



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Análise da viabilidade técnica da ligação de matrizes de sistemas de microgeração FV à rede de distribuição

Manuel João Gomes Macedo

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Covilhã, Outubro de 2012

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero apresentar os meus mais sinceros agradecimentos à minha Orientadora Professora Doutora Maria do Rosário Alves Calado, pelo auxílio prestado durante todo o processo de elaboração desta dissertação. A sua ajuda e disponibilidade foram de extrema importância em cada uma das fases deste trabalho.

Agradeço à minha mãe, Maria Estela, pelo apoio incondicional, ajuda e paciência nos momentos mais difíceis, sem ela teria sido bem mais complicado ter realizado este trabalho.

Às pessoas que conheci ao longo deste percurso na Universidade da Beira Interior, que me apoiaram e ajudaram não só na minha formação académica, como também, na minha formação enquanto pessoa. A todos eles deixo aqui o meu agradecimento.

E em último, mas não por último, aos meus verdadeiros amigos, poucos mas importantes, por sempre terem acreditado.

Resumo

Com o crescente interesse e utilização da microgeração fotovoltaica tem surgido a necessidade de avaliar o seu impacto nalguns indicadores de Qualidade de Energia Eléctrica (Q.E.E), especialmente na Taxa de Distorção Harmónica (THD), numa rede eléctrica de baixa tensão (BT) rural.

Inicialmente neste trabalho apresenta-se um resumo, com o propósito de enquadramento, da legislação portuguesa referente à produção de energia por via de fontes de energia renovável.

Posteriormente são simulados e dimensionados todos os componentes da rede, para que a simulação final esteja o mais próximo possível da realidade no terreno.

Após a representação detalhada das cargas mais significativas presentes na rede eléctrica, assim como os seus elementos constituintes, foi construído um modelo da rede na plataforma Matlab/Simulink para assim se poderem analisar os parâmetros da rede, nomeadamente a THD das correntes (THD_I) e das tensões (THD_U) e assim podermos verificar se os seus valores estão ou não de acordo com o recomendado pela norma NP 50160 ($THD_U \leq 8\%$).

Com base nas simulações efectuadas verifica-se que o valor da THD_U nunca ultrapassa o valor definido pela norma NP 50160, no entanto o mesmo piora com a introdução das Unidades de Microgeração (UM).

Palavras-chave

Redes de Baixa Tensão, Microgeração, Qualidade de Energia Eléctrica, Taxa de Distorção Harmónica

Abstract

The growing interest and use of photovoltaic microgeneration has arisen the need to assess its impact on some indicators of the Power Quality (Q.E.E), especially the Total Harmonic Distortion rate (THD) on a low voltage rural network.

The first part of this work presents a summary of Portuguese legislation on electricity production from renewable energy sources. Subsequently are simulated and dimensioned all network components so that the final simulation is as close as possible to reality.

After detailed representation of the most significant loads present in the electrical network, as well as its components, a model was built on Matlab/Simulink software to thereby be able to analyze the network parameters, such as the current and tension THD (THD_I ; THD_U) so we can verify that the values are or are not in accordance with the recommendations of the NP 50160 ($THD_U \leq 8\%$).

Based on simulations it is found that the value of THDU never exceeds the value set by NP 50160, however it worsens with the introduction of Microgeneration Units (MU).

Keywords

Low Voltage Networks, Microgeneration, Electrical Power Quality, Total Harmonic Distortion Rate.

Índice

1. Introdução	1
1.2- Objectivos	3
1.3- Estrutura da Dissertação	4
2. Microgeração em Portugal [Decreto-Lei nº 118-A/2010]	5
2.1- Introdução	5
2.2- Microprodutor	7
2.2.1 Acesso ao regime de geral.....	7
2.2.2 Acesso ao regime bonificado.....	8
2.2.2.1 Instalação não integrada num condomínio.....	8
2.2.2.2 Instalação integrada num condomínio	8
2.3- Remuneração do regime bonificado.....	8
2.4- Funções do SRM	9
2.4.1 Registo no SRM	9
2.4.1.1 Produtor.....	9
2.4.1.2 Como entidade instaladora	9
2.4.2 Unidade microprodução	10
2.4.3 Validação do SRM	10
2.4.4 Certificado de exploração	11
2.4.4.1 Inspeção	11
2.4.4.2 Segunda Inspeção	11
2.5- Equipamentos e Contagem.....	12
2.5.1 Controlo dos equipamentos	12
2.5.2 Contrato de compra e venda.....	12
2.5.3 Alteração da titularidade.....	13
2.5.4 Monitorização e controlo	13
2.5.5 Taxas	13
2.5.6 Alteração da instalação.....	14
3. Qualidade de Energia Eléctrica	15
3.1- Introdução	15
4. Modelo da rede de baixa tensão	19
4.1- Transformador.....	21
4.1.1 Ensaio em vazio - Dimensionamento da resistência e da reactância de magnetização	24
4.1.2 Ensaio em Curto-Circuito - Dimensionamento da resistência e da reactância dos enrolamentos primário e secundário	26

4.2- Linha de distribuição na baixa tensão	28
4.2.1 Linha eléctrica na rede de baixa tensão portuguesa	28
4.2.2 Parâmetros das linhas eléctricas	29
4.2.2.1 Resistência.....	29
4.2.2.2 Indutância	31
4.2.2.3 Capacitância	32
4.3- Equipamentos Eléctricos	32
4.3.1. Cargas Lineares.....	33
4.3.1.1. Carga Tipo R.....	33
5. Modelo da Unidade de Microgeração.....	51
5.1- Inversor Monofásico	51
5.1.1 Dimensionamento do Filtro de Entrada.....	512
5.1.2 Modelo do Inversor	512
5.2- Simulação Inversor Monofásico.....	513
6. Simulações.....	555
6.1- Rede Rural	516
6.2- Descrição e planeamento da rede rural	517
6.2.2 Análise da THD na rede sem microgeração e para a Carga Tipo Vazio	63
6.2.3 Análise da THD na rede sem microgeração e para a Carga Tipo Ponta	64
6.2.4 Análise da THD na rede com microgeração e para a Carga Tipo Vazio.....	65
6.2.5 Análise da THD na rede com microgeração e para a Carga Tipo Ponta	65
6.3- Gráficos Tensões nos diversos cenários de carga	67
6.4- Gráficos Correntes nos diversos cenários de carga	70
7. Conclusões e Sugestões de Trabalho Futuro	75
7.1- Sugestão de trabalho futuro	77
Bibliografia.....	79
Anexo A.....	81

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Esquema de ligação de uma unidade de microgeração FV em Portugal.	6
Figura 3.1 - Gráfico representativo do efeito de flutuação da tensão (flicker).	16
Figura 3.2 - Gráfico ilustrativo de uma queda de tensão, bem como de uma queda no fornecimento de curta duração	17
Figura 4.1 - Transformador a) - Transformador Schneider Electric 160kVA b) - Esquema de ligações no primário e no secundário do Transformador	22
Figura 4.2 - Esquema do Transformador na plataforma Matlab/Simulink	22
Figura 4.3 - Esquema equivalente em T do Transformador	23
Figura 4.4 - Esquema equivalente do Transformador para o ensaio em vazio	25
Figura 4.5 - Esquema equivalente do Transformador para o ensaio em curto-circuito	26
Figura 4.6 - Representação do Cabo LXS utilizado na rede de Baixa Tensão.....	28
Figura 4.4 - Transformador uma linha Aérea em Simulink	32
Figura 4.5 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo R em Simulink.....	33
Figura 4.6 - Potência activa e reactiva de uma carga tipo R	28
Figura 4.7 - Esquema equivalente em π de uma linha de distribuição.....	29
Figura 4.8 - Modelo de uma linha aérea em Simulink	32
Figura 4.9 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo R em Simulink.....	33
Figura 4.10 - Potência Activa e Reactiva de uma Carga Tipo R	34
Figura 4.11 - Corrente absorvida pela Carga Tipo R.....	34
Figura 4.12 - Tensões na carga Tipo R	35
Figura 4.13 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo RL em Simulink	36
Figura 4.14 - Potência activa e reactiva de uma Carga Tipo RL.....	36
Figura 4.15 - Corrente absorvida pela carga Tipo RL.....	37
Figura 4.16 - Tensões na Carga Tipo RL.....	37
Figura 4.17 - Rectificador Monofásico não Comandado em Ponte	39
Figura 4.18 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão em Simulink	41
Figura 4.19 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor TV.....	42
Figura 4.20 - Tensões na Carga Tipo Rectificador de TV	42
Figura 4.21 - THD da corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de TV.....	43
Figura 4.22 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar em Simulink.....	44
Figura 4.23 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar	45
Figura 4.24 - Tensões na Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar	45

Figura 4.25 - THD na corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar	46
Figura 4.26 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Trifásico em Simulink	47
Figura 4.27 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Trifásico.....	48
Figura 4.28 - Tensões na Carga Tipo Rectificador Trifásico.....	48
Figura 4.29 - THD na corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Trifásico	49
Figura 6.1 - Esquema ilustrativo da rede Rural Projectada	57
Figura 6.2 - Formas de onda da tensão de saída do PT	67
Figura 6.3 - Formas de onda da tensão no ponto de medição PM6	68
Figura 6.4 - Formas de onda da tensão na saída do PT para o cenário com 11% de potência de microgeração	68
Figura 6.5 - Formas de onda das tensões no ponto de medição PM6, para o cenário de 11% de microgeração	69
Figura 6.6 - Formas de onda das tensões à saída do PT para o cenário de 16% de microgeração	69
Figura 6.7 Formas de onda das tensões no ponto de medição PM6 no cenário com 16% de microgeração	70
Figura 6.8- Gráfico formas de onda das correntes à saída do PT	70
Figura 6.9 - Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6.....	70
Figura 6.10 Formas de onda da corrente à saída do PT para o cenário de carga em Vazio e 11% de Microgeração	70
Figura 6.11 Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6 para o cenário de carga tipo Vazio e 11% de Microgeração	70
Figura 6.12 Formas de onda da corrente à saída do PT para o cenário de carga Tipo Vazio e 16% de Microgeração	70
Figura 6.13 Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6 para o cenário carga Tipo Vazio e com 16% de Microgeração	70

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Coeficientes de Simultaneidade para ramais [5]	20
Tabela 4.2 - Exemplos de cada uma das Cargas Tipo	21
Tabela 4.3 - Características eléctricas do Transformador Schneider Electric 20 kV/400V [7] .	24
Tabela 4.4 - Resumo dos parâmetros para o Transformador Trifásico	25
Tabela 4.5 - Resumo dos parâmetros obtidos para o Transformador Trifásico	27
Tabela 4.6 - Resumo do parâmetros obtidos para o Transformador	28
Tabela 4.7 - Gamas utilizadas de cada tipo de cabo	28
Tabela 4.8- Resumo dos valores calculados para cada um dos cabos utilizados.....	32
Tabela 4.9 - Valores simulados da Carga Tipo R em Simulink	35
Tabela 4.10 - Valores simulados da Carga Tipo RL em Simulink.....	38
Tabela 4.11 - Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão em Simulink.....	43
Tabela 4.12 - Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar em Simulink	46
Tabela 4.13 - Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Trifásico em Simulink	49
Tabela 6.10 - Resultados da Carga Tipo Ponta sem Microgeração - THD da Corrente e Tensão	64
Tabela 6.11 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Vazio e potência de microgeração de 11%	65
Tabela 6.12 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Vazio e potência de microgeração de 16%	65
Tabela 6.13 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Ponta e potência de microgeração de 11%	66
Tabela 6.14 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Ponta e potência de microgeração de 16%	66

Lista de Acrónimos

BT	Baixa Tensão
CEN/CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CPE	Código de Ponto de Entrega
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
ERIE	Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas
FV	Fotovoltaico
IPQ	Instituto Português da Qualidade
MT	Média Tensão
PT	Posto de Transformação
QEE	Qualidade de Energia Eléctrica
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SRM	Sistema de Registo de Microprodução

Capítulo 1

Introdução

Nos últimos anos, a nova realidade do sector energético e a pressão económico-ambiental têm levado à necessidade de recorrer a novas formas de produção de energia, passando pela utilização de pequenos geradores junto das cargas, a partir de fontes de energia renovável. Este tipo de produção de energia designa-se por produção distribuída ou microgeração. Na maioria dos casos esta produção descentralizada faz uso das chamadas energias renováveis e é da responsabilidade de operadores independentes ou mesmo de consumidores finais. São geralmente designadas por fontes de energia renovável, as fontes de energia que possam considerar-se inesgotáveis ou cujo potencial energético se possa renovar. São incluídas neste âmbito: a energia eólica, geotérmica, solar, energia das ondas, energia das marés e o aproveitamento da biomassa.

Como exemplos mais comuns de sistemas de microgeração tem-se a produção de energia eléctrica, em baixa tensão, a partir de painéis fotovoltaicos (energia solar) e de aerogeradores (energia eólica). Estes pertencem à categoria das fontes de energia renovável em que mais se tem apostado na última década.

A energia solar não polui durante o seu uso e os painéis solares são a cada dia mais eficientes ao mesmo tempo que o seu custo vem decrescendo, tornando esta forma de produção de energia uma solução cada vez mais vantajosa. Como desvantagens, a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos depende das condições climáticas e da luz solar, o que obriga a que existam meios de armazenamento da energia produzida durante o dia. Em relação à eficiência dos painéis solares, estes apresentam rendimentos baixos quando comparados com outras fontes de energia.

A utilização de energia eólica comporta numerosas vantagens face aos outros aproveitamentos de energias renováveis, devido ao seu maior desenvolvimento tecnológico. Apresenta ainda a vantagem de ser inesgotável, não emitir gases poluentes nem gerar resíduos de longa duração, além de que os aerogeradores não necessitam de abastecimento de combustível e requerem escassa manutenção. Por outro lado, os geradores eólicos apresentam como desvantagens o impacto visual das turbinas e o ruído produzido pelas mesmas.

De um modo mais genérico, a microgeração pode apresentar grandes vantagens económicas e tecnológicas nomeadamente:

- - Redução das perdas de energia na rede de distribuição de energia eléctrica;
- - Maior fiabilidade no fornecimento de electricidade aos consumidores;
- - Contribuição para a diminuição da forte dependência energética portuguesa relativamente ao exterior;
- - Adiamento de investimentos pesados no reforço das infra-estruturas da rede;
- - Melhoria do desempenho ambiental do sistema energético no seu todo;
- - Criação de maiores oportunidades para a indústria portuguesa de bens de equipamento e componentes para o sector eléctrico;
- - Geração de um novo “cluster” industrial e de serviços com impacto importante na criação de emprego e no crescimento económico;
- - Mais autonomia e poder de decisão dos consumidores individuais e das comunidades locais.

No entanto, a geração de energia pelo próprio consumidor utilizando equipamentos de pequena escala, nomeadamente painéis solares, microturbinas, microeólicas ou outro tipo de tecnologia, naturalmente terá o seu impacto na rede de distribuição eléctrica. O estudo prévio do impacto da microgeração na qualidade de energia eléctrica da rede poderá minimizar as perturbações e os custos associados a este tipo de produção de energia.

Nas últimas décadas, com a evolução do sector energético, a natureza e exigência das cargas tem vindo a alterar-se, gerando uma preocupação crescente com a qualidade de energia eléctrica. Se no início do século XX as cargas eram pouco poluidoras, após a década de 70, o desenvolvimento e a proliferação de sistemas electrónicos, aumentou consideravelmente a utilização de cargas não lineares, com a consequente poluição harmónica da rede de energia eléctrica. Estima-se que actualmente cerca de 80% de toda a energia eléctrica seja consumida por cargas não-lineares.

As cargas não-lineares utilizam conversores electrónicos de potência, geralmente rectificadores não comandados a díodos e representam grande parte do equipamento doméstico, comercial e industrial. A nível doméstico e comercial este tipo de cargas pode ser encontrado na maioria dos electrodomésticos (televisores, leitores/gravadores DVD, máquinas de lavar, microondas), nos computadores, impressoras, carregadores de telemóveis e UPS. A nível industrial esses equipamentos estão presentes na maioria dos accionamentos eléctricos e variadores de velocidade.

Estas cargas, embora poluidoras da rede, também são, muitas vezes, mais sensíveis à qualidade de energia eléctrica (QEE). Nos últimos anos, a melhoria da qualidade de energia eléctrica tornou-se fundamental para garantir a produtividade, competitividade e sustentabilidade da grande maioria das actividades económicas, especialmente as de tecnologia mais avançada.

Consequentemente, se até à década de 80 a qualidade de energia era sensivelmente adequada às necessidades dos consumidores, actualmente existe uma percepção muito diferente relativamente ao conceito de qualidade de energia eléctrica, que pode ser analisado em três vertentes: qualidade do produto, qualidade de serviço e qualidade comercial.

De um modo genérico, as perturbações mais comuns presentes na forma de onda de tensão são:

- - Cavas de tensão;
- - Sobretensões transitórias;
- - Distorção harmónica;
- - Tremulação (flicker);
- - Variação da frequência;
- - Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- - Interrupções (curtas e longas).

Neste trabalho deu-se particular ênfase à Taxa de Distorção Harmónica (THD), uma vez que a injeção de harmónicas de corrente na rede dá origem a harmónicas de tensão e causa diversos problemas, tais como:

- - Sobreaquecimento dos cabos e transformadores;
- - Destruição de condensadores;
- - Binários oscilatórios;
- - Saturação de transformadores;
- - Diminuição da precisão dos instrumentos de medição;
- - Mau funcionamento de equipamentos electrónicos que utilizem a tensão da rede como referência.

Os equipamentos de microgeração não produzem formas de onda sinusoidais perfeitas e, por isso, também eles são perturbadores da qualidade de energia da rede eléctrica de baixa tensão, injectando harmónicas de corrente na rede.

1.2 Objectivos

Nesta dissertação pretende-se caracterizar algumas das perturbações produzidas por equipamentos de microgeração numa rede de distribuição de energia eléctrica, nomeadamente a Taxa de Distorção Harmónica.

O objectivo principal do trabalho consiste em construir e simular um modelo de uma rede eléctrica rural de baixa tensão e comparar os resultados de ensaios, sem microgeração e com

microgeração. Para o efeito, recorre-se à ferramenta Simulink, do MATLAB, no desenvolvimento do modelo da rede de distribuição, onde se inclui o dimensionamento dos vários componentes da rede: transformador de média para baixa tensão, linhas de distribuição, cargas lineares, cargas-não lineares e microgeradores.

Com base nos modelos desenvolvidos são avaliadas a Taxa de Distorção Harmónica e as Tensões e Correntes em diversos pontos predefinidos da rede.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente Dissertação encontra-se dividida em sete capítulos.

No primeiro capítulo é introduzido o tema da dissertação e são definidos os objectivos da mesma.

No segundo capítulo, faz-se um resumo da legislação portuguesa aplicada à microgeração.

No terceiro capítulo, faz-se um breve resumo respeitante à THD, bem como se apresentam os limites para a mesma legalmente admitidos pela legislação em vigor.

No quarto capítulo apresenta-se uma descrição da forma como foi construído o modelo da rede de baixa tensão, bem como se apresentam as características dos componentes utilizados na rede de distribuição simulada.

No quinto capítulo descreve-se o modelo da unidade de microgeração, modelo esse que inclui o modelo das células fotovoltaicas, bem como o modelo do inversor monofásico.

No sexto capítulo apresentam-se as simulações efectuadas, incluindo os vários cenários e valores dos componentes utilizados nas mesmas.

No sétimo capítulo apresentam-se as conclusões, bem como algumas sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Microgeração em Portugal [Decreto-Lei nº 118-A/2010]

Neste capítulo é descrito, com propósito de enquadramento, o Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro. Aqui se encontra em grande detalhe a explicação do Decreto-Lei, dos regimes de pagamento, limites de produção, etc.

2.1 Introdução

A produção de energia eléctrica com a possibilidade de fornecer energia à rede pública foi inicialmente regulamentada pelo Decreto-Lei 68/2002. Neste decreto estava regulamentada a produção de energia principalmente para auto consumo, possuindo a possibilidade de entregar a energia excedente à rede pública ou a terceiros, não podendo ultrapassar 150kW de potência a entregar à rede pública em cada ponto de recepção, e tendo o consumo próprio ou fornecimento a terceiros que representar no mínimo 50% da energia eléctrica produzida. Verificou-se no entanto que o número de unidades de microgeração a funcionar ao abrigo deste decreto não atingiu um número significativo.

O Decreto-Lei 312/2001 designava as circunstâncias que permitiam que os novos centros de produção de energia eléctrica do SEI pudessem enviar e receber energia eléctrica nas redes SEP. No entanto este Decreto-lei não estabelecia nenhum tipo de distinção perante a potência nominal ou localização geográfica dos sistemas produtores, centralizando assim a administração dos processos de licenciamento de micro e pequena dimensão.

Surge a necessidade de simplificar o regime de licenciamento em vigor.

Com o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro, é criado o SRM (Sistema de Registo da Microprodução), uma plataforma electrónica, que faz a interacção com os produtores, plataforma essa onde se processa todo o relacionamento com a administração necessária para exercer a actividade de microprodutor.

Verifica-se a simplificação de facturação e relacionamento comercial, evitando a emissão de facturas e acordos de IVA pelos particulares, que são substituídas pelas dos comercializadores. O microprodutor recebe ou paga numa única transacção, pelo valor líquido dos recebimentos

relativos à energia eléctrica produzida e dos pagamentos relativos à energia eléctrica consumida.

Neste Decreto-lei são distinguidos dois regimes remuneratórios, o regime geral, aplicado à generalidade das instalações e o regime bonificado, aplicado às fontes de energias renováveis, em que o acesso é condicionado à existência de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de energia eléctrica é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º80/2006, de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios [1].

Um sistema de microgeração fotovoltaica ligado à rede eléctrica nacional é um tipo de instalação que tem três elementos de intervenção: os módulos fotovoltaicos, inversor e uma instalação de energia convencional. A função do inversor DC/AC é converter a energia produzida pelo gerador FV (Fotovoltaico) com as características específicas da rede eléctrica. As instalações de microgeração FV ligadas à rede eléctrica não incluem baterias.

