tensão.

6 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Neste trabalho foram estudadas as questões básicas relativas à exploração dos sistemas de distribuição com integração de PD de modo a aproveitar os benefícios que estas unidades podem fornecer no que diz respeito, nomeadamente, à continuidade de serviço. Neste contexto, foi apresentado um breve estado da arte relativamente ao funcionamento dos sistemas de distribuição em rede interligada e em rede isolada. Foram também apresentadas as questões relacionadas com a qualidade de energia eléctrica, as quais se encontram normalizadas. De modo a estudar o comportamento em regime dinâmico de sistemas de distribuição que integrem unidades de microgeração nas suas redes de BT, foram encontrados modelos matemáticos adequados para descreverem a dinâmica relevante das unidades de microgeração com impacto na rede BT e para representarem os conversores electrónicos de potência que ligam as unidades de microgeração à rede, controlados de forma a entregarem à rede toda a potência produzida pelas unidades de microgeração.

Foram também modelizadas as máquinas síncronas de rotor cilíndrico, os correspondentes reguladores de tensão e de velocidade e todos os restantes componentes da rede. Foi adoptado um modelo multi-máquina para descrever o comportamento em regime dinâmico do sistema de distribuição no seu todo. Para a realização de estudos em regime estacionário recorreu-se à aplicação computacional *MATPOWER*.

As unidades de microgeração, que não têm capacidade de regulação de tensão nem de frequência, foram modelizadas com barramento do tipo PQ, enquanto que as máquinas síncronas são representadas por barramentos do tipo PV. A rede é representada através da matriz das admitâncias nodais.

A resolução de problemas de trânsito de potências foi utilizada para avaliar o perfil das tensões em todos os barramentos da rede considerando diferentes cenários e, dentro de cada cenário, vários regimes de exploração. A ferramenta de simulação dinâmica foi utilizada para avaliar o comportamento em regime dinâmico do sistema a funcionar em rede interligada, em rede isolada e na passagem a rede isolada. Em cada um dos regimes de funcionamento foram consideradas variações bruscas na radiação incidente e avaliadas as tensões nos barramentos no seguimento das variações de radiação, tendo em conta que as unidades de microgeração se encontram a funcionar com factor de potência unitário e 0.85 capacitivo.

Os resultados obtidos permitem retirar as seguintes conclusões:

- Os sistemas de distribuição podem integrar microgeração nas suas redes de BT, sendo esta integração benéfica, principalmente, quando os consumos em BT são elevados, pois a microgeração limita as descidas do valor das tensões nos barramentos da rede de BT. No entanto a integração de microgeração em larga escala pode fazer subir demasiado o valor das tensões nos barramentos da rede BT, principalmente nas horas em que os consumos são baixos. Esta subida no valor das tensões é dependente da quantidade de potência activa que está a ser produzida nos barramentos e da própria localização dos barramentos, sendo maior nos barramentos situados mais a jusante do transformador MT/BT. Tanto os benefícios como os aspectos a serem acautelados, aqui enumerados, verificam-se na operação do sistema em rede interligada e em rede isolada.
- Relativamente aos efeitos associados à intermitência dos recursos primários, com variações bruscas da radiação incidente, estes provocam variações significativas nas tensões dos barramentos da rede de BT, principalmente naqueles onde a potência produzida tem um valor mais elevado e estão situados mais a jusante do transformador MT/BT. Estes efeitos da variação da radiação incidente são mais

significativos quando o sistema se encontra a funcionar em rede isolada e os consumos registam um valor mais elevado.

- Por último, não é possível fazer suporte de tensão nas redes de BT através da injeção de energia reactiva, tal como acontece nas restantes redes. Tal deve-se ao facto das redes de BT serem redes muito resistivas. Por outro lado, o controlo do factor de potência nos conversores electrónicos revela-se muito pouco significativo sempre que a radiação solar baixa de forma brusca, pois ao baixar a potência activa produzida também baixa a potência reactiva injectada. É de salientar que este abaixamento no valor das tensões pode fazer actuar as protecções de mínimo de tensão, retirando de serviço as unidades de microgeração, mesmo aquelas que não estão sujeitas à intermitência do recurso primário, agravando ainda mais a qualidade de serviço prestada aos consumidores.