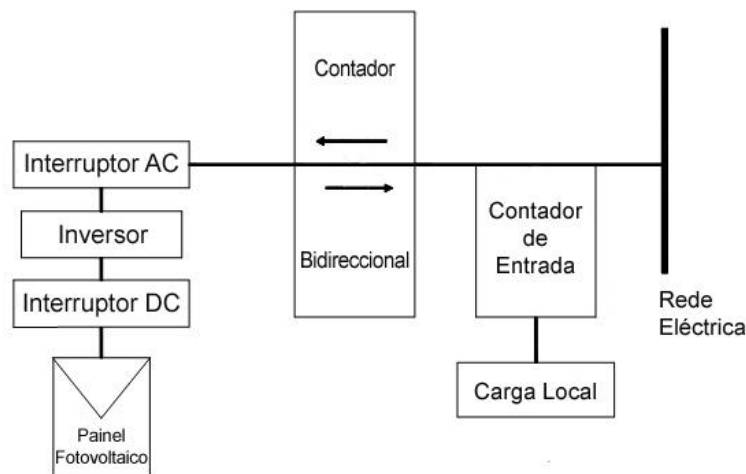


Figura 2.1 - Esquema de ligação de uma unidade de microgeração FV em Portugal.

Na Figura 2.1, está representado um sistema de microgeração FV ligado à rede eléctrica. O contador bidireccional na saída do sistema FV deve ser capaz de medir em ambas as direcções, podendo o sistema de microgeração FV consumir energia, (caso a instalação tenha seguimento solar). O sistema tem ainda o contador para uso doméstico, pois o preço de compra da energia é diferente do preço de venda.

2.2- Microprodutor

Um produtor é uma entidade titular de um registo para a produção de electricidade por intermédio de uma unidade de microprodução.

Podem ser produtores de electricidade, por intermédio de unidades de microprodução, as entidades que preencham os seguintes requisitos:

- 1- Disponham de uma instalação de utilização de energia eléctrica com consumo efectivo de energia e que sejam titulares de contracto de compra e venda de electricidade em baixa tensão, celebrado com um comercializador.
- 2- A unidade de microprodução se destine a ser instalada no local servido pela instalação eléctrica de utilização.
- 3- A potência da unidade de microprodução não seja superior a 50% da potência contratada no contracto referido no ponto 1).

Uma Unidade de Microprodução (UM) corresponde a uma instalação de produção de electricidade monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW.

Os produtores poderão estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização, vendendo a totalidade de electricidade produzida, nos limites de potência permitidos. É no entanto pretendido que a electricidade fornecida pelos produtores não cause perturbações no normal funcionamento da rede pública BT [1].

2.2.1 Acesso ao regime de geral

Para obter acesso ao regime geral, aplica-se a todas as entidades com actividade de microprodução.

Condições de acesso a este regime são [1]:

1. A potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada até um máximo de 5,75kW em instalações não integradas em condomínios.
2. Instalações de microprodução integradas em condomínio, em que não foi realizada uma auditoria energética ou não foram implementadas as medidas de eficiência energética reconhecidas na auditoria.
3. Nas instalações onde não foram montados colectores solares térmicos para aquecimento de água, em que a área mínima do colector tem que ser superior ou igual a 2m², caso não esteja previsto a instalação de cogeração a biomassa para aquecimento do edifício.

4. A produção de electricidade por cogeração com base em energia não renovável.
5. A tarifa de venda é a mesma que a tarifa aplicada na instalação de consumo.

2.2.2 Acesso ao regime bonificado

O regime bonificado é aplicado a unidades de microprodução com uma potência limitada a 50% da potência contratada e não superior a 3,68kW, que utilizem as seguintes fontes de energia: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível. Assim, se o microprodutor possuir um contrato de potência contratada de 6,9kVA, fica limitado à instalação de uma unidade de microprodução de potência máxima de 3,45kW. Seguindo a mesma linha de raciocínio, o microprodutor com contrato de potência de 10,35kVA poderia instalar uma unidade de microprodução de 5,175kW, no entanto, de acordo com o Decreto-Lei 118-A/2010, a potência de ligação à rede da unidade de microprodução está limitada a 3,68 kW [1][2].

2.2.2.1 Instalação não integrada num condomínio

O local de consumo associado à microprodução disponha de colectores solares térmicos com um mínimo de 2m² de área útil de colector ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

2.2.2.2 Instalação integrada num condomínio

Aos condomínios, mediante uma auditoria energética e desde que a implementação de medidas de eficiência energética identificadas na auditoria preveja um retorno até dois anos.

2.3 Remuneração do regime bonificado

Cada produtor no regime bonificado é renumerado com base na tarifa de referência que vigorará à data da emissão do certificado de exploração.

A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados a partir do 1º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, sendo que o período dos 15 anos é dividido em dois, o primeiro de 8 anos e o segundo de 7.

A tarifa de referência fixada para o ano de 2012 é de em 326€/MWh para o primeiro período e de 185MWh para o segundo, referir que o valor destas tarifas é reduzido anualmente em 54€/MWh para o primeiro período de 8 anos e 35€/MWh, para o segundo período [3].

A electricidade vendida encontra-se limitada no caso das unidades de microprodução solar e eólica a 2,4MWh/ano e nos restantes casos (hídrica, co-geração e pilhas de combustível) a 4MWh/ano, por cada kW instalado, isto é, $(2400 \times 3,68 = 8832 \text{ kWh})$, potência máxima que pode ser vendida, o excedente não será pago, irá entrar na rede a custo zero.

A potência de ligação registada no regime bonificado está sujeita a um limite anual, o limite previsto para o ano de 2012 é de 10MW.

2.4 Funções do SRM

O SRM (Sistema de registo de microprodução) é uma plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e os produtores, disponível no Portal Renováveis na Hora.

2.4.1 Registo no SRM

2.4.1.1 Produtor

Para poder instalar uma unidade de microprodução, o produtor deve realizar o seu registo no SRM, onde vai encontrar um formulário que necessita da seguinte informação [2]:

- - Identificação do produtor de energia;
- - Morada e e-mail do Produtor;
- - N° de contribuinte do Produtor, que deverá corresponder à designação social do produtor, e que coincida com o presente no contrato de fornecimento de energia da instalação de consumo;
- - Código de utilizador e palavra passe, necessários para posteriormente aceder ao sistema, onde pode consultar todos os detalhes do processo;

2.4.1.2 Como entidade instaladora

As entidades instaladoras que pretendam exercer a função de instalação de unidades de microprodução têm de se preencher o formulário disponibilizado para que se possam registar no SRM, necessita da seguinte informação [2]:

- - Nome da Entidade
- - Morada
- - Localidade
- - Telefone/Fax
- - NIF/NIPC
- - N° de Alvará e prazo de validade do mesmo
- - Informação da habilitação para exercer instalações eléctricas:

- 4ª Categoria - Instalações eléctricas e mecânicas
- 5ª Subcategoria - Instalações de produção de energia eléctrica
- - E-mail
- - Código de utilizador e palavra passe

Os dados concedidos pela entidade instaladora depois de validados pelo SRM, o SRM solicita-lhe os dados do técnico responsável por instalações eléctricas de serviço particular que suportou a emissão do respectivo alvará pelo InCI, ou outro igualmente habilitado que faça parte do quadro permanente.

2.4.2 Unidade microprodução

O produtor deve efectuar o pedido de registo da unidade de microprodução fornecendo as informações solicitadas no SRM [1] [2]:

- - Nome, podendo este diferir do nome do produtor;
- - Telefone para contacto;
- - Telefone para sms (envio de informações sobre o processo, a enviar ao produtor por sms);
- - CPE (código do ponto de entrega);
- - Identificação do Comercializador;

O CPE deverá constar na factura de energia eléctrica da instalação de consumo do local onde se vai instalar a unidade de microprodução. Caso tal não se verifique, este deverá contactar os serviços de modo a fornecer o CPE.

2.4.3 Validação do SRM

Procedimento para instalar uma unidade de microprodução, o candidato deve efectuar o registo no SRM, disponível no sítio da Internet da DGEG, escolher o tipo de regime remuneratório pretendido, bem como o comercializador com o qual tenciona celebrar o contrato de compra e venda de electricidade.

Caso tenha o correcto preenchimento do registo e não ultrapassando os limites de potência. É enviado um SMS ao produtor, alertando-o para a disponibilidade da resposta ao seu pedido no SRM. O produtor tem então 5 dias para efectuar a confirmação do registo. Após tal ter sido efectuado, o produtor recebe a Referência Multibanco, para a qual deve transferir, num prazo de 5 dias úteis, o valor da taxa de registo da instalação de microprodução. O não pagamento desta taxa implica uma anulação do registo.

Após o registo provisório, o produtor tem 120 dias para instalar a unidade de microprodução e efectuar o requerimento do certificado de exploração no SRM, indicando no formulário

electrónico qual o equipamento instalado, bem como a entidade instaladora, e o técnico responsável por Instalações Eléctricas de serviço particular, ao serviço da mesma [1] [2].

2.4.4 Certificado de exploração

2.4.4.1 Inspeção

O certificado de exploração é emitido na sequência da inspeção, a qual é efectuada nos 10 dias subsequentes ao pedido feito pelo microprodutor, inspeção essa que é feita na presença do técnico responsável por instalações eléctricas de serviço particular.

O certificado de exploração será emitido após realização da inspeção que terá lugar num prazo de 20 dias após efectuado o requerimento, com data e hora marcada do conhecimento do produtor e do técnico responsável pela instalação da unidade de microprodução.

Esta será realizada pela ERIIE, com presença obrigatória do técnico responsável pela instalação. Na inspeção é verificado se a unidade de microprodução está executada de acordo com o descrito no Decreto-lei 118-A/2010 e de acordo com a regulamentação em vigor, bem como se o contador cumpre as especificações e está correctamente instalado e devidamente selado de origem. Durante a inspeção são ainda feitos testes que atestem o bom funcionamento de todos os equipamentos presentes na instalação.

No final da inspeção, o inspector entrega ao técnico responsável cópia do relatório da inspeção e as suas conclusões, registando-os no SRM. Caso o relatório conclua que existem deficiências na instalação, o produtor deve colmatar essas deficiências e pedir uma reinspeção no prazo máximo de 30 dias a contar da data da inspeção.

2.4.4.2 Segunda Inspeção

Se na primeira inspeção forem encontradas deficiências que não permitam a emissão do certificado de exploração, é necessário efectuar uma nova inspeção (reinspeção), a qual deve ser pedida no prazo máximo de 30 dias a contar da data da última inspeção.

O produtor dispõe então de 30 dias para realizar as correcções necessárias na instalação e proceder à marcação de uma nova reinspeção. Deve referir-se que, de acordo com o disposto no decreto-lei 118-A/2010, o produtor pode solicitar até 3 reinspeções, e caso as deficiências se mantiverem no final da última reinspeção, o registo da unidade de microprodução é cancelado.

2.5 Equipamentos e Contagem

Os equipamentos de contagem e protecção devem estar colocados em local de acesso livre ao comercializador e ao operador da rede de distribuição.

A contagem da electricidade produzida é feita por telecontagem mediante contador bidireccional, ou outro equivalente que assegure a contagem líquida nos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

2.5.1 Controlo dos equipamentos

Fabricantes, importadores, seus representantes e as entidades instaladoras devem comprovar com a entidade responsável pelo SRM que os seus equipamentos estão certificados e a natureza da certificação. A lista de equipamentos aprovados pelo SRM é disponibilizada por este na sua página de internet.

Os equipamentos devem estar certificados de acordo com o nº 5 da ISSO/IEC e devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento e que tenham sido publicadas pelo CEN/CENELEC. Caso não tenham sido publicadas normas europeias os equipamentos devem satisfazer os requisitos das normas internacionais ISO/IEC.

Caso não existam as normas referidas anteriormente, os equipamentos devem cumprir as normas indicadas pelo IPQ, I.P. (Instituto Português da Qualidade), ou as que estejam em vigor no estado membro em que o equipamento foi produzido, desde que o IPQ, I.P. reconheça que estão de acordo com as normas do CEN/CENELEC e com as do sistema ISSO/IEC.

2.5.2 Contrato de compra e venda

O produtor adere ao contrato de comercialização 10 dias após a emissão do certificado de exploração e nesse mesmo prazo o comercializador é avisado da referida emissão através do SRM, com vista à conclusão do contracto de compra e venda. Após 10 dias da adesão do produtor ao contracto de comercialização, o comercializador comunica ao SRM a conclusão do processo. Depois da comunicação de celebração do contracto de comercialização, o SRM avisa o operador da rede de distribuição para proceder à ligação da unidade de microprodução à RESP.

O operador da RESP deve proceder à ligação da unidade de microprodução, no prazo máximo de 10 dias após o aviso do SRM, devendo a data de ligação à rede pública ser actualizada pelo operador da rede de distribuição no SRM.

Caso a inspecção ou reinspecção não tenha sido realizada no prazo legalmente estabelecido, por algum motivo não imputável ao produtor, acrescido de uma dilação de 3 dias, a entidade responsável pelo SRM emite um certificado de exploração provisório.

2.5.3 Alteração da titularidade

É possível a alteração da titularidade do contracto de compra de electricidade para a instalação de utilização no local de consumo onde está instalada a unidade de microprodução, ou a mudança de comercializador. Para efectuar essas alterações o novo titular deve solicitar o averbamento ao registo da microprodução da alteração de titularidade, mantendo-se inalteradas as demais condições constantes do registo.

Estão sujeitas a averbamento no SRM a mudança de local da instalação e a mudança de tecnologia de produção, desde que se mantenham o mesmo produtor e as demais condições do registo, mas o averbamento destas alterações dependem de nova inspecção.

Em relação ao regime remuneratório este mantém-se pelo prazo remanescente, sem prejuízo da celebração de novo contracto de venda de electricidade com o comercializador.

2.5.4 Monitorização e controlo

As unidades de microprodução ficam sujeitas à monitorização e controlo pela entidade responsável pelo SRM, para verificar as condições de protecção da interligação com a RESP e as características da instalação previstas no registo.

A monitorização prevista abrange anualmente pelo menos 1% das instalações registadas, podendo as instalações ser seleccionadas por amostragem e sorteio. Para esse efeito os produtores devem facilitar o acesso à entidade responsável pelo SRM às respectivas instalações de produção.

2.5.5 Taxas

Estão sujeitos ao pagamento de taxas os seguintes actos:

- - Registo da instalação de microprodução
- - Averbamento de alterações ao registo

As taxas referidas anteriormente são liquidadas à entidade responsável pelo SRM, constituindo receita desta.

Os montantes destas taxas são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

2.5.6 Alteração da instalação

O produtor é livre de efectuar alterações na instalação da unidade de microprodução, durante a exploração desta, tendo para isso de proceder a novo registo no SRM. A data da instalação inicial mantém-se para efeitos de fixação da tarifa de referência. Se as alterações efectuadas conduzirem a uma alteração da potência de ligação, será efectuada uma avaliação da possibilidade de ligação pelo SRM [2].

Capítulo 3

Qualidade de Energia Eléctrica

A Qualidade de Energia eléctrica respeita diversos parâmetros e por isso mesmo é de primordial importância, não só relativamente ao trabalho que aqui se desenvolve mas em termos gerais, por isso será objecto de tratamento com algum detalhe.

3.1 Introdução

Com o surgimento da Directiva de Conselho nº 85/374 sobre responsabilidade de produtos defeituosos que no seu artigo 2º define a electricidade como um produto, tornou-se obrigatório definir as suas características. Surge assim, depois de um longo processo, a EN 50160:1999, tendo sido fixado o prazo de 2000/05/01 para ser implementada em Portugal e para serem anuladas as normas nacionais divergentes. Passou a ser em território nacional a NP EN 50160:2001, com o termo de homologação nº 128/2001, de 2001/05/16.

Esta norma define as seguintes grandezas:

- - Tensão de alimentação, tensão nominal, flutuação de tensão, variação rápida da tensão, variação da tensão, tremulação, severidade da tremulação, cava, interrupção, sobretensão temporária, sobretensão transitória, tensão harmónica, tensão interharmónica e desequilíbrio da tensão.

Esta norma define que a tensão de alimentação deve possuir as seguintes características:

- - Frequência - Deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais o valor médio medido em intervalos de 10 min deve estar:
 - - entre 49,5 e 50,5 Hz durante 95% de uma semana
 - - entre 47 e 52 Hz durante 100% de uma semana
- - Tensão nominal - $U_n = 230V$ entre fase e neutro (BT)
- - 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), ver Figura 2.1.

Para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração deve ser $P_{lt} < 1$ durante 95% do tempo:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \quad (3.1)$$

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

- 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, ver Figura 3.2.

Valores definidos pela EN 50160 para a distorção harmónica [4]:

BT (THD < 8%)

Harmónicas ímpares				Harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6..24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Nota: Não são indicados valores para harmónicas de ordem superior a 25, por serem em geral de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.

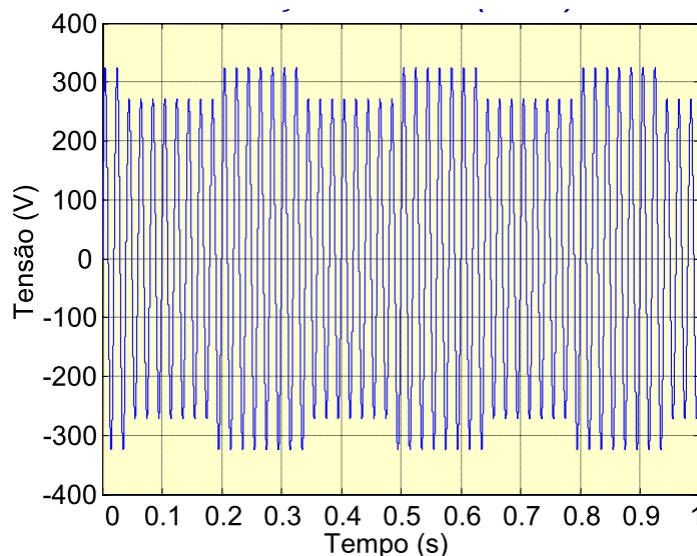


Figura 3.1 - Gráfico representativo do efeito de flutuação da tensão (flicker)

MT (THD < 8%)

Harmónicas ímpares				Harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6,0	3	5,0 (*)	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6.....24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

(*) Conforme a concepção da rede. O valor da harmónica de ordem 3 pode ser muito inferior.
 Nota: Não são indicados valores para harmónicas de ordem superior a 25, por serem em geral de pequena amplitude, mas muito imprevisíveis devido a efeitos de ressonância.

Valores definidos pela EN 50160 para a distorção harmónica [4]:

- O agrupamento em harmónicas pares e ímpares, e nestas em múltiplas de 3 e não múltiplas de 3, deve-se a:

- harmónicas pares - dá origem a componentes contínuas, meia onda positiva diferente de meia onda negativa (notar que os valores são mais reduzidos)
- harmónicas ímpares múltiplas de 3 - em sistemas trifásicos as harmónicas das três fases somam-se no circuito de neutro. (notar que os valores são mais reduzidos)

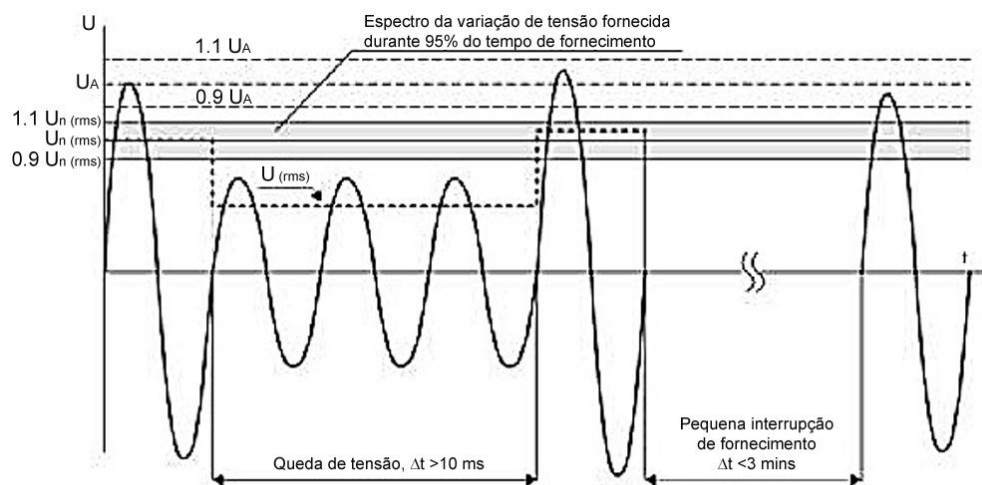


Figura 3.2 - Gráfico ilustrativo de uma queda de tensão, bem como de uma queda no fornecimento de curta duração

Capítulo 4

Modelo da rede de baixa tensão

Com o intuito de analisar o impacto da microgeração na QEE - forma de onda da tensão na rede de BT, é essencial dimensionar e simular a rede de BT, representando com algum detalhe as cargas, lineares e não-lineares, ligadas à rede. Todas as simulações efectuadas foram efectuadas na plataforma MATLAB/Simulink.

As simulações são efectuadas num contexto de QEE, sendo o objectivo caracterizar as formas de onda das tensões e das correntes em diversos pontos da rede. Para que tal seja possível é necessário dimensionar e construir os modelos dos componentes constituintes da rede BT, nomeadamente transformador MT/BT, cabos de ligação e cargas eléctricas.

Este tipo de simulação é, como esperado, computacionalmente complexa e pode tornar-se excessivamente lenta, visto que envolve um número elevado de cabos e de cargas eléctricas, assim como a leitura de muitos valores de tensão e de corrente. Para tentar ultrapassar este problema, houve a preocupação de agrupar as várias cargas que constituem um ramal em cargas equivalentes, com uma potência igual ao total das cargas que representam.

Uma vez que se pretende estudar o impacto da microgeração na QEE, simula-se uma rede rural, onde em dois dos seus três ramos existem pequenas indústrias, as quais também são produtoras de energia através da instalação de unidades de microprodução.

Na rede rural considerada neste trabalho, admite-se que cada linha vai até um determinado conjunto de habitações unifamiliares, com uma carga equivalente, que corresponde ao somatório da totalidade das cargas dos consumidores desse conjunto de casas. A linha pode continuar para outro conjunto de casas, que poderá corresponder a outra carga ou não, mediante as cargas e a distribuição das saídas do PT. Utilizando esta abordagem há aspectos que são desprezados como, por exemplo, a linha de ligação entre as várias habitações no conjunto considerado, visto estarmos a tratar de comprimentos desprezáveis em comparação com os outros utilizados na rede.