As questões identificadas anteriormente devem ser acauteladas tanto mais, quanto maior for o nível de integração de microgeração nas redes de BT. Além disso, tendo em conta que a rede de BT é uma rede desequilibrada e que os sistemas fotovoltaicos são sistemas monofásicos, a integração de microgeração pode contribuir para o aumento dos desequilíbrios e as questões identificadas anteriormente serem bastante mais graves.

Desta forma é necessário realizar muito mais investigação neste domínio, de modo a que no futuro a integração de microgeração nas redes de BT seja possível sem as actuais limitações. Assim, no contexto do presente trabalho, algumas das perspectivas de desenvolvimentos futuros são as seguintes:

- Inclusão de modelos adequados à representação do comportamento em regime dinâmico das restantes unidades de microgeração, nomeadamente dos microgeradores eólicos.
- Inclusão de outras técnicas de controlo para os conversores electrónicos de potência que possam ser explorados de modo a que as unidades de microgeração forneçam serviços de sistema.
- Estudar outras condições de funcionamento que permitam tirar partido das potencialidades das tecnologias de microgeração.
- Avaliar o impacto da integração em larga escala de microgeração nas redes de BT considerando-as como sistemas desequilibrados.

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] WADE – World Alliance for Decentralized Energy (2007), Local Power. Global Conexions, www.localpower.org
- [2] José Pedro Sucena Paiva, Redes de Energia Eléctrica Uma Análise Sistémica, ISP Press, Abril 2005, Instituto Superior Técnico.
- [3] Luis Miguel Lopo dos Santos Seca, Estudo de estratégias de funcionamento em rede isolada e reposição de serviço em redes de distribuição com elevada componente de produção distribuída, Tese de Mestrado, FEUP, Porto 2006.
- [4] Parlamento Europeu e do Conselho, Directiva 2001/77/CE relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade, Jornal Oficial da União Europeia, Setembro de 2001.
- [5] Diário da Republica, serie I-B do número 204, 24 de Outubro de 2005
- [6] Decreto-Lei N.º 68/2002, de 25 de Março
- [7] Decreto-Lei N.º 312/2001, de 10 de Dezembro
- [8] Decreto-Lei N.º 363/2007, de 2 de Novembro
- [9] T. Niknam, A. M. Ranjbar, A. R. Shiram, “Impact of Distributed Generation on Volt/Var Control in Distribution Networks”, IEEE Bologna Powertech, Italy, 2003
- [10] J. Morren, S. W. H. de Haan, J. A. Ferreira, “Distributed generation units contributing to voltage control in distribution networks”, 39 th International Universities Power Engineering Conference, UPEC, 2004
- [11] R. O’ Gorman, M. A. Redfern, H. Al-Nasseri, Voltage Control for Distribution Systems”, International Conference on Future Power Systems, Netherlands, 2005.
- [12] Philip P. Barker, Robert W. Mello, “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Parte1 – Radial Distribution Systems”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000.
- [13] C.L.T. Borges, D. M. Falcão, “Impact of Distributed Generation Allocation and Sizing on Reliability, Losses and Voltage Profile”, Proceeding of IEEE Bologna Power Tech, Italy, 2003