Com o modelo da rede criado, distribuem-se as potências por cada uma das cargas. Esta distribuição tem em conta o tipo de cliente (residencial ou industrial) e as potências típicas contratadas por cada um deste tipo de cliente. A potência contratada é um indicador de potência para o distribuidor. Contudo, como nem todos os clientes estarão a consumir a sua potência contratada a cada momento, quando as redes são projectadas, devem ser tidos em conta os coeficientes de Simultaneidade (C) que permitem não sobredimensionar em demasia

a rede eléctrica. Os Coeficientes de Simultaneidade possibilitam uma distribuição mais realista da potência consumida pelo conjunto de cargas alimentadas por um determinado PT ou Ramal.

Os Coeficientes de Simultaneidade utilizados neste trabalho são calculados para o dimensionamento de cada sub-ramal, onde o valor do coeficiente de utilização é baseado no número de instalações a jusante do ramal, Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Coeficientes de Simultaneidade para ramais [5]

Número de instalações de utilização servidas pelo ramal	Coeficiente de simultaneidade “C”
Até 4	1,00
5 a 9	0,78
10 a 14	0,63
15 a 19	0,53
20 a 24	0,49
25 a 29	0,46
30 a 34	0,44
35 a 39	0,42
40 a 49	0,41
50 ou mais	0,40

Como os valores de potência utilizados no dimensionamento dos componentes das instalações eléctricas do PT e das linhas são dimensionados a partir dos coeficientes de simultaneidade, nas simulações considera-se que o cenário de carga máxima (Ponta) será aquele em que as cargas consomem a potência resultante calculada a partir dos factores de simultaneidade.

No dimensionamento dos condutores, a utilizar em cada troço, são ainda tidos em conta os Coeficientes de Temperatura K_T e de proximidade K_P . Estes coeficientes permitem a obtenção da corrente máxima admissível em cada condutor I_f (4.1), para as condições de funcionamento associadas a cada rede, a partir do seu valor de corrente nominal catalogada I_N . Os valores dos Coeficientes de Temperatura e de Proximidade encontram-se respectivamente nas tabelas A.1 e A.2 do Anexo A [6].

$$I_f = K_T \cdot K_P \cdot I_N \quad (4.1)$$

Depois de feita a distribuição das potências consumidas por cada uma das cargas, é importante elaborar um levantamento da diversidade e da quantidade de equipamentos que existem, em média em cada conjunto de habitações. Os valores que se utilizam nas simulações são valores possíveis, que se pretende sejam próximos da realidade. Para efectuar esta análise, consideram-se várias Cargas Tipo: cargas lineares, que são repartidas em Cargas Tipo R e Cargas Tipo RL e cargas não-lineares, que se dividem em Cargas Tipo Rectificador Monofásico de Televisão, Carga Tipo Rectificador Máquina de Lavar e Carga Tipo Rectificador Trifásico. Na Tabela 4.2 encontram-se alguns exemplos de equipamentos que se enquadram em cada uma das Cargas Tipo.

Tabela 4.2 - Exemplos de cada uma das Cargas Tipo

Carga Tipo	Exemplo
R	Aquecedores resistivos, Lâmpadas incandescentes
RL	Arcas congeladoras, Frigoríficos
Rectificador Monofásico de Televisão	Televisões, Informática
Rectificador Monofásico Máquina de Lavar	Máquina de Lavar/Secar Roupa
Rectificador Trifásico	Pequena indústria que utiliza aparelhos soldadura

É ainda de referir que existem outros tipos de cargas, no entanto e como são pouco representativas nas redes, estas não foram dimensionadas, visto que não introduzem grandes perturbações na QEE na forma de onda da tensão.

4.1 Transformador

Neste trabalho foi utilizado um transformador com características semelhantes aos utilizados nas redes nacionais de transformação de MT para BT, características essas que variam de acordo com a potência pretendida, nível de tensão na rede MT ou até com a localização desejada para a instalação do mesmo. Normalmente os transformadores recebem no primário três fases em MT, ligadas em triângulo e, o secundário é ligado em estrela (Figura .1.b)). Os cabos de saída do posto de transformação, são por norma constituídos por 5 condutores, três condutores de fase, um de neutro e outro para a iluminação pública. O condutor de iluminação pública ao longo das simulações presentes neste trabalho será desprezado.

Os níveis de tensão mais usuais na rede MT são 10, 15 e 30 kV. Na rede BT, o nível de tensão utilizado é de 230V (por fase) e 400V (tensão composta). A maioria dos transformadores permite ajustar a tensão de saída entre +/- 2x2,5%. A frequência de funcionamento é muito próxima dos 50Hz. A gama de transformadores existentes permite obter valores de potência nominal entre os 25 e os 2500 kVA.

O transformador utilizado nas simulações realizadas tem as seguintes características:

- - Tensão MT: 20 kV
- - Tensão BT: 400 V
- - Potência: 160 kVA

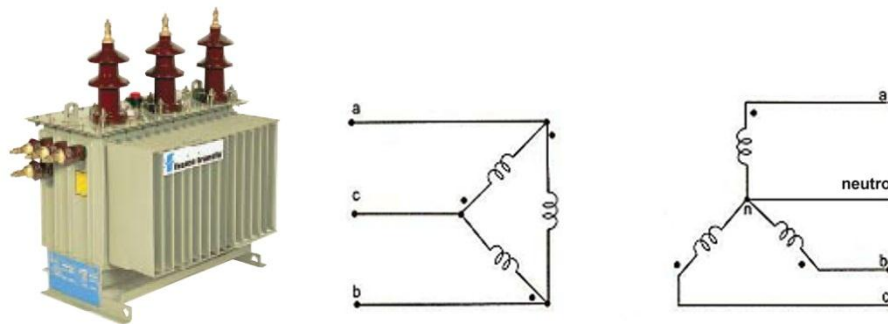


Figura 4.1 - Transformador

a) - Transformador Schneider Electric 160kVA

b) - Esquema de ligações no primário e no secundário do Transformador

As simulações do transformador trifásico em Simulink foram realizadas através do bloco representado na Figura 4.2, com o esquema de ligações da Figura 4.1.b).

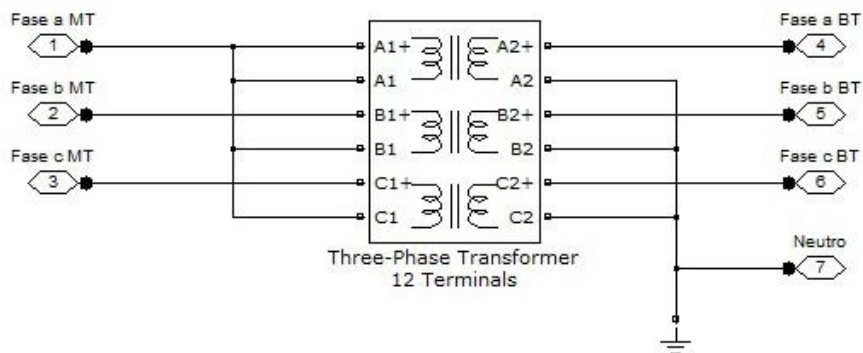


Figura 4.2 - Esquema do Transformador na plataforma Matlab/Simulink

Os valores a serem obtidos para o dimensionamento do transformador são as resistências e as reactâncias de dispersão dos enrolamentos primário, secundário e de magnetização. O cálculo destes valores é feito com recurso aos dados fornecidos pelo fabricante. Considera-se o modelo equivalente do transformador em T, com os parâmetros em valores p.u., Figura 4.3. Os dois ramos horizontais do esquema equivalente em T correspondem às indutâncias de dispersão do primário e do secundário, enquanto o ramo transversal representa o núcleo do transformador onde flui a corrente de magnetização.

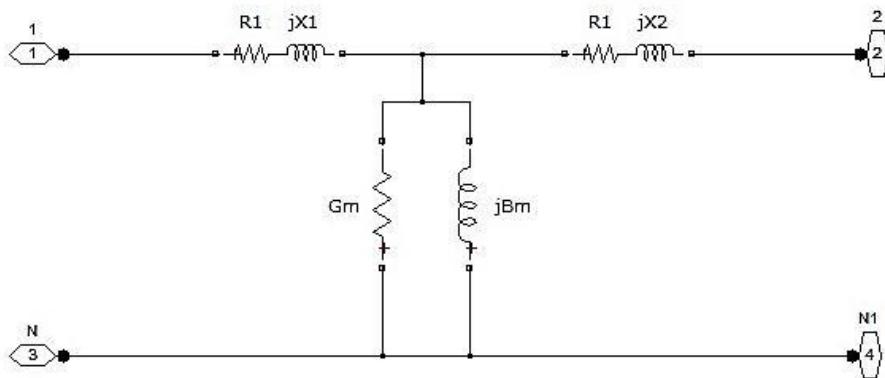


Figura 4.3 - Esquema equivalente em T do Transformador

Com a ajuda do catálogo do fabricante é possível obter os valores das perdas em vazio, das perdas em carga, da tensão de curto-circuito e da corrente em vazio. Na Tabela 4.3, estão descritas as características eléctricas de um transformador a óleo da Schneider Electric com potência compreendida entre 50 e 160 kVA.

As perdas em vazio correspondem às perdas no ferro no núcleo do transformador. Estas perdas dependem do fluxo no núcleo, que é praticamente independente do regime de carga. Assim as perdas no ferro também vão ser praticamente independentes ao regime de carga, e como as perdas no cobre devidas à corrente de magnetização são praticamente desprezáveis, podemos considerar as perdas em vazio iguais às perdas no ferro.

As perdas em carga, são verificadas normalmente quando o transformador está em plena carga, e correspondem às perdas no cobre que são devidas ao efeito de Joule associado à passagem das correntes nos enrolamentos. Como o ensaio em curto-circuito é feito de forma que no secundário circule uma corrente correspondente à que existiria num cenário de plena carga, então as perdas em curto-circuito admitem-se equivalentes às perdas em carga.

Nos subcapítulos seguintes será descrito o processo de cálculo dos parâmetros utilizados no dimensionamento do transformador.

Tabela 4.3 - Características eléctricas do Transformador Schneider Electric 20 kV/400V [7]

Potência nominal (kVA)		50	100	160
Tensão nominal	Primário	15 ou 20 kV		
	Secundário a plena carga	400 V entre fases, 231 V entre fase e neutro		
Nível de isolamento	Primário	24 kV para 20 kV 17,5 kV para 15 kV		
Regulação (em vazio)		± 2,5 %		
Grupo de ligação		Estrela - neutro acessível Yzn 11 para 50 kVA Triângulo - neutro acessível Dyn 11 para 100 e 160 kVA		
Perdas (W)	em vazio	145	210	460
	em carga ⁽¹⁾	1350	2150	2350
Tensão de curto-circuito (%)		4	4	4
Corrente em vazio (%)		2,9	2,5	2,3
Queda de tensão a plena carga (%)	cos φ = 1	2,68	2,16	1,54
	cos φ = 0,8	3,92	3,73	3,43
Rendimento a plena carga (%)	cos φ = 1	97,10	97,69	98,27
	cos φ = 0,8	96,40	97,13	97,85
Ruido dB(A)		50	49	62
		40	39	52

(1) Perdas em carga e tensão de curto-circuito a 75°C.

4.1.1 Ensaio em vazio - Dimensionamento da resistência e da reactância de magnetização

No ensaio em vazio é aplicada uma tensão no secundário U_n (lado da rede de BT) e o primário é colocado em circuito aberto. Como apenas existe corrente no secundário uma vez que o primário está em vazio, a corrente que percorre o circuito é apenas a corrente de magnetização I_m . O catálogo do fabricante apresenta o valor desta corrente em percentagem (Tabela 4.3). Como a impedância do enrolamento série é muito menor que a impedância do ramo de magnetização (Figura 4.4) considera-se apenas as perdas no ferro que serão aproximadamente iguais às perdas no vazio P_0 fornecidas no catálogo do fabricante (Tabela

4.3). A Tabela 4.4 contém uma síntese dos valores necessários para proceder aos cálculos do ensaio do transformador em vazio.

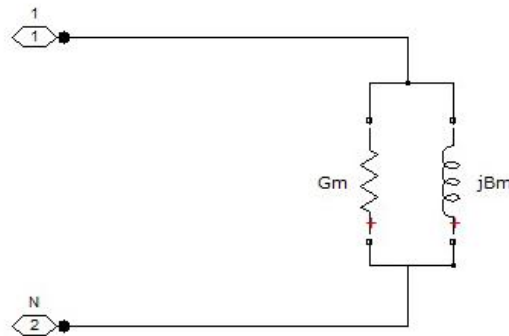


Figura 4.4 - Esquema equivalente do Transformador para o Ensaio em Vazio

A Tabela 4.4 contém o resumo dos valores necessários para se proceder aos cálculos do ensaio em vazio do transformador.

Tabela 4.4 - Resumo dos parâmetros para o Transformador Trifásico

	Tensão em Vazio	Corrente Magnetização	Perdas em Vazio
Valor de catálogo	$U_n=400V$	$I_m=2,3\%$	$P_0=460W$
Valor de base	$U_b=400V$	-	$S_b=160kVA$
Valor em p.u.	$U_{npu}=1p.u.$	$I_{mpu}=0,023p.u.$	$P_{0pu} = \frac{0,460}{160} = 0,002875$

A partir dos valores da tensão em vazio U_{npu} , da corrente da magnetização I_{mpu} e das perdas em vazio P_{0pu} , calcula-se a resistência de magnetização. A condutância de magnetização é dada por (4.2).

$$G_m = \frac{P_{0pu}}{U_{npu}^2} \quad (4.2)$$

A partir da condutância de magnetização (4.2) obtém-se o valor da resistência de magnetização R_m (4.3).

$$R_m = \frac{1}{G_m} \quad (4.3)$$

Com base nos valores da corrente de magnetização (Tabela 4.4) e da condutância de magnetização, pode agora determinar-se o valor da susceptância de magnetização B_m (4.4).

$$B_m = - \sqrt{\left(\frac{I_{mpu}}{U_{npu}}\right)^2 - G_m^2} \quad (4.4)$$

O valor da reactância de magnetização X_m é dado por (4.5).

$$X_m = \frac{1}{B_m} \quad (4.5)$$

Os valores obtidos para a resistência e para a reactância de magnetização encontram-se representados na Tabela 4.6.

4.1.2 Ensaio em Curto-Circuito - Dimensionamento da resistência e da reactância dos enrolamentos primário e secundário

Com o secundário em curto-circuito (Figura 4.5), é aplicada uma tensão no primário, tensão de curto-circuito U_{cc} , tal que no secundário circule a corrente nominal I_{nv} do transformador em plena carga. Neste tipo de ensaio a impedância de magnetização, que é muito superior às impedâncias dos enrolamentos, pode ser desprezada no modelo equivalente do transformador.

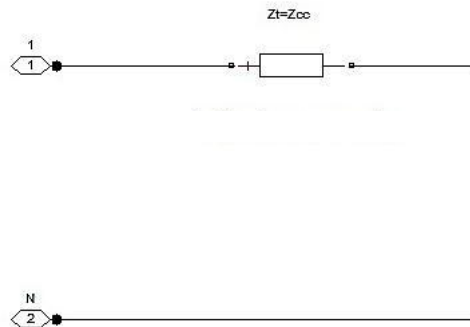


Figura 4.5 - Esquema equivalente do transformador para o Ensaio em Curto-Circuito

A Tabela 4.5 mostra os valores de tensão em curto-circuito fornecidos pelo fabricante (Tabela 4.3), o cálculo do valor da corrente nominal e das perdas em curto-circuito, e seus valores base, necessários para se obterem estas grandezas em valores por unidade.

Tabela 4.5 - Resumo dos parâmetros obtidos para o Transformador Trifásico

	Tensão em curto-circuito	Corrente Nominal	Perdas em curto-circuito
Valor de catálogo	$U_{cc}=4\%$	$I_{nv} = \frac{S_b}{\sqrt{3}.V_n} = 4,62 \text{ A}$	$P_{cc}=2,350 \text{ kW}$
Valor de base	$U_b=20\text{kV}$	$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}.V_n} = 4,62 \text{ A}$	$S_b=160 \text{ kVA}$
Valor em p.u.	$U_{ccpu}=0,04 \text{ p.u.}$	$I_{nvpu}=1\text{p.u.}$	$P_{cc} = \frac{2,350}{160} = 0,0147 \text{ p.u.}$

A partir dos valores da tensão em curto-circuito U_{npu} , da corrente nominal I_{nvpu} , e das perdas de curto-circuito P_{ccpu} , obtidos na Tabela 4.5 obtém-se a impedância de curto-circuito Z_{cc} (4.6), e a resistência total dos enrolamentos R_t (4.7).

$$Z_{cc} = \frac{U_{ccpu}}{I_{nvpu}} \quad (4.6)$$

$$R_t = \frac{P_{ccpu}}{I_{nvpu}^2} \quad (4.7)$$

Com os valores da impedância de curto-circuito (4.6) e da resistência total dos enrolamentos (4.7), é possível obter o valor total da reactância total dos enrolamentos X_t (4.8).

$$X_t = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_t^2} \quad (4.8)$$

Assumindo que os enrolamentos do primário e do secundário têm o mesmo valor de resistência e reactância, obtém-se respectivamente (4.9) e (4.10).

$$R_1 = R_2 = \frac{R_t}{2} \quad (4.9)$$

$$X_1 = X_2 = \frac{X_t}{2} \quad (4.10)$$

A Tabela 4.6 contém um resumo dos parâmetros obtidos no dimensionamento do transformador trifásico da Schneider Electric. De referir que de fabricante para fabricante não existem grandes alterações entre as características (valores de catálogo) dos transformadores. Assim, assume-se que o transformador dimensionado pode representar um transformador genérico de distribuição.

Tabela 4.6 - Resumo do parâmetros obtidos para o Transformador

Parâmetros do Transformador Trifásico					
Primário		Ramo de Magnetização		Secundário	
$R_1(p.u.)$	$X_1(p.u.)$	$R_m(p.u.)$	$X_m(p.u.)$	$R_2(p.u.)$	$X_2(p.u.)$
0,007344	0,01860	347,83	-43,822	0,007344	0,01860

4.2 Linha de distribuição na baixa tensão

As linhas de distribuição em BT podem ser aéreas ou subterrâneas, com condutores de liga de alumínio ou de cobre. No entanto, actualmente, os cabos mais utilizados são em liga de alumínio, pese embora a condutividade do cobre seja praticamente duas vezes superior à do alumínio. O alumínio apresenta outras vantagens como o menor preço e um peso menor (importante no caso das linhas aéreas). Para além disso o diâmetro do condutor de alumínio é superior ao do equivalente de cobre, o que provoca uma redução do campo eléctrico na respectiva superfície.

4.2.1 Linha eléctrica na rede de baixa tensão portuguesa

Na rede de distribuição em BT existe uma vasta gama de cabos, no entanto para este trabalho apenas serão utilizados modelos de cabos LXS, que são os mais utilizados para redes aéreas (Figura 4.6) [8].



Figura 4.6 - Representação do Cabo LXS utilizado na rede de Baixa Tensão

Na Tabela 4.7 encontram-se indicados os tipos de cabo utilizados nas simulações.

Tabela 4.7 - Gamas utilizadas de cada tipo de cabo

Linhas Aéreas	Cabos			
	LXS 4 X 16	LXS 4 X 25	LXS 4 X 35	LXS 4 X 50

Todos os cabos apresentados anteriormente são trifásicos constituídos por 4 condutores de alumínio, 3 condutores activos (Fases) e 1 condutor passivo (neutro). O seu isolamento é em PVC e têm uma secção circular. A constituição dos cabos é feita por condutores multifilares, tal como se pode observar na Figura 4.6. No cabo por nós utilizado (LXS) os condutores são

isolados separadamente e agrupados em feixe (torçadas). Este tipo de cabo veio substituir os tradicionais condutores nus de cobre, alumínio e liga de alumínio, que existiam numa grande parte da rede eléctrica portuguesa até há poucos anos atrás.

A importância de existirem cabos com diversas secções está no modo como são projectadas as redes de BT. Estas são construídas de modo arborescente em que o PT deve estar localizado o mais próximo possível das cargas com maior consumo na rede. As cargas mais distantes do PT devem ser cargas com menor consumo, não só de forma a diminuir as perdas da linha, como para que o consumidor final tenha nas suas instalações uma tensão com a qualidade que se exige ao fornecedor de energia. Assim os condutores que se encontram mais próximos do PT necessitam de ter secções maiores visto terem de alimentar as cargas de muito maior consumo. À medida que nos afastamos do PT, as secções dos cabos poderão diminuir ou não, mediante a carga a alimentar e a distância a que a mesma se encontra do PT.

4.2.2 Parâmetros das linhas eléctricas

Os parâmetros utilizados para representar a linha eléctrica são a impedância longitudinal e a capacitância transversal. A impedância longitudinal é constituída por uma resistência e por uma bobina e é utilizada em praticamente todos os modelos de linha. A utilização de capacitância transversal depende do modelo da linha a estudar. Na Figura 4.7 encontra-se um modelo equivalente da linha em π . Este será o modelo utilizado ao longo do trabalho para a representação das linhas de distribuição.

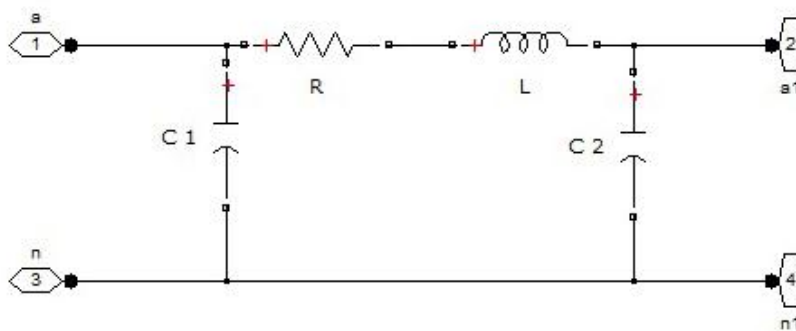


Figura 4.7 - Esquema equivalente em π de uma linha de distribuição

4.2.2.1 Resistência

A resistência de uma linha representa as perdas (por efeito de Joule) dos condutores. A resistência aparente de um condutor utilizado em corrente alternada e a sua temperatura de serviço é determinada a partir da resistência em corrente contínua a 20 °C, (4.11).

$$R_{20} = \frac{\rho_{20} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}{S_{cond}} \text{ [ohm/km]} \quad (4.11)$$

P_{20} : Resistividade do metal condutor à temperatura de 20 °C

K_1 : Coeficiente dependente da natureza do metal condutor, das transformações físicas que sofre durante a fabricação da alma condutora e da presença eventual de um revestimento metálico de protecção (estanho, por exemplo)

K_2 : Coeficiente que representa a majoração do comprimento, devido ao cableamento dos fios constituintes da alma condutora

K_3 : Coeficiente que representa a majoração do comprimento devido à montagem dos condutores de fase no conjunto final (cabos multipolares)

S_{cond} : Secção real da alma condutora [mm²]

Os valores de R_{20} , para as secções normalizadas e segundo a classe de flexibilidade da alma condutora da publicação CEI 60228 encontram-se na tabela A.3 do ANEXO A. Esses valores são calculados para condições de funcionamento a 20°C, porém os condutores nem sempre se encontram a esta temperatura, não só devido à variação da temperatura ambiente como também devido às diferentes correntes que fluem nos condutores, as quais provocam maiores ou menores perdas por efeito de Joule, e conseqüentemente um maior ou menor aquecimento nos condutores.