- [14] P. Marques, J. A. Peças Lopes, A. Mendonça, "Evaluation of the Dynamic Behaviour of the Portuguese Electric Grid in a Scenario with Large Scale Integration of Wind Generation", ENER 05, Conferência sobre Energias Renováveis e Ambiente em Portugal, Figueira da Foz, Portugal, Junho 2005.
- [15] J. Jyrinsalo, E. Lakervi, "Planning the Islanding Scheme of a Regional Power Producer", CIRED, 12 th International Conference on Electricity Distribution, May 1993.
- [16] F. Katirei, M. R. Iravani, P. W. Lehn, "Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process", IEEE Transaction on Power Delivery, January, 2005
- [17] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, N.º 2, May 2006
- [18] J. A. Lopes, J. Tomé Saraiva, N. Hatzigiorgiouis, N. Jenkins, "Management of MicroGrids", JIEEE 2003, Bilbao, 2003.
- [19] Júlio S. Martins, Carlos Couto, João Luiz Afonso, "Qualidade de energia eléctrica", 3º Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia – CLME'2003 Engenharia e Inovação para o Desenvolvimento Maputo, Moçambique, 19-21 Agosto 2003, pp. 219-231
- [20] Qenergia, O impacto dos problemas de qualidade da energia em instalações eléctricas. www.qenergia.pt
- [21] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pellacchi, "Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply " in *Proc. PES Winter Meeting*, vol. 2, 2002, pp. 789-794.
- [22] R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri "Analysis of dynamic performance of dispersed generation connected through inverters to distribution networks," presented at 17th Int. Conf. Electricity Distribution Barcelona, Spain, 2003.
- [23] CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001c), 1 – Micro-turbinas a gás, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 05-17, <http://www.ecogensa.com/ECOGEN/pagina0.html>
- [24] Y. Zhu, K. Tomsovic, "Development of models for analysing the load-following performance of microturbines and fuel cells," in *Electric Power Systems Research* vol. 62, 2002, pp. 1-11.
- [25] P. A. Pilavachi, "Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power," in *Applied Thermal Engineering*, vol. 22, 2002, pp. 2003-2014.

- [26] H. Hatziargyriou, F. Kanellos, G. Kariniotakis, X., Le Pivert, N, Jenkins, N. Jayawarna, J. Peças Lopes, N. Gil, C. Moreira, J. Oyarzabal, Z. Larrabe, "Modelling of micro-sources for security studies," presented at CIGRE Session France, 2004.
- [27] M. Nagpal, A. Moshref, G. K. Morison, P. Kundur, "Experience with testing and modelling of gas turbines," presented at IEEE/PES 2001 Winter Meeting, Columbus, Ohio, USA, 2001.
- [28] O. Fethi, L. A. Dessaint, K. Al-Haddad, "Modelling and simulation of the electric part of a grid connected micro turbine," presented at IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, Colorado, USA, 2004.
- [29] <http://www.naturlink.pt/canais/artigo.asp?iArtigo=6556&iLingua=1>
- [30] Joyce A. (2007), Sistemas Fotovoltaicos, in: *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESC Porto e COGEN Portugal.
- [31] Decreto-Lei n.º168/99, de 18 de Maio
- [32] Carlos Santos, "Aplicação de Conversores Matriciais em Sistemas Fotovoltaicos", Tese de Mestrado, IST, Setembro 2007.
- [33] Castro, R. (2002), Introdução à Energia Fotovoltaica, edição 0, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa.
- [34] Manuel Trindade, Júlio S. Martins, João L. Afonso, "Sistema para Optimização da Extracção de Energia de Painéis Solares Fotovoltaicos", ENER'05 – Conferência sobre Energias Renováveis e Ambiente em Portugal Figueira da Foz, Portugal, 5-7 de Maio de 2005, ISBN: 972-8822-02-02, pp. 1.165-1.170.
- [35] R. Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, Joe Eto "White Paper on Integration of Distributed Energy Resources - The CERTS MicroGrid Concept," in http://certs.lbl.gov/pdf/LBNL_50829.pdf, 2002.
- [36] N. L. Sultanis, Stavros A. Papathanasiou, Nikos D. Hatziargyriou, "A stability algorithm for the dynamic analysis of inverter dominated unbalanced LV microgrids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, 2007, pp. 294-304.
- [37] M.-S. Chen, Tsai-Hsiang Chen, Hsiao-Dong Chiang, A. A. Fouad, J. A. Jativa, Wei-Jen Lee, Werner Leonhard, Young-Hwan Moon, M. A. Pai, Arun G. Phadke, P. W. Sauer, R. R. Shoults, J. S. Thorp, V. Vittal, *Control and dynamic systems. Advances in theory and applications*, vol. 43: Academic Press, Inc, 1993.
- [38] P. Kundur, *Power system stability and control*: McGraw-Hill, 1994.

- [39] G. N. Kariniotakis, G. S. Stavrakakis, "General simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the algorithm and case-studies with induction generators," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, 1995, pp. 584-590.
- [40] Hadi Saadat, "Power System Analysis", McGraw-Hill, 2^o Edition, 2002
- [41] Resende, Fernanda, "Contributions for MicroGrids Dynamic Modelling and Operation", Tese de Doutoramento, FEUP, 2007.
- [42] V. Miranda, N. Fonseca, "Reactive Power Dispatch with EPSO - Evolutionary Particle Swarm Optimization," presented at PMAPS'2002 - International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Naples, Italy, 2002.
- [43] P. C. Krause, *Analysis of Electric Machinery*. New York: McGraw-Hill, 1987.
- [44] MATPOWER, "A MatlabTM Power System Simulation Package", Version 3.2, September 21, 2007.
<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [45] Portal de engenharia e tecnologia, <http://myspace.eng.br/>
- [46] EDP – Energias de Portugal (2007), O Sector da Energia,
<http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/default.htm>
<http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/Clients/Microgeneration/default.htm>
- [47] Labelec-EDP (2003), Estudo de impacto duma significativa introdução de unidades de Produção Distribuída nas redes de Média Tensão e Baixa Tensão da EDP – Distribuição.
- [48] Peças Lopes, J. (2007), Impactos Esperados da Penetração em Larga Escala de Micro- Geração na Rede Eléctrica Nacional, in: Micro Geração: A Mudança de Paradigma do *Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal.
- [49] REN – Rede Energética Nacional (2008), Dados Técnicos de 2007,
<http://www.ren.pt>
- [50] NP EN 50 160, "Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica", 1995

[51] Estanqueiro A. (2007), Energia Eólica em Ambiente Urbano e Construído, in *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal.

Anexo A Parâmetros do caso de estudo

Neste anexo são apresentados os parâmetros mecânicos e eléctricos das várias unidades de produção de energia eléctrica ligadas à rede de MT e BT assim como os parâmetros dos restantes componentes que constituem a rede utilizada como caso de estudo no capítulo 5.

A.1 Parâmetros das máquinas síncronas de rotor cilíndrico

Ao nível da MT as grandezas de base são as seguintes: Potência de base, $S_b = 500 \text{ kVA}$ e tensão de base, $V_b = 690 \text{ V}$.

Tabela A.1 – Parâmetros das máquinas síncronas de rotor cilíndrico

<i>Máquina síncrona de rotor cilíndrico*</i>				
$S_n (kVA)$	$V_n (V)$	$R_s (p.u.)$	$X_d (p.u.)$	$X_q (p.u.)$
500	690	0,0014	1,25	1,22
$X'_d (p.u.)$	$X'_q (p.u.)$	$X''_d (p.u.)$	$X''_q (p.u.)$	$H (p.u.)$
0,232	0,715	0,120	0,120	1
$X_l (p.u.)$	$T'_{d0} (s)$	$T''_{q0} (s)$	$T''_{d0} (s)$	$T''_{q0} (s)$
0,134	4,75	1,5	0,059	0,210
<i>Máquina primária: $T_D = 1 \text{ s}$</i>				
<i>Regulador de velocidade</i>				
$R (p.u.)$	$k_1 (p.u.)$	$k_2 (p.u.)$	$\tau_2 (s)$	
0,25	1,5	1	0,1	
<i>Regulador automático de velocidade</i>				
k_R	$T_R (s)$	k_A	$T_A (s)$	
1	0,01	15	0,05	
k_E	$T_E (s)$	k_F	$T_F (s)$	
1	0,5	0,02	0,8	

* Os parâmetros estão referidos à base do sistema ($S_b = 500 \text{ kVA}$; $V_b = 690 \text{ V}$)

A.2 Parâmetros das unidades de microgeração

Ao nível da BT, as grandezas de base são: Potência de base, $S_b = 500 \text{ kVA}$ e tensão de base, $V_b = 400 \text{ V}$.