Para que o cálculo da resistência aparente do condutor seja o mais rigoroso possível é utilizada a expressão (4.12), que permite corrigir o valor da resistência em função da temperatura do condutor.

$$R_{\theta} = R_{20} \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \text{ [\Omega]} \quad (4.12)$$

θ : Temperatura de funcionamento do condutor

α_{20} : Coeficiente de variação da resistividade a 20 °C

NOTA: No caso do alumínio: $\alpha_{20} = 4.03 \times 10^{-3} \text{ (}^{\circ}\text{C}^{-1}\text{)}$

Nos condutores percorridos por corrente alternada existe um fenómeno de origem electromagnética que é designado por Efeito Pelicular ou Efeito de Kelvin. Tal deve-se ao facto da densidade da corrente não ser constante, sendo mais elevada na periferia que no centro do condutor. Também existe o Efeito de proximidade que está relacionado com os fenómenos de indução provocados pela proximidade entre condutores e que provocam igualmente um desequilíbrio na repartição da densidade de corrente [6].

Estes dois fenómenos electromagnéticos traduzem-se num aumento da resistência, contudo para o caso do alumínio só se deverão ter em conta estes fenómenos em condutores cujas

secções ultrapassem os 500 mm². Como os condutores estudados ao longo deste trabalho têm no máximo uma secção de 50 mm², estes fenómenos são desprezados [6]. A resistência dos cabos da rede BT, é calculada recorrendo a (4.13), onde l_{linha} representa o comprimento do cabo que se pretende dimensionar.

$$R_{condutor} = R_0 \cdot l_{linha} \text{ } [\Omega] \quad (4.13)$$

4.2.2.2 Indutância

Se os condutores não magnéticos estiverem dispostos simetricamente, o coeficiente de auto-indução aparente médio é igual para todos os condutores, e pode ser calculado a partir da expressão (4.14) [6].

$$L_{aparente} = \left[0,05 + 0,2 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot a_m}{d} \right) \right] \cdot 10^{-3} \text{ } [H/Km] \quad (4.14)$$

d : Diâmetro da alma condutora [mm], incluindo a camada semi-condutora com condutor (se existir)

a_m : Média geométrica das distâncias entre eixos dos condutores [mm]

a : Distância entre eixos dos condutores [mm]

O método geométrico utilizado para o cálculo das grandezas foi semelhante tanto para o caso dos condutores de secção circular como para o caso dos condutores de secção sectorial.

$$d = 2 \cdot r_{condutor} \quad (4.15)$$

$$a = 2 \cdot r_{condutor} + 2 \cdot l_{isolamento} \quad (4.16)$$

$$a_m = 2^{\frac{1}{6}} \cdot a \quad (4.17)$$

Onde:

- $r_{condutor}$ representa o raio da alma condutora
- $l_{isolamento}$ representa o comprimento total o condutor a calcular

No caso dos condutores de secção sectorial para o efeito do cálculo da indutância aparente considera-se que a sua secção é circular. A Tabela 4.8 contém um resumo dos valores das indutâncias fornecidos pelo fabricante dos tipos de cabos estudados neste trabalho. Também se encontram na mesma tabela os valores obtidos para a indutância dos condutores a partir do método de cálculo descrito em cima. Verifica-se que os valores obtidos analiticamente neste trabalho se encontram muito próximos dos fornecidos pelos fabricantes.

Tabela 4.8- Resumo dos valores calculados para cada um dos cabos utilizados

Características		Valores calculados	
Tipo de Cabo	Aplicação	Indutância [mH/Km]	R_{θ} [Ω/kM]
LXS 4 X 16	Aéreo	0,297014709	2,1409
LXS 4 X 25		0,292331694	1,3451
LXS 4 X 35		0,290056121	0,9729
LXS 4 X 50		0,279180236	0,7185

Para calcular a indutância dos cabos da rede de BT, utiliza-se a expressão (4.18), onde, $L_{aparente}$ é dado por (4.14) e, l_{linha} , é o comprimento do cabo.

$$L_{condutor} = L_{aparente} \cdot l_{linha} [H] \quad (4.18)$$

4.2.2.3 Capacitância

A capacitância dos condutores para o cabo LXS, que é o cabo por nós utilizado, é desprezada, uma vez que, como os 4 condutores (3 fases + neutro) são isolados e dispostos em torçadas, a capacidade ao longo da linha admite-se nula [6].

A Figura 4.8 representa o Modelo da linha de Distribuição utilizado em Simulink na simulação das Linhas Trifásicas Aéreas.

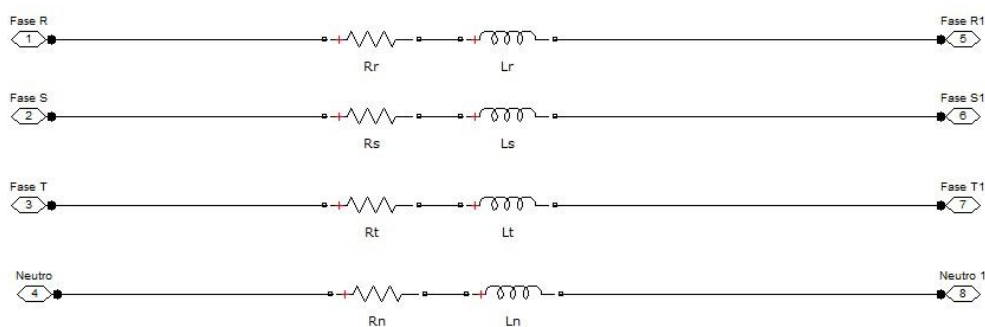


Figura 4.8 - Modelo de uma linha Aérea em Simulink

4.3. Equipamentos Eléctricos

De uma forma genérica, as Cargas podem ser repartidas em duas diferentes categorias: Lineares e Não-Lineares. As Cargas Lineares consomem uma corrente proporcional à tensão de alimentação, enquanto as Cargas Não-Lineares consomem uma corrente não proporcional à sua tensão de alimentação. Nos subcapítulos seguintes será elaborada uma descrição mais pormenorizada dos tipos de carga que são utilizadas nas simulações realizadas neste trabalho.

4.3.1. Cargas Lineares

As Cargas Lineares são menos perturbadoras da QEE. No entanto ao longo das últimas décadas, este tipo de cargas têm perdido peso relativo, quando em comparação com o crescente aumento de cargas não lineares. Com o intuito de simular o melhor possível, uma rede de distribuição real, este tipo de cargas foi repartido em dois grupos, as Cargas do Tipo R (resistivas - aquecedores, lâmpadas incandescentes) e Cargas do Tipo RL (indutivas - frigoríficos).

4.3.1.1. Carga Tipo R

As cargas do tipo R são, na maior parte das vezes, aquecedores resistivos ou lâmpadas incandescentes. Este tipo de cargas são normalmente associadas a elevadas perdas por efeito de Joule. No entanto, uma vez que absorvem correntes proporcionais à tensão da rede eléctrica, não são perturbadoras da QEE.

Como forma de exemplificar o comportamento deste tipo de carga eléctrica é realizada uma simulação do seu comportamento, do ponto de vista da QEE, ligando uma destas cargas a uma rede trifásica. Na Figura 4.9 está representado um esquema da distribuição das cargas (cada uma das cargas tem 3000W) na rede trifásica e na Figura 4.10 encontra-se a potência trifásica total consumida pelas cargas resistivas.

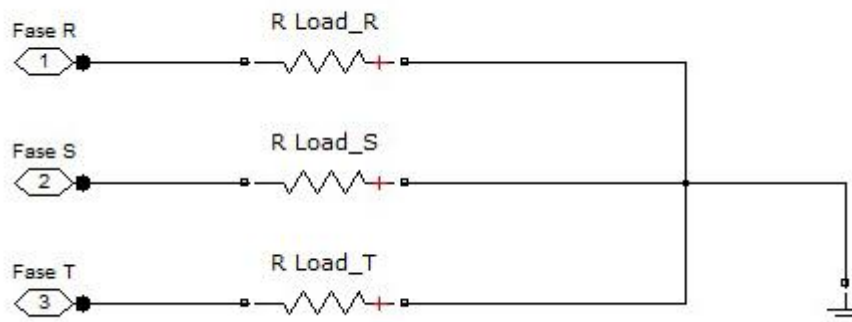


Figura 4.9 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo R em Simulink

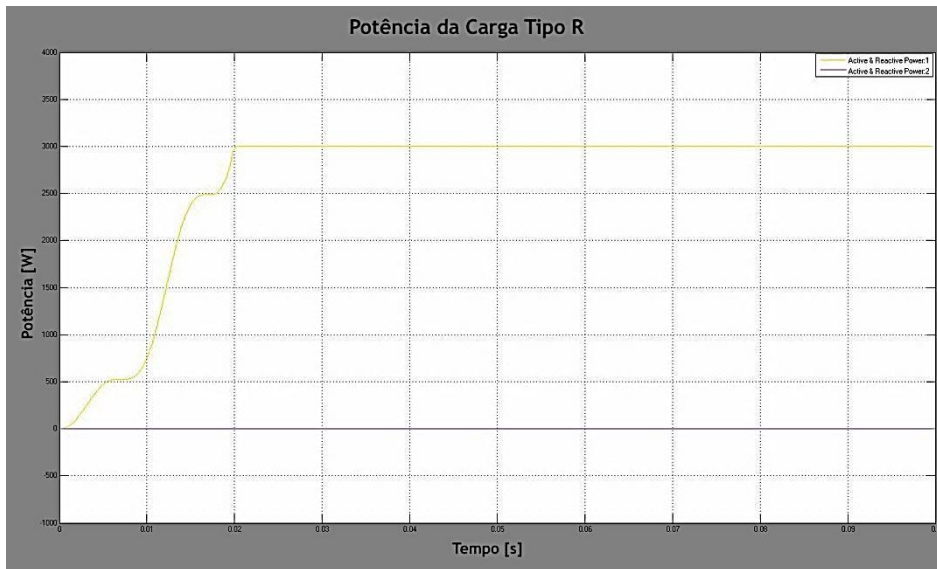


Figura 4.10 - Potência activa e reactiva de uma carga tipo R

Na Figura 4.11 estão representadas as formas de onda das correntes e na Figura 4.12 as formas de onda das tensões da rede.

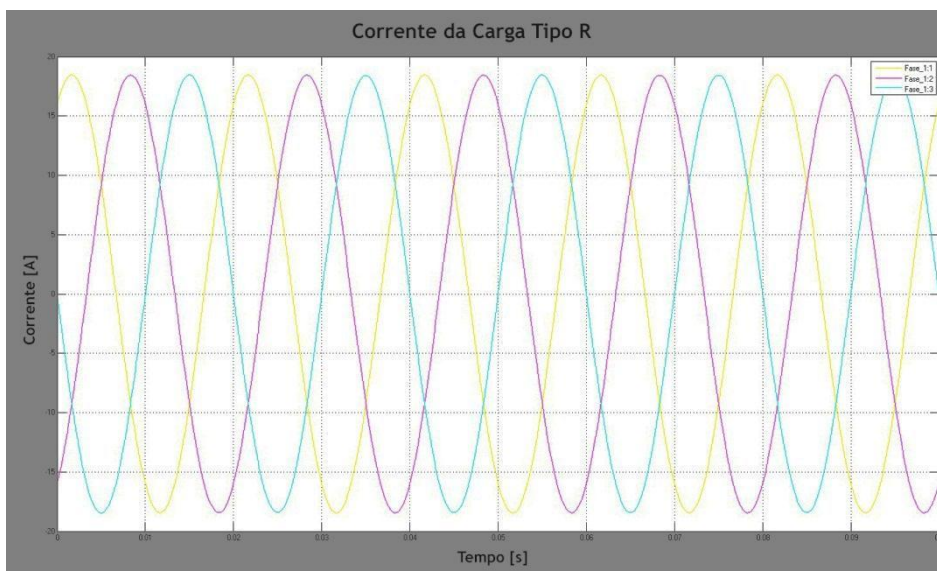


Figura 4.11 - Corrente absorvida pela Carga Tipo R

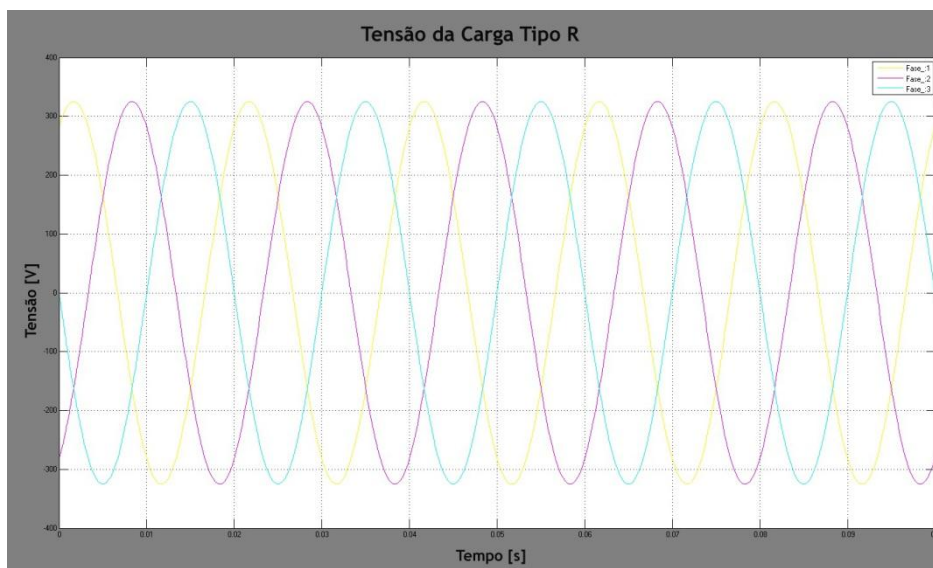


Figura 4.12 - Tensões na carga Tipo R

Como se pode verificar pela análise das Figuras 4.11 e 4.12, este tipo de carga absorve uma corrente exactamente com a mesma forma da sua tensão de alimentação. A Tabela 4.9 contém uma pequena síntese dos valores das grandezas que são importantes na análise da QEE. Como se verifica o FP é unitário, o que resulta numa potência reactiva nula.

Tabela 4.9 - Valores simulados da Carga Tipo R em Simulink

Fase	U_{ef} [V]	I_{ef} [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kVA r]	THD_U [%]	THD_I [%]	FP	Ku [%]
R	230	13,04	3,00	3,00	0,00	0,00	0,00	1	0,00
S	230	13,04				0,00	0,00	1	0,00
T	230	13,04				0,00	0,00	1	0,00

4.1.1.2. Carga Tipo RL

As cargas lineares do tipo RL podem ser representativas, por exemplo, dos frigoríficos das áreas residenciais simuladas. Estas cargas apesar de serem lineares absorvem uma corrente desfasada (em atraso) relativamente à tensão da rede.

Na Figura 4. encontra-se ilustrada uma representação de três Cargas RL ligadas a cada uma das três fases de uma rede trifásica. Neste exemplo as simulações de cada Carga Tipo RL foram baseadas numa carga equivalente à de um frigorífico convencional, presente numa grande maioria das residências. Com base em dados relativos a características de equipamentos convencionais, considera-se que estas cargas têm uma potência aparente de 150 VA (4.19), com factor de potência de 0,57 (4.20).

$$S_{frigorifico} = 150 VA \quad (4.19)$$

$$FP = 0,57 \quad (4.20)$$

Com base em (4.19) e (4.20), é possível calcular a potência activa (4.21) e a potência reactiva (4.22) da carga simulada. A Figura 4. tem representada a potência activa e reactiva total consumida por uma das três Cargas Tipo RL. Cada uma das fases está carregada com uma potência equivalente à de um frigorífico e pode verificar-se que a potência reactiva de '1 frigorífico' é maior que a potência activa. Isto deve-se ao FP deste tipo de carga que tem valores muito baixos.

$$P_{frigorifico} = S_{frigorifico} \cdot FP \quad (4.21)$$

$$Q_{frigorifico} = \sqrt{S_{frigorifico}^2 - P_{frigorifico}^2} \quad (4.22)$$

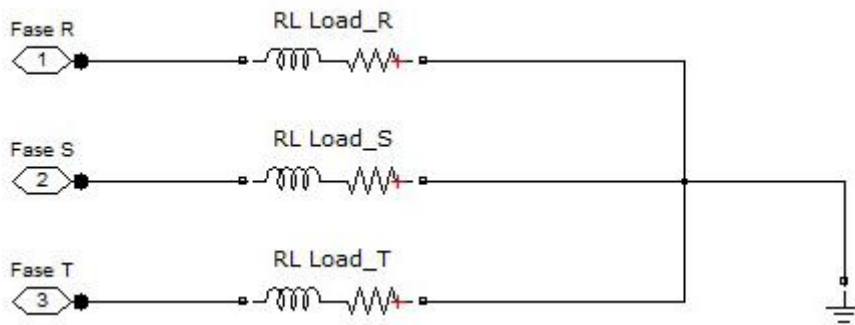


Figura 4.13 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo RL em Simulink

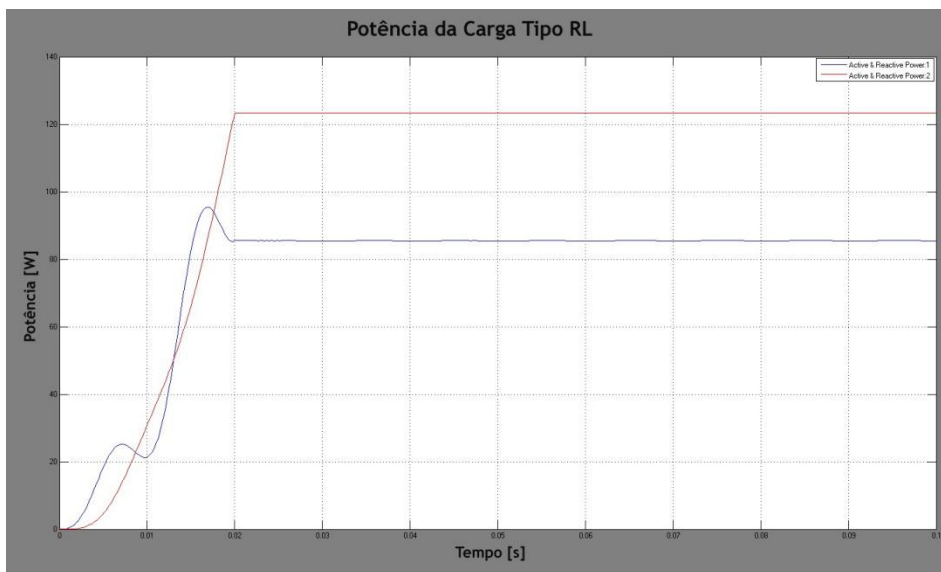


Figura 4.14 - Potência activa e reactiva de uma Carga Tipo RL

Na Figura 4.14 encontra-se representada a carga absorvida pela Carga Tipo RL e na Figura 4.16 estão representadas as tensões aos terminais deste tipo de carga.

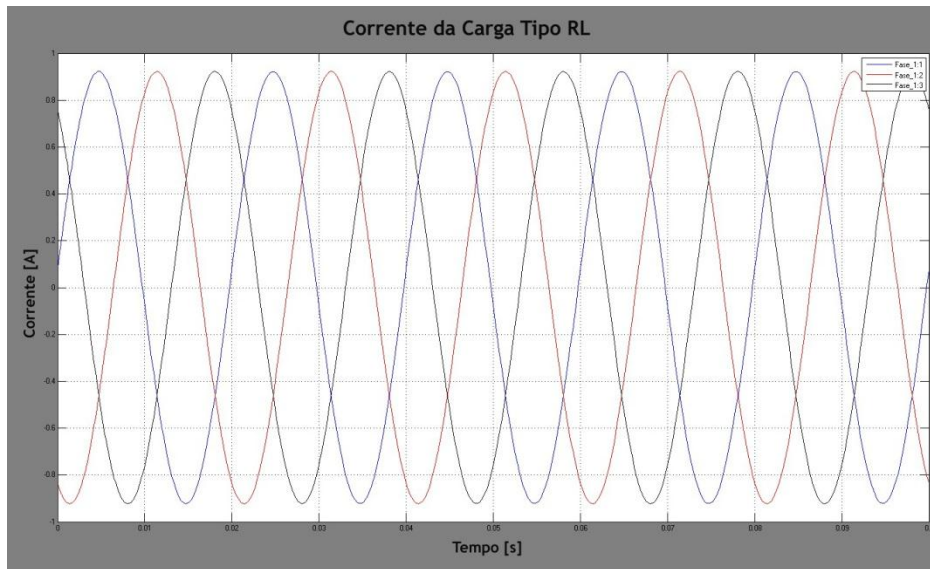


Figura 4.15 - Corrente absorvida pela carga Tipo RL

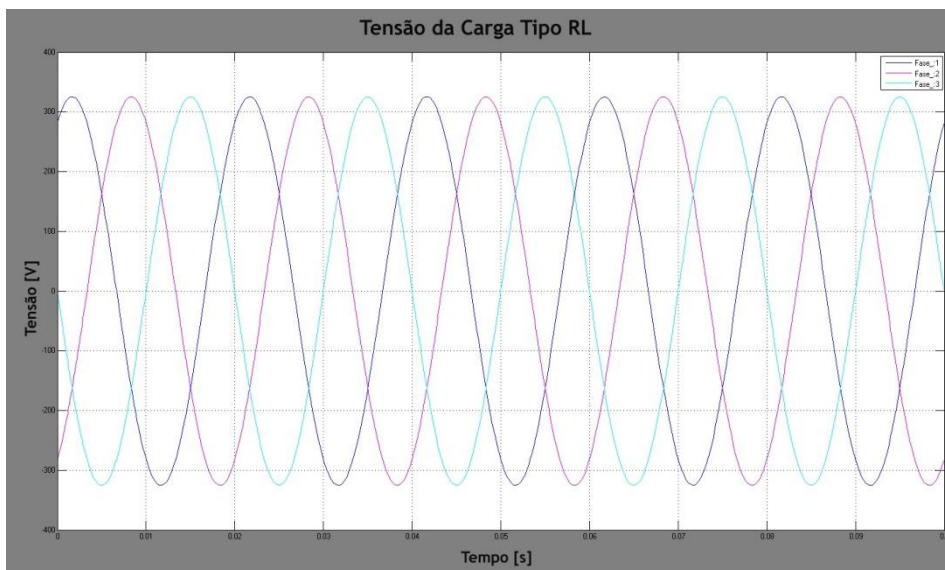


Figura 4.16 - Tensões na Carga Tipo RL

A Tabela 4.10 contém uma síntese dos valores dos indicadores de QEE analisados. O FP é de 0,57, que foi o valor utilizado para dimensionar a Carga Tipo RL e provoca uma desfasagem entre o sinal da tensão e o da corrente, que por sua vez resulta no aumento do peso da Potência Reactiva em relação à Potência Activa. Ao longo do trabalho (4.23) é utilizada para dimensionar numa só carga, um conjunto de Cargas do Tipo TL, com uma relação de potências (activa e reactiva) equivalente à consumida por n frigoríficos. Por exemplo, se um conjunto de habitações de 18 casas for considerado uma só Carga, e se se supuser que nesse conjunto estão 18 frigoríficos ligados à rede, então $n_{frig} = 18$.

Tabela 4.10 - Valores simulados da Carga Tipo RL em Simulink

Fase	U_{ef} [V]	I_{ef} [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kVAr]	THD_U [%]	THD_I [%]	FP	Ku [%]
R	230	0,65	450,00	256,50	369,74	0,00	0,00	0,57	0,00
S	230	0,65				0,00	0,00	0,57	0,00
T	230	0,65				0,00	0,00	0,57	0,00

$$S_{frigorifico_{total}} = 150 \cdot n_{frig} \quad (4.23)$$

4.3.2. Cargas Não-Lineares

Neste trabalho pretende-se simular uma rede de BT do ponto de vista da QEE. Para isso é necessário representar as cargas não lineares da forma mais fidedigna possível, visto serem o tipo de carga mais perturbadoras das redes de BT ao nível da QEE.

Por esse motivo, estas cargas foram repartidas em três diferentes tipologias: Carga Tipo Rectificador Monofásico de Televisão, Carga Tipo Rectificador Monofásico de Máquina de Lavar e Carga Tipo Rectificador Trifásico. Nos próximos subcapítulos é estudado o comportamento de cada uma destas tipologias de cargas quando ligadas a uma rede de BT.

4.3.2.1. Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão

Este tipo de carga pretende simular o consumo de corrente de um receptor de televisão convencional, ou de um computador. Todas as cargas têm à sua entrada (ligação com a rede) um rectificador monofásico, pelo que apresentam semelhanças do ponto de vista da forma de onda da corrente que consomem.

Na Figura 4.17 está ilustrada uma Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão. Estes rectificadores são monofásicos em ponte - não comandados (diodos) - têm um filtro capacitivo na carga e um filtro indutivo na ligação à rede. O filtro capacitivo permite 'alisar' a tensão de saída do rectificador, garantindo um tremor reduzido na tensão de alimentação da carga (equipamento electrónico). O filtro indutivo à entrada do rectificador limita a THD da corrente absorvida da rede.

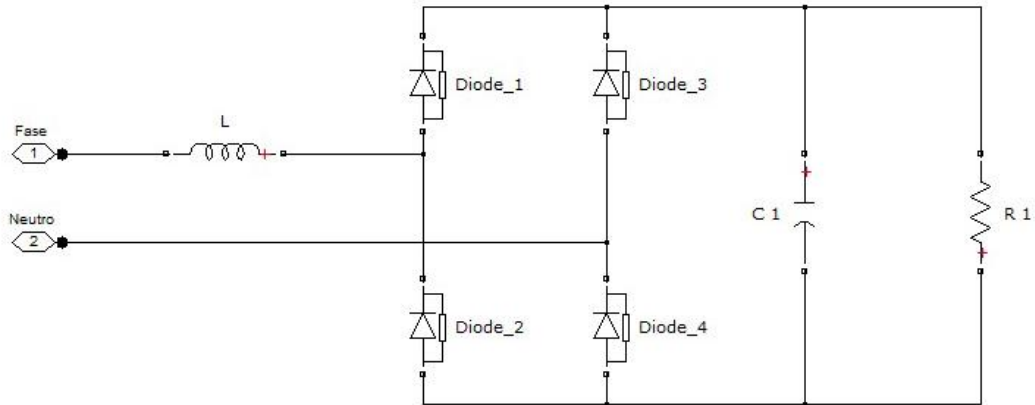


Figura 4.17 - Rectificador Monofásico não Comandado em Ponte

Para que se possam obter formas de onda das tensões e correntes aos terminais deste tipo de carga tão próximas quanto possível das verificadas experimentalmente nos receptores de televisão, é necessário dimensionar os componentes de filtragem, em função da potência dos aparelhos. Nesta óptica, considera-se que um equipamento deste tipo terá uma potência média de 200W (4.24).

$$P_{TV} = 200 \text{ W} \quad (4.24)$$

Com base neste valor de potência P_{TV} e no valor da tensão de saída do rectificador U_{DC} , determina-se a resistência equivalente de carga $R_{1\phi}$ (4.25) do rectificador, que será posteriormente utilizada na simulação deste tipo de aparelhos (Figura 4.).

$$R_{1\phi} = \frac{U_{DC}^2}{P_{TV}} \quad (4.25)$$

Embora, de acordo com (4.26) a tensão contínua de saída do rectificador U_{DC} , seja aproximadamente de 325V, para o valor nominal da tensão simples da rede $U_N = 230 \text{ V}$, na prática esta tensão é ligeiramente inferior, muito próxima dos 300 V, devido às perdas nos semicondutores, e à queda de tensão no filtro de entrada.

$$U_{DC} = \sqrt{2} \cdot U_n \quad (4.26)$$

Onde U_n é o valor eficaz da tensão nominal simples na rede de BT.

O dimensionamento do condensador (filtro de tensão de saída) é realizado em função da taxa de variação da tensão que se pretende obter na carga. A corrente que circula no condensador (4.27) é calculada em função do valor da capacidade e da tensão aos seus terminais U_{DC} .

$$i_c = C_{TV} \cdot \frac{dU_{DC}}{dt} \quad (4.27)$$

Geralmente, como a constante de tempo associada ao condensador de saída e à carga equivalente $R_{1\phi}$ do rectificador, é muito superior ao período da tensão da rede, é possível fazer a aproximação (4.28)

$$\frac{dU_{DC}}{dt} \approx \frac{\Delta U_{DC}}{\Delta t} \quad (4.28)$$

Quando os díodos do rectificador não estão em condução (OFF), o condensador descarrega-se alimentando a carga resistiva equivalente $R_{1\phi}$, e a corrente na carga é igual à corrente no condensador (4.29).

$$i_c = i_{R_{av}} = \frac{U_{DC}}{\frac{U_{DC}^2}{P_{TV}}} = \frac{U_{DC}}{R_{1\phi}} \quad (4.29)$$

Substituindo (4.28) em (4.27) e igualando a (4.29), obtém-se o valor do condensador (4.30), onde, $\frac{\Delta U_{DC}}{\Delta t}$ corresponde à taxa de variação máxima da tensão aos seus terminais. Considera-se que $\Delta t = 10^{-3}s$ (metade do período da tensão da rede) e que $\Delta U_{DC} = 50 V$ ($\approx 17\%$ de U_{DC}).

$$C_{TV} = \frac{i_{R_{av}} \cdot \Delta t}{\Delta U_{DC}} \quad (4.30)$$

Devido ao elevado conteúdo harmónico da corrente de entrada do rectificador monofásico a díodos, é utilizado um filtro indutivo de entrada, que permite reduzir o valor da THD. O valor da bobina L_{TV} (4.31) é obtido a partir de uma percentagem α da carga equivalente $R_{1\phi}$ do rectificador. Para este tipo de carga é habitual considerar-se $\alpha = 3\%$.

$$L_{TV} = \frac{\alpha \cdot R_{1\phi}}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (4.31)$$

O parâmetro α é dimensionado de maneira a que a forma de onda da corrente consumida da rede por este tipo de carga seja a mais próxima possível da verificada na realidade. Para este tipo de carga considera-se que o valor da bobina é 3% do valor da carga aos terminais do rectificador.

Os valores neste dimensionamento são relativos a um único receptor de televisão. Para representar vários receptores de televisão numa só carga equivalente, altera-se o valor da potência de carga, introduzindo um factor multiplicativo, n_{TV} , que representa o número total de receptores de televisão (4.32).

$$P_{TV_{total}} = n_{TV} \cdot P_{TV} \quad (4.32)$$

Na Figura 4.18 está ilustrada uma representação de três Cargas Tipo Rectificador Monofásico de Televisão ligadas a cada uma das três fases de uma rede trifásica. As Figuras 4.19 e 4.20 ilustram, respectivamente, a evolução das correntes e das tensões aos terminais de cada uma das cargas. Através da observação das figuras referidas anteriormente verifica-se que a corrente absorvida pelo rectificador não é puramente sinusoidal. Para além disso, está desfasada da tensão da rede devido ao filtro indutivo de entrada. Esta desfasagem é responsável pelo elevado valor de potência reactiva. A Figura 4.21 representa o espectro harmónico da corrente absorvida pela rede. Verifica-se que a THD na corrente tem o valor de 88,65%, distinguindo-se o peso das harmónicas de 3ª e 5ª ordem.

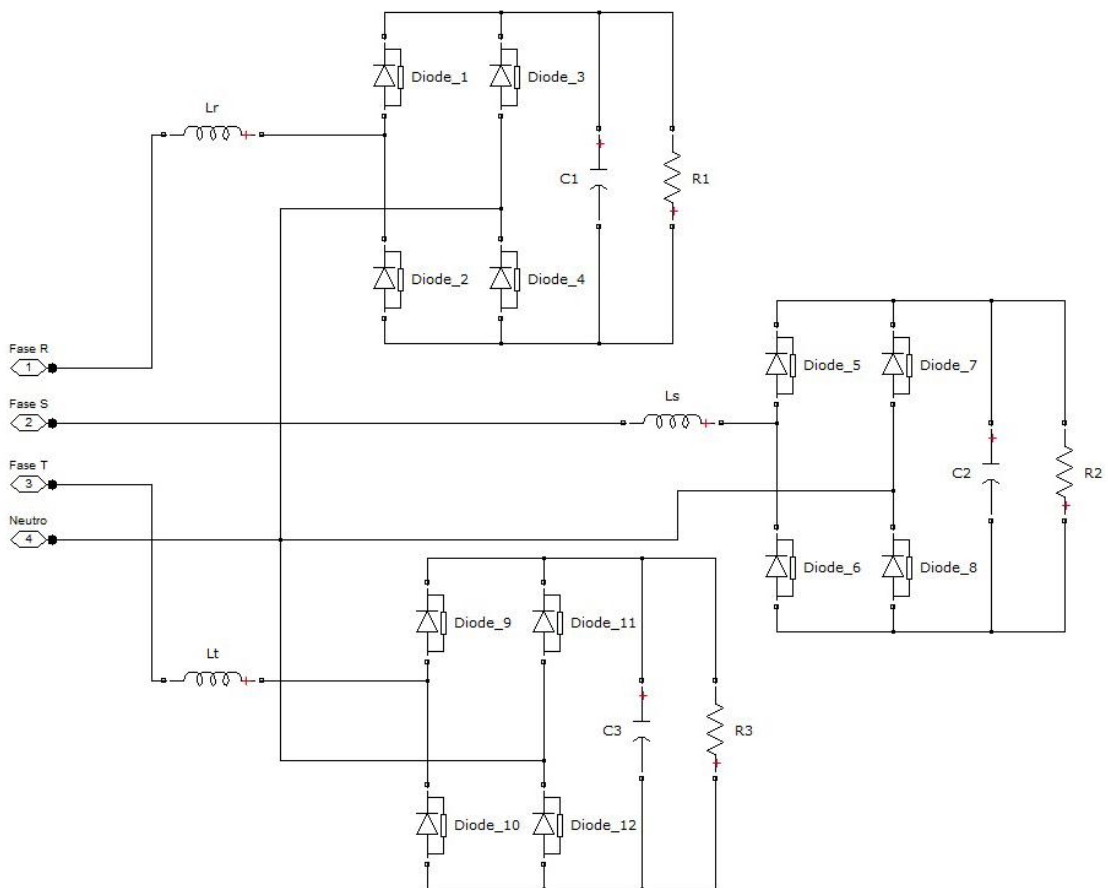


Figura 4.18 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão em Simulink

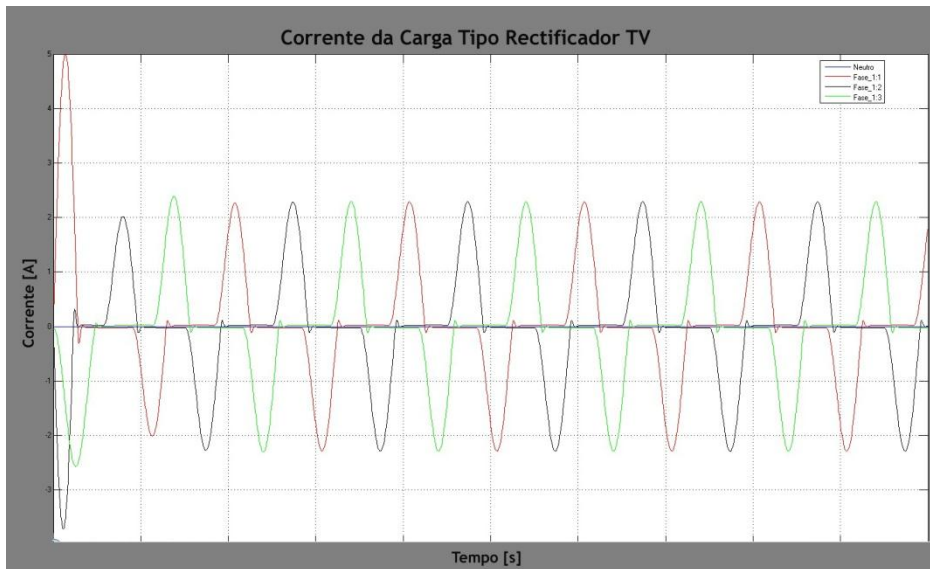


Figura 4.19 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor TV

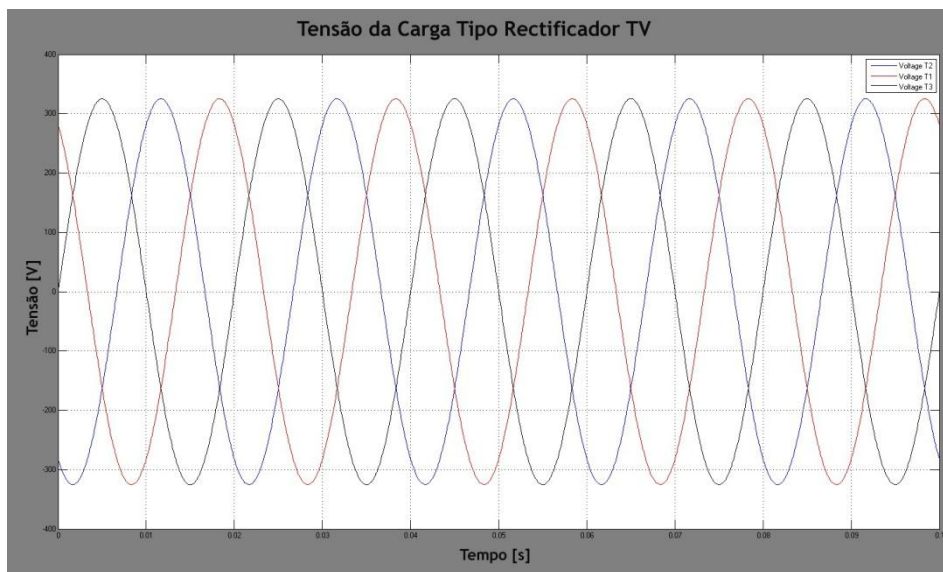


Figura 4.20 - Tensões na Carga Tipo Rectificador de TV

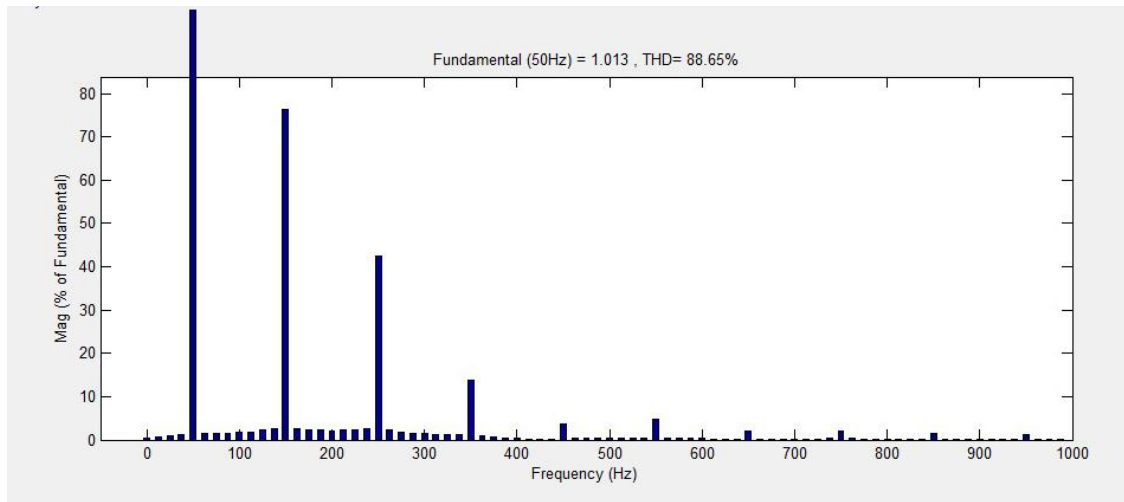


Figura 4.21 - THD da corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de TV

Na Tabela 4.11 encontra-se um resumo dos valores que podem ser importantes para a análise da QEE, numa rede que contenha este tipo de carga. Neste caso é de destacar o baixo FP e também a elevada THD da corrente absorvida por cada uma destas cargas.

Tabela 4.11 - Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão em Simulink

Fase	U_{ef} [V]	I_{ef} [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kVAr]	THD_U [%]	THD_I [%]	FP	Ku [%]
R	230	1,07	738,30	556,84	201,33	0,05	88,65	0,75	0,00
S	230	1,07				0,05	88,65	0,75	0,00
T	230	1,07				0,05	88,65	0,75	0,00

4.3.2.2. Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar

Este tipo de carga é em tudo semelhante à Carga Tipo Rectificador Receptor Monofásico de Televisão, diferindo ligeiramente nas condições de dimensionamento do filtro de entrada e também nos valores de potência envolvidos. Este tipo de carga pretende simular a forma de onda da corrente consumida por uma máquina de lavar, tendo em conta, que em média, esta consome uma potência de aproximadamente 2000W (4.33). Substituindo este valor de potência podemos calcular o valor da resistência equivalente de carga através de (4.25), e da capacidade do filtro de saída, a partir de (4.30). A única alteração tem a ver com o cálculo da indutância, o qual é realizado utilizando (4.31.), mas considerando que o parâmetro α corresponde a 10% do valor da carga aos terminais do rectificador.

$$P_{ML} = 2000 \text{ W} \quad (4.33)$$

Os valores obtidos neste dimensionamento são relativos a uma única máquina de lavar. Para representar várias máquinas numa só carga equivalente, altera-se a potência da carga introduzindo o factor multiplicativo n_{ML} , que representa o número total de máquinas de lavar (4.34).

$$P_{ML_{total}} = n_{ML} \cdot P_{ML} \quad (4.34)$$

A Figura 4.22 representa três Cargas Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar ligadas a uma rede trifásica. Nas Figuras 4.23 e 4.24 estão representadas as formas de onda da corrente e da tensão aos terminais da Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar. O espectro harmónico da corrente encontra-se representado na Figura 4.25, na qual se pode verificar que a THD da corrente é de 49,98%, sendo as harmónicas de 3ª e 5ª ordem as mais representativas. Comparando este valor com o obtido no caso da Carga Tipo Rectificador Monofásico Receptor de Televisão (Figura 4.21) verifica-se que o valor da THD da corrente diminuiu, facto que se justifica pelo maior peso da bobina de filtragem de entrada.