Os valores dos parâmetros das unidades de microgeração e do respectivo inversor encontram-se apresentados nas tabelas A.2, A.3 e A.4.

Tabela A.2 – Parâmetros dos sistemas fotovoltaicos

Parâmetros	Referência	Valor	Unidade
V_n	Tensão nominal	400	V
G_a	Radiação	870	W / m^2
T_a	Temperatura ambiente	20	°C
$P_{Max,0}$	Potência máxima do módulo em STC	25	W
μP_{Max}	Coefficiente de variação da máxima potência com a temperatura do módulo	-0.005	-
$NOCT$	Temperatura normal de funcionamento da célula	47	°C
N_1	Número de módulos do sistema PV1	400	-
N_2	Número de módulos do sistema PV2	400	-
N_3	Número de módulos do sistema PV3	800	-
N_4	Número de módulos do sistema PV4	600	-

Tabela A.3 – Parâmetros do conversor electrónico de potência

Parâmetros	Referência	Valor	Unidade
P_n	Potência Nominal	30	kW
V_n	Tensão Nominal	400	V
Z_f	Impedância do filtro	$0,01+j0,1571$	Ω
C	Capacidade ligada ao barramento CC do inversor	0,008	F
$V_{cc,ref}$	Tensão de referencia para o barramento CC do inversor	800	V
k_{p1}	Ganho proporcional do controlador PI-1	-5	-
k_{I1}	Ganho integral do controlador PI-1	-3	-
k_{p2}	Ganho proporcional do controlador PI-2	0	-
k_{I2}	Ganho integral do controlador PI-2	100	-

Tabela A.4 – Parâmetros da microturbina de eixo único

Parâmetros	Referência	Valor	Unidade
P_n	Potência nominal	80	kW
V_n	Tensão nominal	400	V
<i>Controlo de potência activa</i>			
K_p	Ganho proporcional	4	-
K_i	Ganho integral	0,2	-
<i>Parte mecânica da microturbina de eixo único</i>			
T_1	Constante de tempo 1 do sistema de combustível	15	s
T_2	Constante de tempo 2 do sistema de combustível	0,2	s
T_3	Constante de tempo limite de carga	3	s
L_{max}	Limite de carga	1,5	s
V_{max}	Posição máxima da válvula	1,2	-
V_{min}	Posição mínima da válvula	-0,1	-
K_T	Ganho de controlo de temperatura	1	-
<i>Máquina síncrona de ímans permanentes</i>			
L_d	Componente directa da indutância	$6,875 \times 10^{-4}$	H
L_q	Componente em quadratura da indutância	$6,875 \times 10^{-4}$	H
R_s	Resistência do estator	0,25	Ω
Φ_m	Fluxo induzido no estator	0,0534	Wb
p	Número de pares de pólos	1	-
J	Inércia	0,003	$Kg.m^2$
F	Coefficiente de fricção	0,0000005	
<i>Conversor do lado da máquina</i>			
k_{p1}	Ganho proporcional do controlador PI-1	30	-
k_{I1}	Ganho integral do controlador PI-1	10	-
k_{p2}	Ganho proporcional do controlador PI-2	100	-
k_{I2}	Ganho integral do controlador PI-2	150	-
k_{p3}	Ganho proporcional do controlador PI-3	50	-
k_{I3}	Ganho integral do controlador PI-3	20	-

A.3 Parâmetros das linhas e dos transformadores

Os parâmetros referentes às linhas e aos transformadores da rede teste encontram-se apresentados nas tabelas A.5 e A.6 respectivamente.