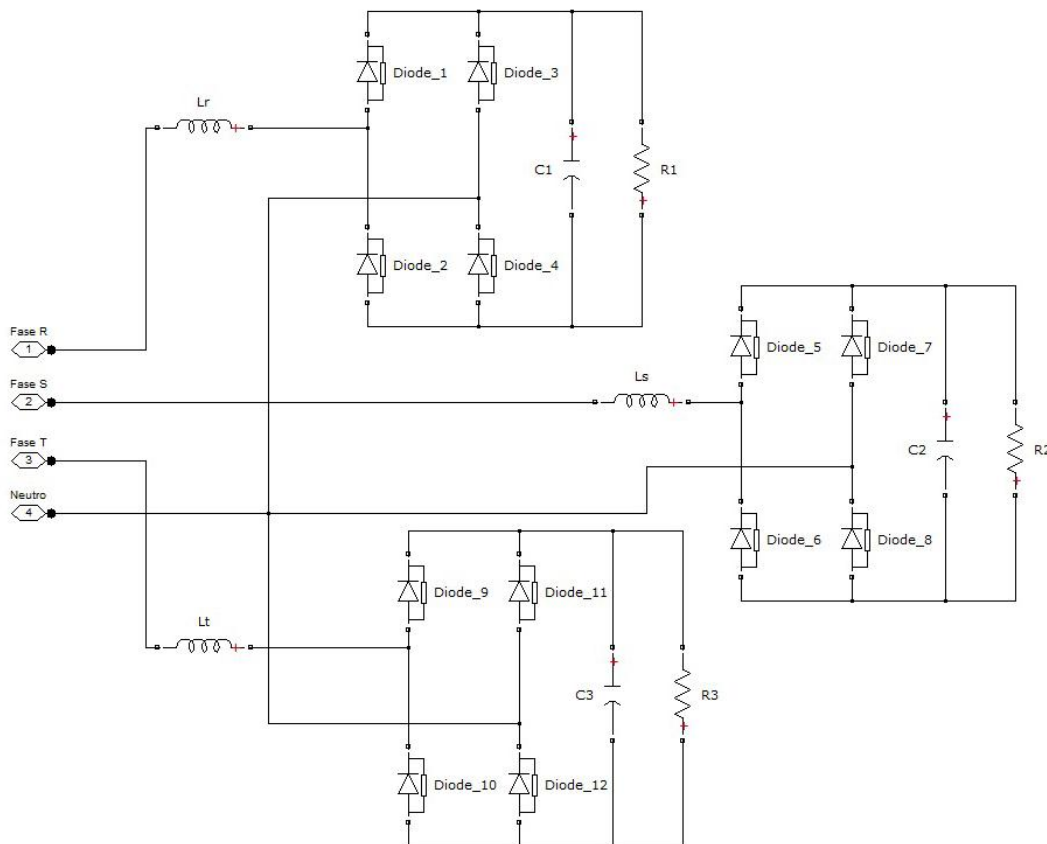


Figura 4.22 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar em Simulink

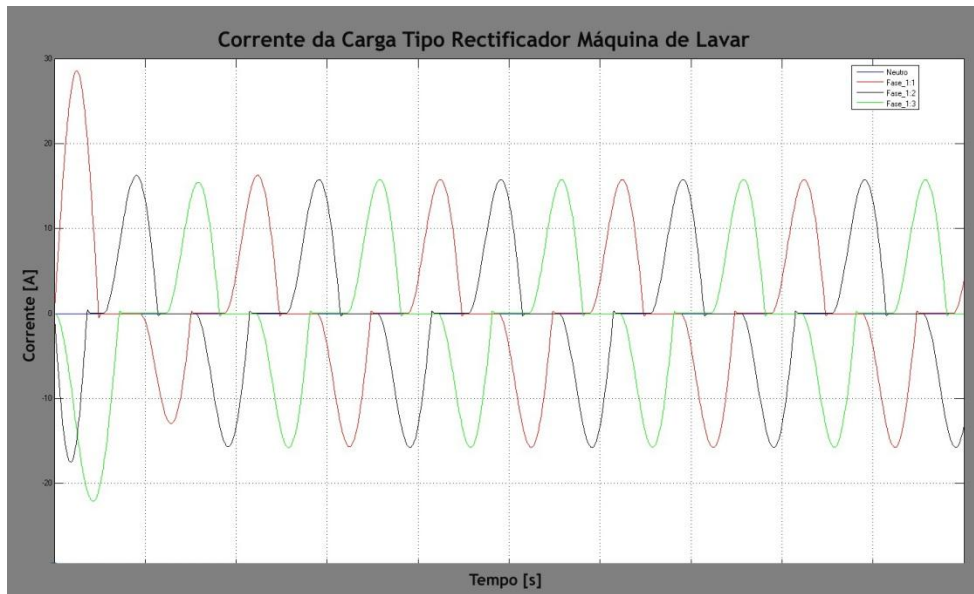


Figura 4.23 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar

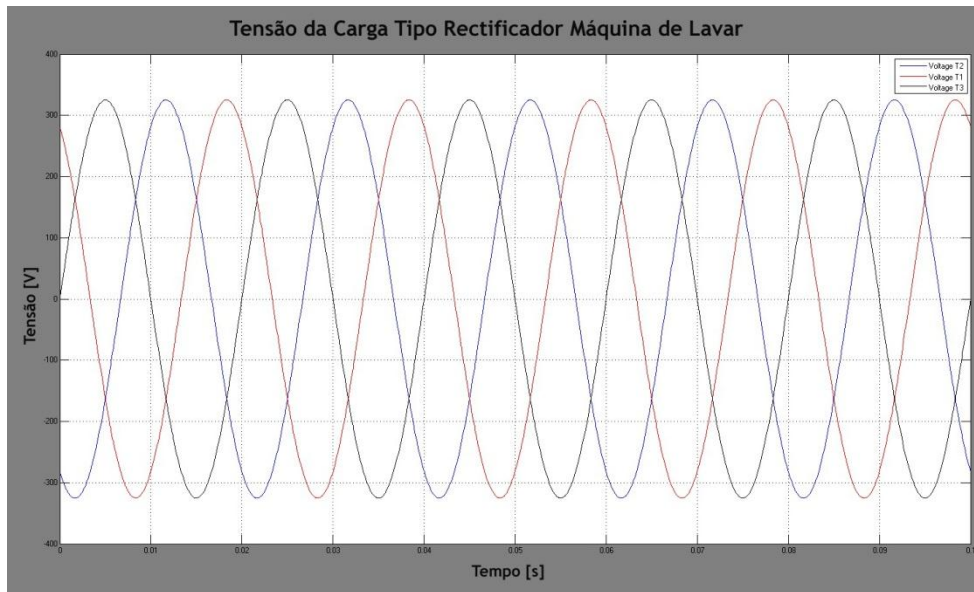


Figura 4.24 - Tensões na Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar

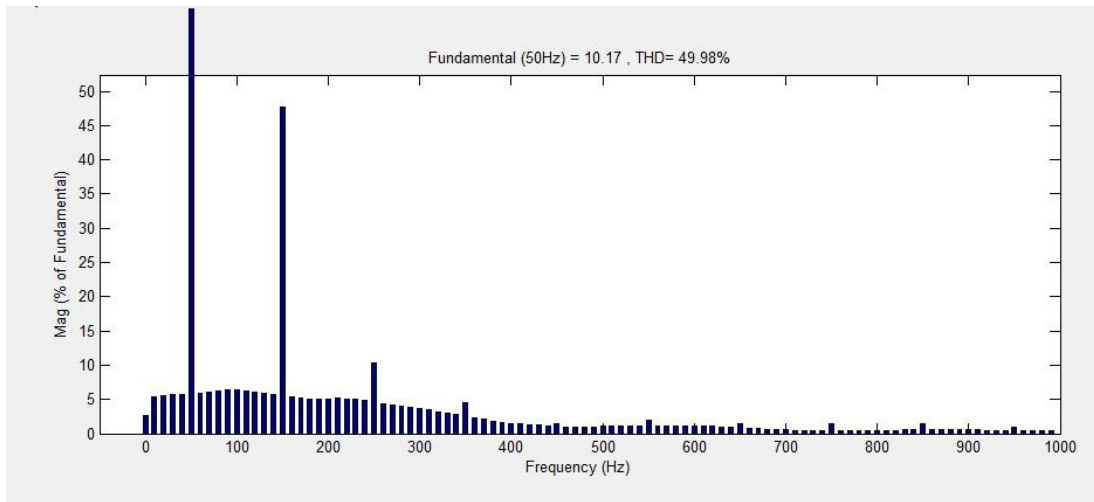


Figura 4.25 - THD na corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar

A Tabela 4.12 permite resumir o funcionamento deste equipamento do ponto de vista da QEE. Neste caso deve ser destacado o baixo FP e também a elevada THD da corrente absorvida por cada uma destas cargas.

Tabela 4.12- Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar em Simulink

Fase	U_{ef} [V]	I_{ef} [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kVAr]	THD_U [%]	THD_I [%]	FP	Ku [%]
R	230	8,18	5644,20	4355,90	2588,40	0,05	49,98	0,77	0,00
S	230	8,18				0,05	49,98	0,77	0,00
T	230	8,18				0,05	49,98	0,77	0,00

4.3.2.3 Carga Tipo Rectificador Trifásico

A Carga Tipo Rectificador Trifásico (Figura 4.26) visa representar alguns equipamentos utilizados em pequenas indústrias. Estes rectificadores trifásicos, não comandados (a díodos) e em ponte são utilizados para equipamentos industriais de potência mais elevada. Considera-se que a potência $P_{3\phi}$ do equipamento é (4.35).

$$P_{3\phi} = 6 \text{ kW} \quad (4.35)$$

Com base neste valor de potência $P_{3\phi}$ e no valor da tensão de saída do rectificador U_{DC} , determina-se a resistência equivalente de carga $R_{3\phi}$ (4.36) do rectificador.

$$R_{3\phi} = \frac{U_{DC}^2}{P_{3\phi}} \quad (4.36)$$

Embora, de acordo com (4.37) a tensão contínua de saída do rectificador U_{DC} , seja aproximadamente igual a 563V, considera-se que a tensão no andar DC é inferior, próxima dos 520V, devido às perdas nos semicondutores, e à queda de tensão no filtro de entrada.

$$U_{DC} = \sqrt{2} \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \quad (4.37)$$

Onde U_n é o valor eficaz da tensão simples na rede de BT (230V).

O condensador à saída do rectificador é um filtro de tensão e o seu dimensionamento é elaborado recorrendo a (4.30). Assim, em função da taxa de variação máxima na tensão que se pretende obter aos seus terminais $\Delta U_{DC} = 2V$ em $\Delta t = 3.3 \cdot 10^{-3}s$ (que corresponde a $\frac{1}{6}$ do período de rede), calcula-se o valor da capacidade (4.30).

O cálculo da bobina de entrada também é efectuado utilizando (4.31), considerando $\alpha = 0,03$.

As Figuras 4.27 e 4.28 ilustram as formas de onda das correntes e das tensões nas três fases de entrada do Rectificador Trifásico e a Figura 4.29 representa o espectro harmónico da corrente. Verifica-se que o espectro harmónico da corrente é elevado, com particular destaque para a harmónica de 5ª ordem que tem aproximadamente 30% da componente fundamental. Sendo este um rectificador trifásico, não existe 3ª harmónica e harmónicas múltiplas de 3, ao contrário do que se verifica no rectificador monofásico, onde são visíveis todas as harmónicas ímpares. A taxa de distorção harmónica é de 32,10%.

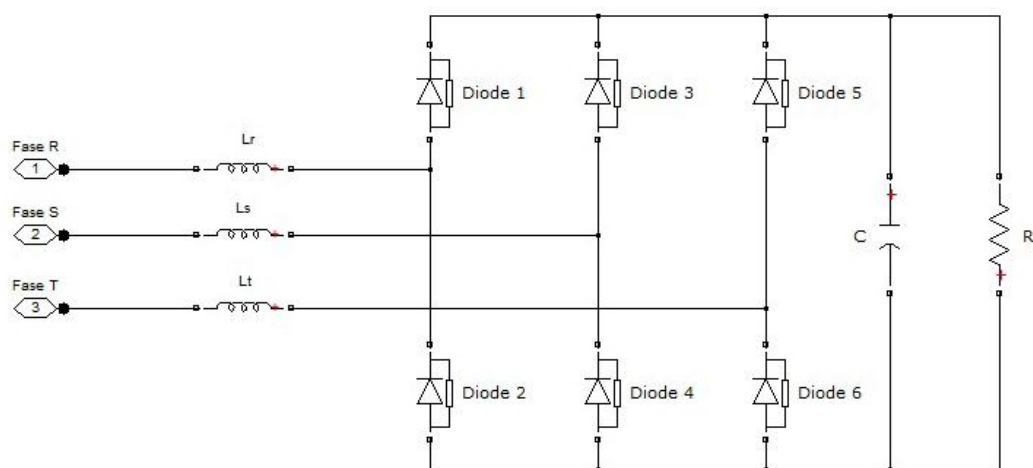


Figura 4.26 - Modelo Trifásico de uma Carga Tipo Rectificador Trifásico em Simulink

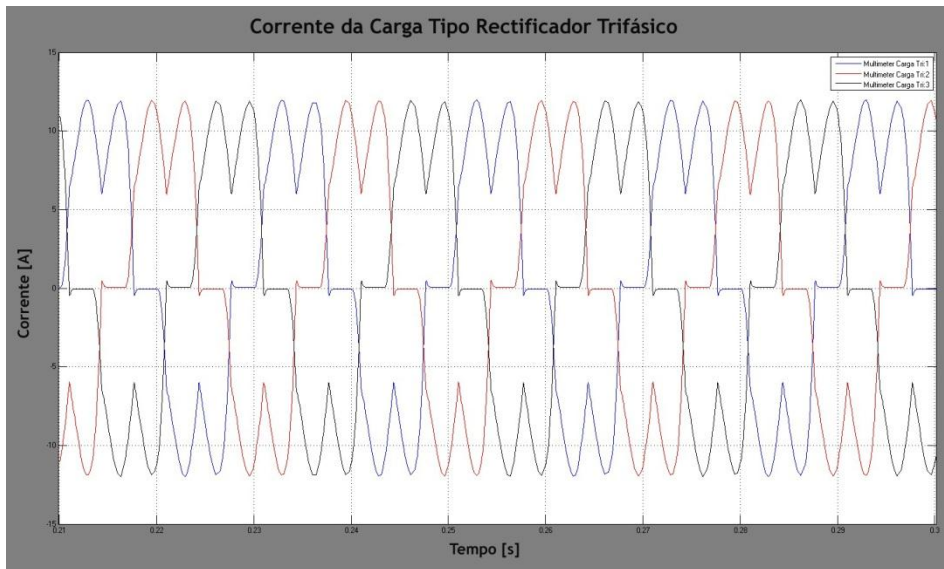


Figura 4.27 - Corrente absorvida pela Carga Tipo Rectificador Trifásico

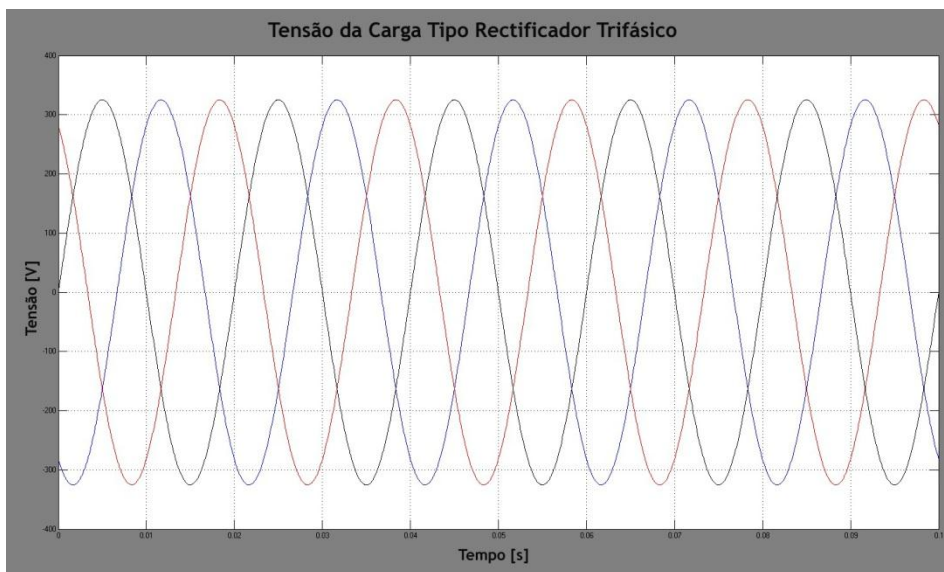


Figura 4.28 - Tensões na Carga Tipo Rectificador Trifásico

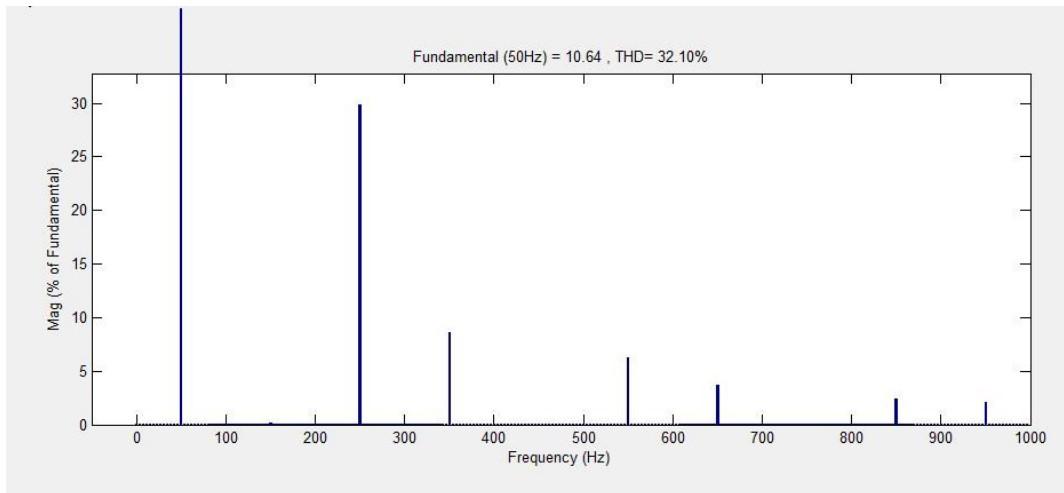


Figura 4.29 - THD na corrente consumida pela Carga Tipo Rectificador Trifásico

A Tabela 4.13 resume os principais parâmetros que foram medidos para avaliar o comportamento da Carga Tipo Rectificador Trifásico. O destaque vai para o elevado valor de THD da corrente e para o FP de 0,92. Verifica-se ainda que este tipo de carga não causa qualquer desequilíbrio na tensão.

Tabela 4.13 - Valores simulados na Carga Tipo Rectificador Trifásico em Simulink

Fase	U_{ef} [V]	I_{ef} [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kVAr]	THD_U [%]	THD_I [%]	FP	Ku [%]
R	230	9,49	6548,10	6005,50	1626,80	0,05	32,10	0,92	0,00
S	230	9,49				0,05	32,10	0,92	0,00
W	230	9,49				0,05	32,10	0,92	0,00

Capítulo 5

Modelo da Unidade de Microgeração

Para que se possa estudar o impacto das UM na QEE das redes de BT, ao nível da forma de onda da tensão, é necessário representar cada UM, quando está a produzir e a fornecer energia para a rede. Como se pretende simular estas UM em determinados períodos do tempo, não existe a preocupação de simular o comportamento dos vários equipamentos em função do recurso energético existente, ou de qualquer outro factor externo.

O processo de ligação da UM à rede está ilustrado na Figura 5.1, neste caso considerando que se trata de um Microprodutor de energia Fotovoltaica.

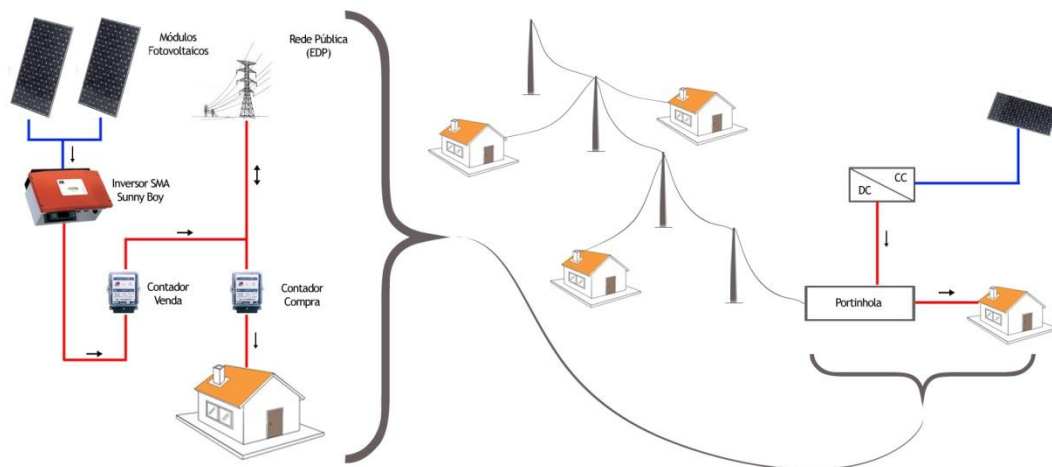


Figura 5.1 - Esquema de funcionamento da Unidade de Microgeração

Independentemente do tipo de UM em estudo (eólico ou fotovoltaico por exemplo), a ligação à rede de BT é efectuada através de um inversor monofásico, que será responsável pela definição da forma de onda da corrente injectada na rede de BT. Assim, no próximo subcapítulo será apresentado um inversor monofásico cujas características se enquadrem nas verificadas em catálogos de inversores monofásicos autorizadas pela DGGE para as UM.

5.1 Inversor Monofásico

O Inversor Monofásico (Figura 5.2) utilizado neste trabalho é alimentado por uma fonte de tensão contínua U_{DC} que representa a tensão de saída dos painéis fotovoltaicos. Para garantir o correcto funcionamento do inversor, a tensão U_{DC} tem de verificar (5.1), onde U_{ref} representa o valor eficaz da tensão da rede de BT. O Inversor Monofásico em Ponte Completa (Figura 5.2) é constituído por 4 semicondutores de potência comandados ao corte

(Transístores IGBT-Insulated Gate Bipolar Transístor), cada um dos quais com um díodo em anti-paralelo. A ligação à rede é efectuada utilizando um filtro LCL que garante uma determinada variação da corrente injectada na rede.

$$U_{DC} > \sqrt{2} \cdot U_{ref} \quad (5.1)$$

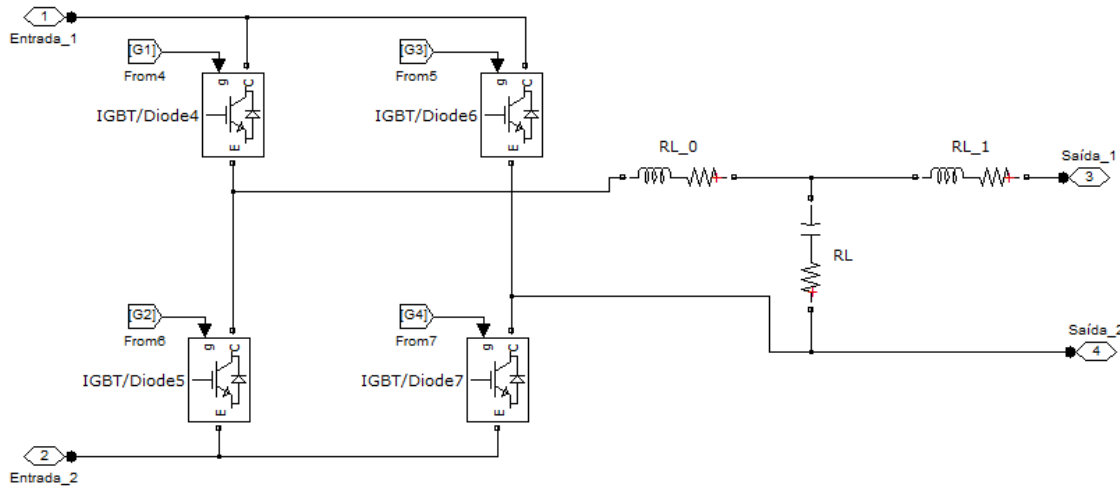


Figura 5.2 - Inversor Monofásico - Modelo Simulink

5.1.1 Dimensionamento do Filtro de Entrada

Na ligação do inversor à rede, é utilizado um filtro LCL, ver Figura 5.2, o qual permite obter uma corrente de entrada na rede com a menor variação possível [9], isto para que a injeção desta corrente na rede não prejudique a QEE da mesma. Este filtro LCL foi dimensionado através do método tentativa erro, por observação das formas de onda da corrente e da tensão de saída do inversor. Neste dimensionamento foram ainda tidos em conta os valores de THD da corrente e da tensão de saída, os quais se pretendem sejam o mais baixos possível.