Tabela A.5 – Parâmetros das linhas da rede teste

Line	Bus i	Bus j	R (Ω)	X (Ω)
1	1	9	0,1757	0,219618
2	9	10	0,8	1
3	9	12	2	1,85
4	12	13	0,8	1
5	15	16	0,004	0,01
6	16	17	0,016	0,008
7	16	18	0,008	0,011
8	16	19	0,0534	0,0156
9	19	20	0,0085	0,0025
10	20	21	0,0114	0,0033
11	21	22	0,10164	0,011
12	21	23	0,0153	0,0045
13	23	24	0,0094	0,0027
14	24	25	0,0256	0,0075
15	25	26	0,0094	0,0027
16	25	27	0,0626	0,0126
17	25	28	0,02535	0,0051

Tabela A.6 - Parâmetros dos transformadores da rede teste

Transformer	Bus i	Bus j	V_i/V_j (kV)	S_n (kVA)	x(%)
T1	10	11	15/0,69	800	5
T2	13	14	15/0,69	800	5
T3	12	15	15/0,4	400	5

Anexo B Dados dos barramentos utilizados na resolução do problema de trânsito de potência

Os dados dos barramentos utilizados para a resolução do problema de trânsito de potências considerando a rede teste a ser explorada em rede interligada e em rede isolada são apresentadas nas tabelas A.7 e A.8 respectivamente.

Tabela A.7 – Dados dos barramentos para a rede teste a funcionar em regime interligada

BARRAMENTO			TENSÃO	GERAÇÃO		CARGA	
Número	Sector*	Tipo**	V [V]	PG [W]	QG [VAR]	PC [W]	QC [VAR]
1	1	3	15000	0	0	0	0
2	1	1	15000	0	0	550e3	50e3
3	1	1	15000	0	0	0	0
4	2	2	690	0	0	0	0
5	1	1	15000	0	0	0	0
6	1	1	15000	0	0	0	0
7	3	2	690	0	0	0	0
8	4	1	400	0	0	0	0
9	4	1	400	0	0	0	0
10	4	1	400	10e3	1e3	0	0
11	4	1	400	20e3	2e3	19.3e3	7.6e3
12	4	1	400	10e3	1e3	9.6e3	3.8e3
13	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
14	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
15	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
16	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
17	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
18	4	1	400	0	0	7.7e3	3e3
19	4	1	400	0	0	6.4e3	2.5e3
20	4	1	400	20e3	1e3	38.6e3	15.3e3
21	4	1	400	20e3	1e3	19.3e3	7.6e3

* Sector: $V_{B1}=15000 - 1$, $V_{B2}=690 - 2$, $V_{B3}=690 - 3$, $V_{B4}=400 - 4$

** Tipo: PQ - 1, PV - 2, ref. - 3.

Tabela A.8 – Dados dos barramentos para a rede teste a funcionar em regime isolada

BARRAMENTO			TENSÃO	GERAÇÃO		CARGA	
Número	Sector	Tipo	V [V]	PG [W]	QG [VAR]	PC [W]	QC [VAR]
1	2	3	690	0	0	0	0
2	1	1	15000	0	0	0	0
3	1	1	15000	0	0	550e3	50e3
4	1	1	15000	0	0	0	0
5	1	1	15000	0	0	0	0
6	3	2	690	0	0	0	0
7	4	1	400	0	0	0	0
8	4	1	400	0	0	0	0
9	4	1	400	10e3	1e3	0	0
10	4	1	400	20e3	2e3	19.3e3	7.6e3
11	4	1	400	10e3	1e3	9.6e3	3.8e3
12	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
13	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
14	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
15	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
16	4	1	400	0	0	9.6e3	3.8e3
17	4	1	400	0	0	7.7e3	3e3
18	4	1	400	0	0	6.4e3	2.5e3
19	4	1	400	20e3	1e3	38.6e3	15.3e3
20	4	1	400	20e3	1e3	19.3e3	7.6e3

* Sector: $V_{B1}=15000 - 1$, $V_{B2}=690 - 2$, $V_{B3}=690 - 3$, $V_{B4}=400 - 4$

** Tipo: PQ - 1, PV - 2, ref. - 3.