5.1.2 Modelo do Inversor

Num inversor em ponte completa pode ser utilizada a modulação a dois níveis ou a três níveis, sendo que a modulação a três níveis possibilita, com uma bobina menor, a obtenção de uma corrente com uma menor THD. Assim optou-se por utilizar a modulação de três níveis no projecto do inversor utilizado no trabalho, garantindo que os semicondutores de potência são comutados a uma frequência (10kHz - frequência portadora) muito superior à frequência fundamental da rede (50Hz - frequência da modulante). Neste tipo de modulação a tensão de saída é positiva se a modulante for maior que as duas portadoras, nula se estiver compreendida entre as duas portadoras e negativa se for menor que as duas portadoras.

5.2 Simulação do Inversor monofásico

Com o intuito de verificar as características do inversor monofásico projectado quando ligado à rede BT, foram obtidas as Figuras 5.3 e 5.4. Considerou-se que o inversor recebe na sua entrada uma tensão $U_{DC} = 400 V$, e que a potência que está a injectar na rede é de 3650VA.

As formas de onda da corrente e da tensão estão representadas nas Figuras 5.3 e 5.4, respectivamente. Por fim a Figura 5.5 representa o espectro harmónico da corrente.

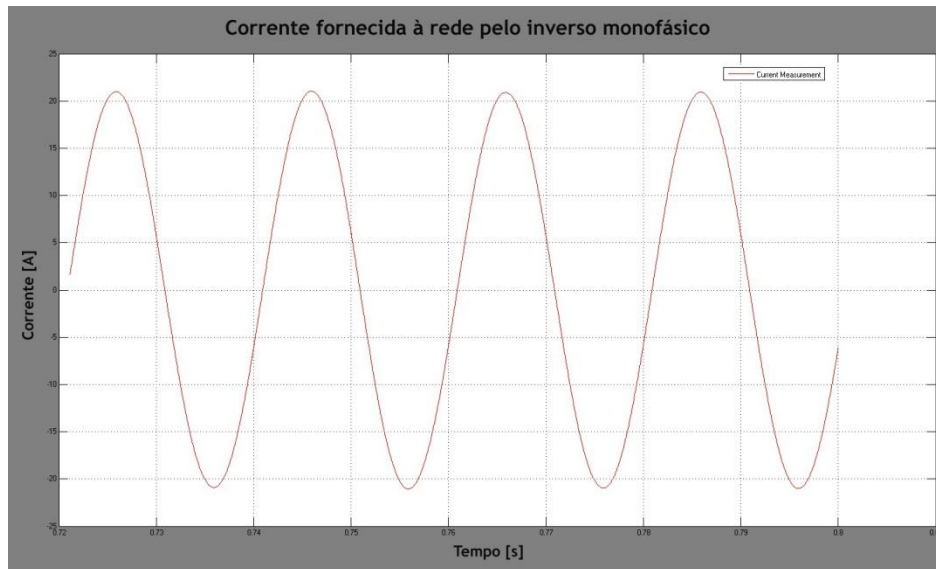


Figura 5.3 - Corrente fornecida à rede pelo Inversor Monofásico

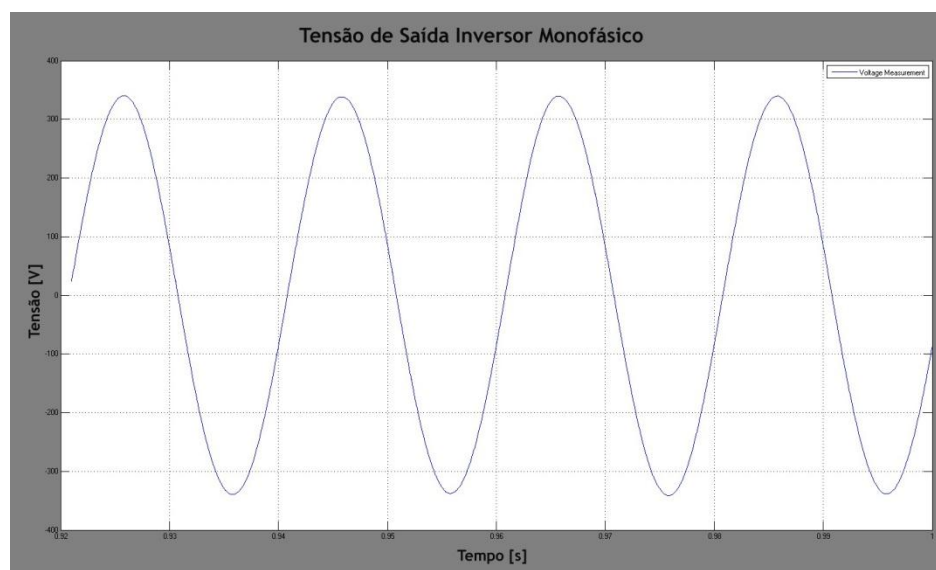


Figura 5.4 - Tensão de saída do Inversor Monofásico

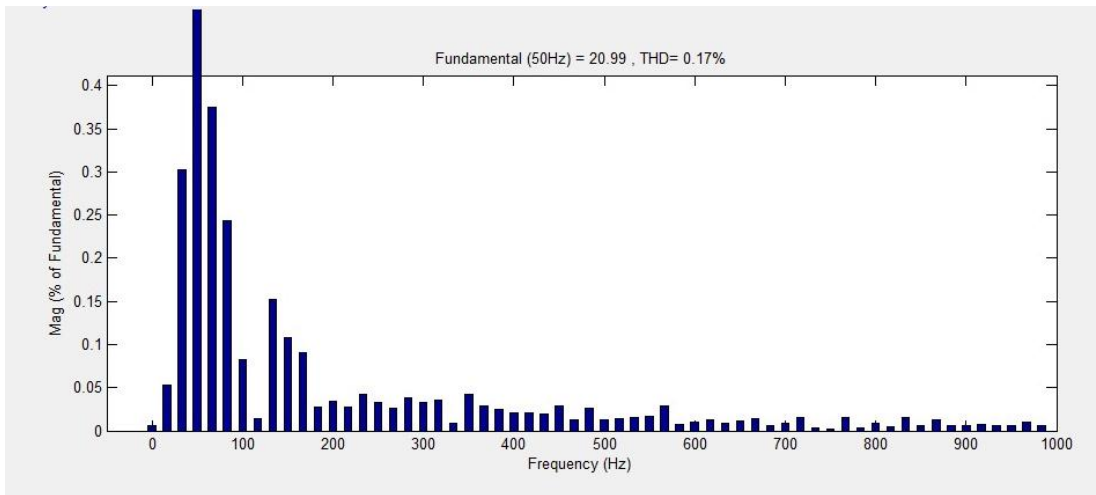


Figura 5.5 - THD na corrente do Inversor Monofásico

Na Tabela 5.1 são representadas os valores de catálogo de três inversores monofásicos, sendo que apenas o modelo SB 3800V é autorizado pela DGGE para UM a instalar em Portugal [10].

Tabela 5.1 - Características técnicas de três Inversores Monofásicos SMA Sunny BOY [11]

Feito Para Portugal			
	SB 3300	SB 3800	SB 3800/V*
Entrada (DC)			
Potência DC máx.	3820 W	4040 W	4040 W
Tensão DC máx.	500 V	500 V	500 V
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	200 V - 400 V	200 V - 400 V	200 V - 400 V
Corrente máx. de entrada	20 A	20 A	20 A
Número de seguidores MPP	1	1	1
Número máximo de strings (paralelo)	3	3	3
Saída (AC)			
Potência nominal AC	3300 W	3800 W	3680 W
Potência AC máx.	3600 W	3800 W	3680 W
Corrente máxima de saída	18 A	18 A	16 A
Tensão nominal AC / amplitude	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V	220V - 240V / 180V - 260V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1
Entrada AC	monofásica	monofásica	monofásica
Grau de rendimento			
Máx. grau de rendimento	95,2 %	95,6 %	95,6 %
Euro-eta	94,4 %	94,7 %	94,7 %

Capítulo 6

Simulações

Neste capítulo simula-se uma rede rural hipotética, em diferentes cenários de simulações de carga, com e sem microgeração. Apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos em vários pontos da rede para as tensões, correntes, e taxas de distorção harmónica (THD).

Para que as simulações realizadas se aproximem ao máximo da realidade nacional houve o cuidado de projectar a rede o mais próximo possível de uma rede real.

Tal como é apresentado na legislação respeitante à microgeração [1], para além dos condomínios, cada cliente da rede BT pode ser produtor de electricidade sob o regime da microprodução. Uma vez que a legislação em vigor limita a potência instalada em microgeração a 25% da potência nominal do transformador, todos os cenários estudados tiveram em conta esse facto e a potência de microgeração nunca ultrapassou este valor.

Como a legislação indica que a potência instalada em microgeração em cada rede de BT não deve ultrapassar 25% da potência do transformador, essa situação não foi estudada, embora e tendo em conta o perfil da rede em estudo, seria possível, visto que não se colocaria em causa o problema do espaço (área), no entanto há que não esquecer que a legislação em vigor [1] não permite que um microprodutor instale uma potência superior a 3,68 kW

No caso da rede em estudo, tal como referido anteriormente, a maior disponibilidade de espaço para a instalação das UM, poderá conduzir a uma potência instalada em microgeração bastante superior ao permitido pela legislação. Assim, para a rede em estudo serão analisados dois casos diferentes: um em que se estuda o impacto causado por 9 UM (16% da potência do transformador) e outro caso em que se consideram 6 UM, (o correspondente a 11% da mesma potência), um valor bastante abaixo do permitido por lei, no entanto e tendo em conta a natureza da rede e a disposição das UM, prevê-se que aconteçam ainda algumas perturbações na QEE.

Cada um dos cenários descritos anteriormente foi analisado em duas distribuições de cargas distintas: uma que pretende representar um cenário de carga máxima (o cenário em que todas as instalações estão a consumir a sua potência calculada depois do factor de simultaneidade), cenário que corresponde a 94% da carga nominal do transformador, e outro cenário que corresponde a cerca de 24% da carga nominal do transformador, o qual pode ser considerado durante as horas de vazio da rede.

A escolha destes valores de carga deve-se ao facto de se pretender simular os casos mais extremos de distribuição de cargas.

A Carga Tipo Ponta pode representar uma situação de carga elevada, em que muitas pessoas estão nas suas residências, a consumirem um nível elevado de energia, por exemplo, num anoitecer em Novembro, enquanto a Carga Tipo Vazio representa, por exemplo, uma tarde de Verão em Agosto, numa zona tipicamente residencial, onde não existe turismo e portanto uma boa parte das residências estão desabitadas, pelo que o nível de energia consumida é muito reduzido.

A Tabela 6.1 representa um pequeno resumo dos níveis de carga existentes em cada cenário assim como a sua distribuição percentual para cada um dos tipos de carga.

A distribuição percentual das cargas pretende ilustrar um cenário extremo tendo em conta as cargas típicas que, actualmente se admitem presentes nas redes nacionais. Por exemplo no caso da rede em estudo, rede rural, para o caso da Carga Tipo Vazio, em que o transformador está a 25% da potência nominal, considera-se que existem 40% de cargas lineares e 60% de cargas não lineares. As cargas não lineares são divididas em 29% de Carga Tipo Rectificador Monofásico de Televisão, 30% de Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar e 1% de Carga Tipo Rectificador Trifásico.

Tabela 6.1 - Dados Gerais das Simulações

Tipo de rede	Rural	
Cenário	Carga Tipo Vazio	Carga Tipo Ponta
Carga no Transformador [%]	24	94
Carga Linear [%]	40	
Carga Não Linear [%]	60	
Carga Tipo R [%]	20	
Carga Tipo RL [%]	15	
Carga Tipo Rectificador Monofásico TV [%]	30	
Carga Tipo Rectificador Monofásico Máq. Lavar [%]	30	
Carga Tipo Rectificador Trifásico [%]	5	

6.1 Rede Rural

Uma rede do Tipo Rural, que se encontra em estudo neste trabalho, possui algumas diferenças em relação a uma rede citadina. Este tipo de rede por norma possui as cargas mais distantes do PT e, para além disso são constituídas por uma maior percentagem de cargas

lineares, em detrimento das não-lineares. A Figura 6.1 indica uma possível rede rural, a partir da qual se fez o planeamento da rede em estudo.

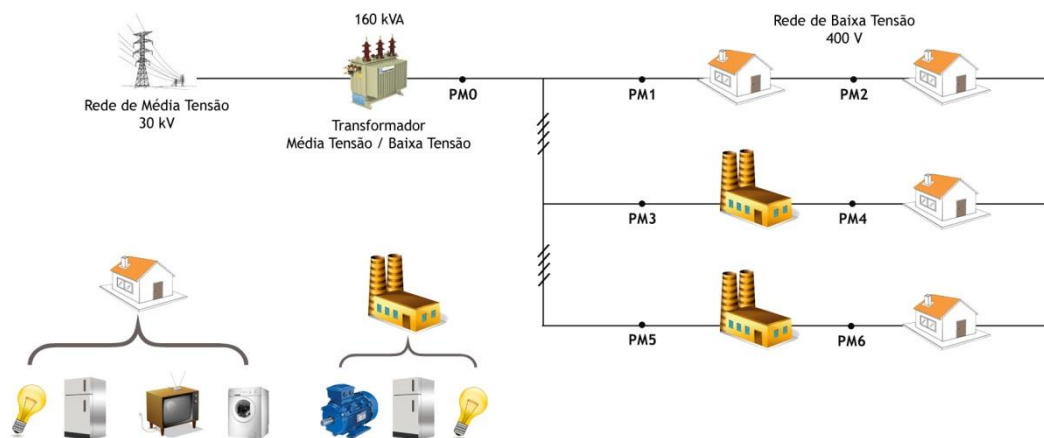


Figura 6.1 - Esquema ilustrativo da rede Rural Projectada

6.2. Descrição e planeamento da rede rural

Na Figura 6.1 encontra-se representado o esquema de simulação da rede rural e estão representados os pontos onde foram realizadas as medições.

O planeamento da rede representada anteriormente, é realizado dimensionando o valor da potência contratada em cada uma das cargas e multiplicando essa potência pelos seus factores de simultaneidade, obtendo-se assim a potência total que corresponde à potência para a qual a rede é dimensionada. Na Tabela 6.2 encontram-se apresentados os valores atribuídos a cada uma das cargas.

Por exemplo no caso da carga 3 existem duas instalações em residências e duas instalações em unidades industriais. No caso das residências a potência contratada será de 6,9kVA em cada uma delas, enquanto nas instalações industriais essa potência contratada será de 20,70kVA. A potência contratada no caso das residências será multiplicada por um factor de simultaneidade de 1, dado que a jusante do ponto de medição existem 2 residências. A instalação relativa à unidade industrial tem um factor de simultaneidade de 0,8 que se admite corresponder a um contrato de médias utilizações. A potência total na Carga 3 será então de 13,8kVA.

Tabela 6.2 - Dimensionamento de Cargas na Rede Rural

Saída do Transformador	1		2		3		
Carga	1	2	3	4	5	6	
1- Nº Residências	2	5	2		2		
2- Nº Industrias				2		3	
Potência Contratada 1	13,8	34,5	13,8		13,8		
Potência Contratada 2				41,4		62,1	
Potência Contratada	13,8	34,5	13,8	41,4	13,8	62,1	
Factor de Simultaneidade 1	1	0,78	1		1		
Factor de Simultaneidade 2				0,8		0,8	Total
Potência Total [kVA]	13,8	26,91	13,8	33,12	13,8	49,68	151,11

O dimensionamento dos condutores, representado na Tabela 6.3, é realizado com base na corrente máxima que pode fluir em cada condutor, nos coeficientes de temperatura e de proximidade e na máxima variação admissível do valor eficaz da tensão, correspondente ao comprimento de linha pretendido. Analisando o ponto referente à linha 3, a rede é projectada de forma que possa fluir uma corrente de 68A em cada condutor. Para um condutor LXS 4x35, a corrente nominal catalogada é de 122 A, que multiplicada pelos factores de Temperatura e de Proximidade, resultam numa corrente máxima admissível de 86,62 A (superior aos 68A necessários).

Tabela 6.3 - Dimensionamento dos condutores na Rede Rural

Saída Transformador	1		2		3	
Linha	1	2	3	4	5	6
$S_{transitada}$ [kVA]	40,71	26,91	46,92	33,12	63,48	49,68
$S_{transitada/Cond}$ [kVA]	13,57	8,97	15,64	11,04	21,16	16,56
$I_{transitada/Cond}$ [A]	59,00	39,00	68,00	48,00	92,00	72,00
K_T	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
K_p	1	1	1	1	1	1
I_{nc} [A]	98	79	122	79	149	122
I_f [A]	69,58	56,09	86,62	56,09	105,79	86,62
L_{linha} [Km]	0,115	0,190	0,240	0,095	0,050	0,175
Tipo Cabo	LXS 4x25	LXS 4x16	LXS 4x35	LXS 4x16	LXS 4x50	LXS 4x35

Com base nos valores da potência total que o fornecedor deve ter disponível em cada carga, devem ser dimensionados os condutores, tendo em conta o seu comprimento e a corrente que neles vai fluir. Pela Tabela pode verificar-se que os condutores foram sobredimensionados. Tal facto acontece essencialmente por duas razões: a primeira devido à THD na tensão que será tanto maior quanto menor for a secção dos condutores e também devido às variações do

valor eficaz da tensão ao longo da linha, as quais também se agravam com a diminuição da secção dos condutores.

Como exemplo, na linha 2 a potência máxima será a soma da potência alocada para a Carga 1 com a potência alocada para a Carga 2. Assim deverá ser $13,80+26,91=40,71\text{kVA}$. Dividindo esta potência por cada uma das fases, cada condutor deverá suportar, nas piores condições de funcionamento (consideramos 70°C , que é a temperatura máxima suportada pelo material isolante PVC) uma corrente de $59,00\text{A}$. Escolhendo um cabo LXS 4x25, e tendo em conta um Coeficiente de Temperatura de 0,87 (considerando uma temperatura ambiente de 40°C), um Coeficiente de Proximidade de 1 (sai um cabo do PT para alimentar as cargas 1, 2) e que a corrente nominal catalogada é de 98A , obtém-se pela multiplicação destes termos, a corrente máxima admissível em cada um dos condutores, que deverá ser de $85,26\text{A}$.

Como a corrente máxima que deverá percorrer o condutor é de $59,00\text{ A}$, este cabo é suficiente, dado que tem capacidade para conduzir um valor superior de corrente ($98,08\text{ A}$).

Por fim, foram dimensionadas as UM que são utilizadas em cada um dos cenários de Microgeração. A Tabela 6.4 refere-se ao primeiro caso em que apenas existe potência de UM correspondente a 11% da potência do transformador. Já no segundo caso em estudo, simulamos a situação em que a potência instalada de UM ascende a 16% da potência do transformador, situação descrita na Tabela 6.5.

As Tabelas 6.4 e 6.5 indicam o número de UM instaladas por cada carga, assim como a sua distribuição por cada uma das fases. Para além disso, considera-se que todas as UM estão a produzir 90% da sua potência instalada. Este cenário admite-se representar, mais uma vez, um caso extremo.

Analisando o caso da Tabela 6.4, situação em que se encontra instalada uma potência de microgeração mais baixa, verifica-se que a Carga 3 possui instalada apenas uma UM, que se encontra acoplada à fase R, que representa uma potência instalada de $3,45\text{ kVA}$. Como todas as UM instaladas estão a produzir 90% da sua potência, isto significa que, na Carga 3 estará a ser produzida uma potência de $3,11\text{ kVA}$ (que corresponde a uma corrente injectada de $13,5\text{ A}$) nesta UM.

No caso da Tabela 6.5 onde existem 9 UM distribuídas nos ramais 2 e 3 da rede em estudo, verifica-se que a carga 5 tem 2 UM, uma na fase R e outra na fase W, que na sua totalidade representam uma potência instalada de $5,52\text{ kVA}$. Como estas UM apenas estão a produzir 90% da sua capacidade, então estarão a ser produzidos $4,97\text{ kVA}$, ou seja, $2,49\text{ kVA}$ por UM.

Tabela 6.4 - Dimensionamento das Unidades de Microgeração - 11%

Saída Transformador	1		2		3	
Carga	1	2	3	4	5	6
Nº de UM	0	0	1	2	1	2
Fase R			1			1
Fase S				1	1	
Fase T				1		1
Pot. Instalada Microg [kVA]			3,45	7,36	3,45	7,36
Potência Produzida %			90	90	90	90
Potência Produzida [kVA]			3,105	6,624	3,105	6,624
Pot. Prod. / UM [kVA]			3,11	3,31	3,11	3,31
Corrente Ref. / UM [A]			13,50	14,40	13,50	14,40

Tabela 6-5- Dimensionamento das Unidades de Microgeração - 16%

Saída Transformador	1		2		3	
Carga	1	2	3	4	5	6
Nº de UM	0	0	2	2	2	3
Fase R			1		1	1
Fase S			1	1		1
Fase T				1	1	1
Pot. Instalada Microg [kVA]			6,9	7,36	6,9	11,04
Potência Produzida [%]			90	90	90	90
Potência Produzida [kVA]			6,21	6,62	6,21	9,94
Pot. Prod. / UM [kVA]			3,11	3,31	3,11	3,31
Corrente Ref. / UM [A]			13,50	14,40	13,50	14,40

Para cada um dos cenários de carga foram realizadas três simulações: uma com a rede sem microgeração, outra em que foram introduzidas as UM correspondentes a 11% da potência instalada do Transformador (Tabela 6.6) e uma terceira em que se juntaram as UM correspondentes a 16% da potência do Transformador (Tabela 6.7). Os resultados das simulações encontram-se nos subcapítulos seguintes.

Nos próximos subcapítulos serão analisados e comparados os resultados obtidos para as várias simulações.

Tabela 6.6 - Dimensionamento das cargas

	Saída Transformador	1		2		3		Total
	Carga	1	2	3	4	5	6	
	Potência total real [kVA]	13,8	26,91	13,8	33,12	13,8	49,68	151,11
TIPO CARGA	Linear [%]	46	43	40	36	38	37	40,00
	Não Linear [%]	54	57	60	64	62	63	60,00
	R [%]	20	20	22	49	20	43	
	RL [%]	26	23	18	44	18	52	
	Rect TV [%]	28	22	25	0	33	0	
	Rect Máq Lavar [%]	26	35	35	0	29	0	
	Rect Trifásico [%]				7		5	
PONTA	Linear [kVA]	6,35	11,57	5,52	30,80	5,24	47,20	106,68
	Não Linear [kVA]	7,45	15,34	8,28	2,32	8,56	2,48	44,43
	R [kVA]	2,76	5,38	3,04	16,23	2,76	21,36	
	RL [kVA]	3,59	6,19	2,48	14,57	2,48	25,83	
	Rect TV [kVA]	3,86	5,92	3,45	0,00	4,55	0,00	
	Rect Máq Lavar [kVA]	3,59	9,42	4,83	0,00	4,00	0,00	
	Rect Trifásico [kVA]				2,32		2,48	
VAZIO	Linear [kVA]	1,59	2,89	1,38	7,70	1,31	11,80	26,67
	Não Linear [kVA]	1,86	3,83	2,07	0,58	2,14	0,62	11,11
	R [kVA]	0,69	1,35	0,76	4,06	0,69	5,34	
	RL [kVA]	0,90	1,55	0,62	3,64	0,62	6,46	
	Rect TV [kVA]	0,97	1,48	0,86	0,00	1,14	0,00	
	Rect Máq Lavar [kVA]	0,90	2,35	1,21	0,00	1,00	0,00	
	Rect Trifásico [kVA]				0,58		0,62	

Na Tabela 6.6 estão apresentados os valores das potências para cada tipo de carga presente na rede e para as duas situações de carga da rede

Tabela 6-7 - Dimensionamento dos valores para os diversos componentes da rede - Carga tipo Ponta

Linear [kW]	6,35	11,57	5,52	11,92	5,24	18,38	11,57
Não Linear [kW]	7,45	15,34	8,28	21,20	8,56	31,30	15,34
R [kW]	2,76	5,38	3,04	16,23	2,76	21,36	5,38
RL [kW]	2,05	3,53	1,42	8,31	1,42	14,73	3,53
Rect TV [kW]	2,90	4,44	2,59	0,00	3,42	0,00	4,44
Rect Máq Lavar [kW]	2,76	7,25	3,72	0,00	3,08	0,00	7,25
Rect Trifásico [kW]				2,13		2,29	
Q_{RL} [kVA]	0,983	1,695	0,680	3,991	0,680	7,075	1,695
S_{RL} [kVA]	1,196	2,063	0,83	4,86	0,83	8,61	2,063
R_{TV} [Ω]	109,52	71,48	122,67		92,93		71,48
iC_{TV} [A]	2,97	4,55	2,65		3,50		4,55
C_{TV} [F]	0,0000594	0,0000910	0,0000530		0,0000700		0,0000910
L_{TV} [H]	0,0104588	0,0068263	0,0117139		0,0088741		0,0068263
R_{MQ} [Ω]	114,89	43,77	85,34		103,00		43,77
iC_{MQ} [A]	2,83	7,43	3,81		3,16		7,43
C_{MQ} [F]	0,0000566	0,0001486	0,0000762		0,0000631		0,0001486
L_{MQ} [H]	0,036569	0,01393115	0,02716574		0,03278624		0,01393115
$R_{3\phi}$ [Ω]				148,81		138,89	
$iC_{3\phi}$ [A]				3,79		4,06	
$C_{3\phi}$ [F]				0,0526748		0,0564373	
$L_{3\phi}$ [H]				0,0142101		0,0132628	

Tabela 6-8 - Dimensionamento dos valores para os diversos componentes da rede - Carga tipo Vazio

Linear [kW]	1,59	2,89	1,38	7,70	1,31	11,80
Não Linear [kW]	1,86	3,83	2,07	0,58	2,14	0,62
R [kW]	0,69	1,35	0,76	4,06	0,69	5,34
RL [kW]	0,51	0,88	0,35	2,08	0,35	3,68
Rect TV [kW]	0,72	1,11	0,65	0,00	0,85	0,00
Rect Máq Lavar [kW]	0,69	1,81	0,93	0,00	0,77	0,00
Rect Trifásico				0,53		0,57
Q_{RL} [kVA]	0,88066	1,519139	0,609688	3,577	0,609688	6,3407544
S_{RL} [kVA]	0,90	1,55	0,62	3,64	0,62	6,46
R_{TV} [Ω]	438,10	285,93783426	490,66932359		371,72	
iC_{TV} [A]	0,74	1,14	0,66		0,88	
C_{TV} [F]	0,00001485	0,00002275	0,000013258		0,0000175	
L_{TV} [H]	0,0418352	0,02731	0,046855469		0,0354966	
R_{MQ} [Ω]	459,54	175,06	341,37		412,00	
iC_{MQ} [A]	0,71	1,86	0,95		0,79	
C_{MQ} [F]	0,000014156	0,000037160	0,000019056		0,00001579	
L_{MQ} [H]	0,14627706	0,055724596	0,108662961		0,13114495	
$R_{3\phi}$ [Ω]				595,23		555,55
$iC_{3\phi}$ [A]				0,95		1,01
$C_{3\phi}$ [F]				0,013168702		0,01410932
$L_{3\phi}$ [H]				0,056840518		0,05305115

6.2.2 Análise da THD na rede sem microgeração e para a Carga Tipo Vazio

Para conseguirmos analisar o impacto das cargas colocadas na rede, vamos inicialmente observar os valores da THD da Corrente e da Tensão para o caso em que a rede se encontra numa situação de pouca carga, 24% da potência do Transformador.

Na Tabela 6.9 encontram-se registados os valores da THD da Corrente nos 6 pontos de análise da rede, os quais se encontram representados na Figura 6.1.

Tabela 6.9 - Resultados da Carga Tipo Vazio sem Microgeração - THD da Corrente e Tensão

	Local de análise						
	PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U [%]	0,16	0,26	0,50	0,20	0,25	0,17	0,22
THD _I [%]	4,30	17,60	16,74	3,36	20,43	2,13	23,73

Referir que na Tabela 6.9, os valores presentes de THD são os presentes na Fase R, no entanto estes são semelhantes nas outras fases devido ao facto de no dimensionamento da rede as

cargas estarem uniformemente distribuídas pelas fases, não provocando assim desequilíbrios significativos entre elas.

No que diz respeito à THD, como se pode constatar pela análise da Tabela 6.9, todos os valores da THD da tensão são bastante baixos, estando todos abaixo do limite de 8%, presente na norma. Relativamente à THD da corrente é possível constatar que as cargas presentes nas habitações influenciam o seu valor, tal como se pode constatar por exemplo no ponto de medição PM1.

6.2.3 Análise da THD na rede sem microgeração e para a Carga Tipo Ponta

Tabela 6.10 - Resultados da Carga Tipo Ponta sem Microgeração - THD da Corrente e Tensão

	Local de análise						
	PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U [%]	0,55	0,92	1,81	0,74	0,96	0,59	0,79
THD _I [%]	5,87	23,95	20,84	4,71	23,68	3,35	28,09

A Tabela 6.10 tem presentes os valores da THD da Corrente e da Tensão para o Caso da Carga Tipo Ponta e sem microgeração. Os valores presentes de THD na Tabela 6.10, são aqueles que foram registados na Fase R, no entanto e tal como no caso da Carga Tipo Vazio, estes são semelhantes aos registados nas outras 2 fases (S e T) e por esse facto não se encontram aqui presentes.

No que diz respeito à THD da tensão, é possível afirmar que, também no caso da Carga Tipo Ponta, os mesmos nunca ultrapassam o limite dos 8%, presente na norma. É ainda possível afirmar que o valor de THD aumenta com o maior distanciamento das cargas em relação ao PT, isto porque existem perturbações na rede que são produzidas pelas cargas a jusante do ponto de medição, tal situação acontece, por exemplo, no ponto de medição PM2, onde o valor de THD é de 1,81%

6.2.4 Análise da THD na rede com microgeração e para a Carga Tipo Vazio

Para o cenário de 11% de potência de microgeração injectada na rede, e para a Carga Tipo Vazio, os valores da THD para as correntes e para a tensões, nos pontos de medida considerados, podem ser observados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Vazio e potência de microgeração de 11%

		Local de Medição							
		Fase	PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U [%]	R		0,14	0,25	0,49	0,2	0,28	0,15	0,2
	S		0,15	0,25	0,49	0,24	0,3	0,17	0,25
	T		0,16	0,25	0,49	0,39	0,44	0,21	0,26
THD _I [%]	R		2,83	17,6	16,74	1,38	1,59	2	23,73
	S		1,84	17,59	16,74	2,77	20,14	1,24	23,32
	T		1,91	17,62	16,76	2,99	19,93	3,09	23,73

Para o cenário de 16% de potência de microgeração injectada na rede, e para a Carga Tipo Vazio, os valores da THD para as correntes e para a tensões, nos pontos de medida considerados, podem ser observados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Vazio e potência de microgeração de 16%

		Local de Medição							
		Fase	PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U [%]	R		0,14	0,25	0,49	0,2	0,28	0,16	0,26
	S		0,14	0,24	0,49	0,2	0,24	0,16	0,21
	T		0,14	0,23	0,47	0,37	0,24	0,22	0,43
THD _I [%]	R		2,6	17,6	16,74	1,38	1,62	2,27	23,63
	S		1,27	17,6	16,75	0,72	0,87	2,59	23,66
	T		1,55	17,64	16,78	2,95	19,94	1,17	23,06

6.2.5 Análise da THD na rede com microgeração e para a Carga Tipo Ponta

Para o cenário de 11% de potência de microgeração injectada na rede, e para a Carga Tipo Ponta, os valores da THD para as correntes e para a tensões, nos pontos de medida considerados, podem ser observados na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Ponta e potência de microgeração de 11%

		Local de Medição						
Fase		PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U	R	0,5	0,88	1,8	0,7	0,9	0,64	0,73
	S	0,53	0,89	1,79	0,78	1,03	0,57	0,78
	T	0,51	0,87	1,78	0,92	1,17	0,59	0,79
THD _I	R	4,01	23,97	20,86	2,18	3,2	3,19	28,16
	S	4,82	24,02	20,9	20,9	23,62	2,54	28,01
	T	3,02	24,03	20,9	4,05	23,42	7,72	28,18

Para o cenário de 16% de potência de microgeração injectada na rede, e para a Carga Tipo Ponta, os valores da THD para as correntes e para a tensões, nos pontos de medida considerados, podem ser observados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 - Valores da THD das tensões e correntes para o cenário de carga Tipo Ponta e potência de microgeração de 16%

		Local de Medição						
Fase		PM0	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
THD _U [%]	R	0,48	0,87	1,79	0,69	0,89	0,51	0,69
	S	0,48	0,85	1,77	0,69	0,87	0,52	0,74
	T	0,47	0,8	1,71	0,86	1,11	0,57	0,93
THD _I [%]	R	3,49	23,99	20,87	2,21	3,28	2,44	28,27
	S	3,54	24,04	20,92	2	3,04	5,05	28,17
	T	2,26	24,18	21,04	4,02	23,53	1,91	27,9

6.3 Gráficos Tensões nos diversos cenários de carga

Os diversos cenários de carga conduziram à obtenção de distintas formas de onda de tensão, para os pontos de medida considerados no sistema.

- Carga Vazio, sem Microgeração

No gráfico da Figura 6.2, é possível observar que o valor da tensão de saída do PT se encontra inalterado, sendo o seu valor muito próximo dos 230V (eficazes).

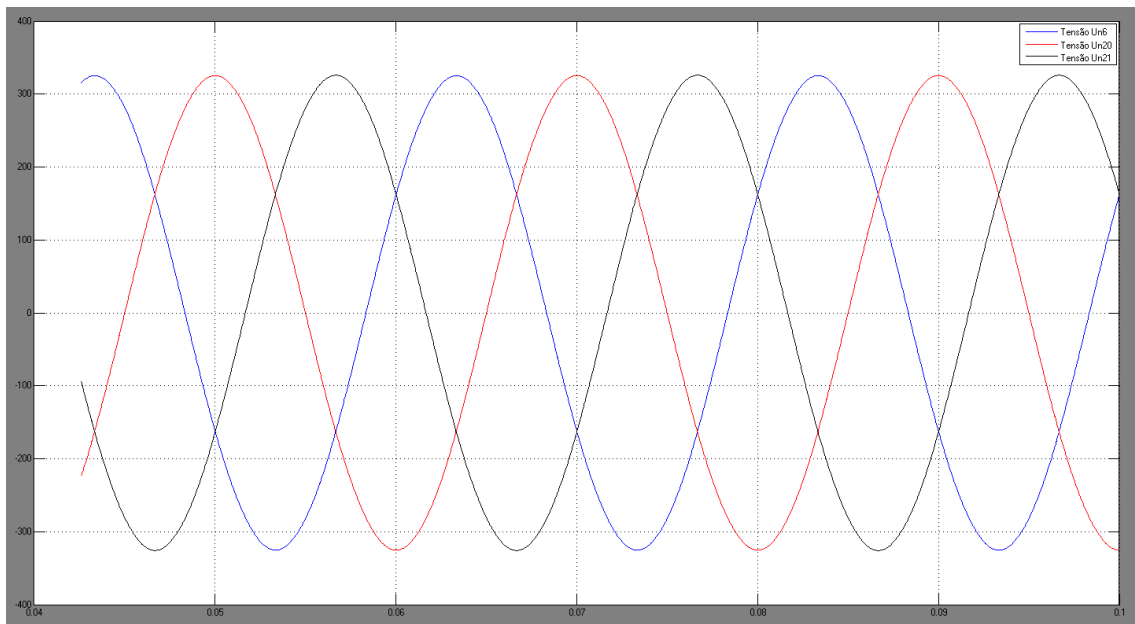


Figura 6.2 - Formas de onda da tensão de saída do PT

No gráfico da Figura 6.3, é possível constatar que o valor da tensão se encontra ligeiramente abaixo, comparando com o valor apresentado na Figura 6.2, tal facto deve-se às perdas que ocorrem nas linhas de distribuição, bem como ao consumo das cargas que se encontram acopladas à rede.

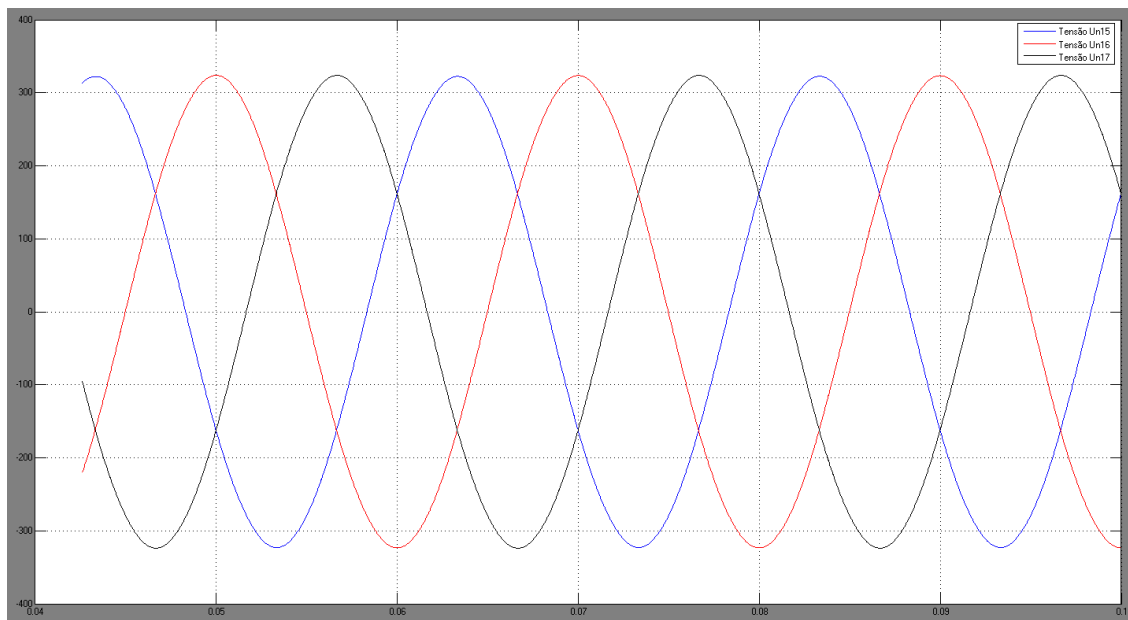


Figura 6.3 - Formas de onda da tensão no ponto de medição PM6

- Carga Vazio com 11% de microgeração:

Por observação do gráfico da Figura 6.4, é possível observar que as tensões de saída do PT se mantêm inalteradas.

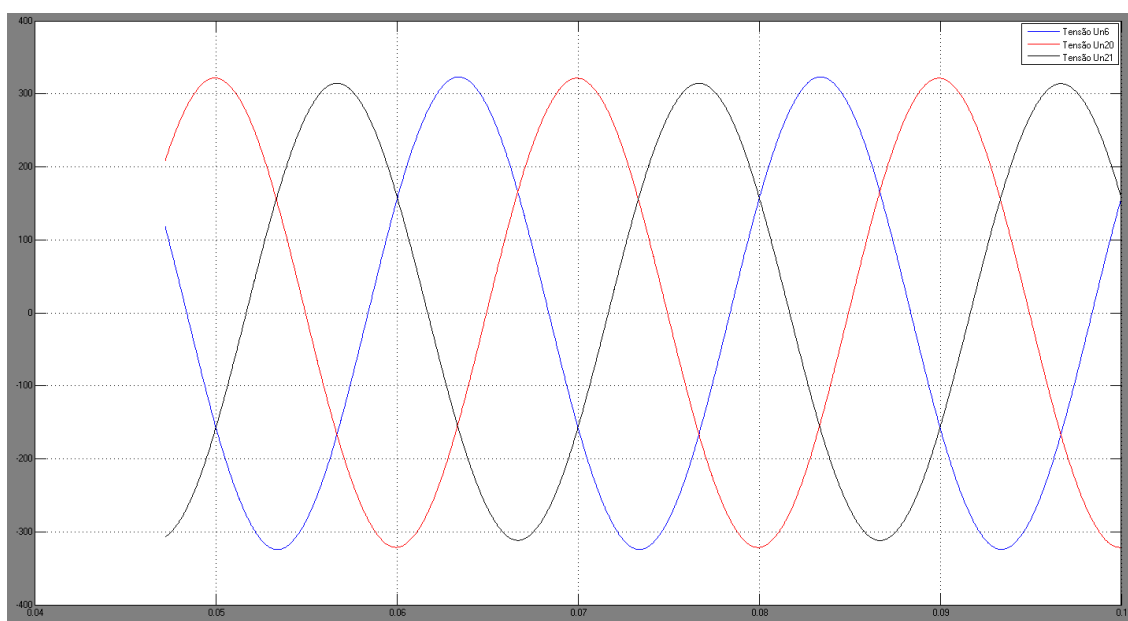


Figura 6.4 - Formas de onda da tensão na saída do PT para o cenário com 11% de potência de microgeração

Na Figura 6.5, já é possível observar a influência da microgeração na forma de onda das tensões no ponto de medição PM6, sendo possível afirmar que a Fase onde a microgeração está acoplada sofreu um aumento do seu valor. Tal facto é tanto mais significativo quanto menor forem as cargas acopladas neste ponto da rede e nesta fase em particular.

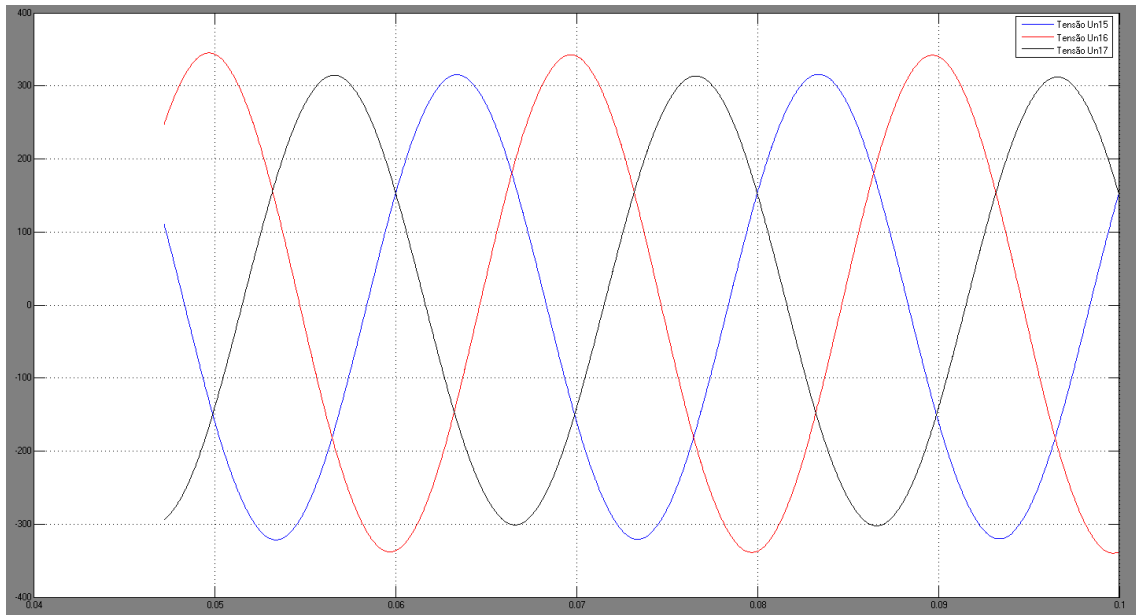


Figura 6.5 - Formas de onda das tensões no ponto de medição PM6, para o cenário de 11% de microgeração

- Carga Vazio, com 16% de Microgeração

No gráfico da Figura 6.6 é possível observar um ligeiro desequilíbrio provocado nas tensões de saída do PT, desequilíbrio esse provocado pela introdução da microgeração.

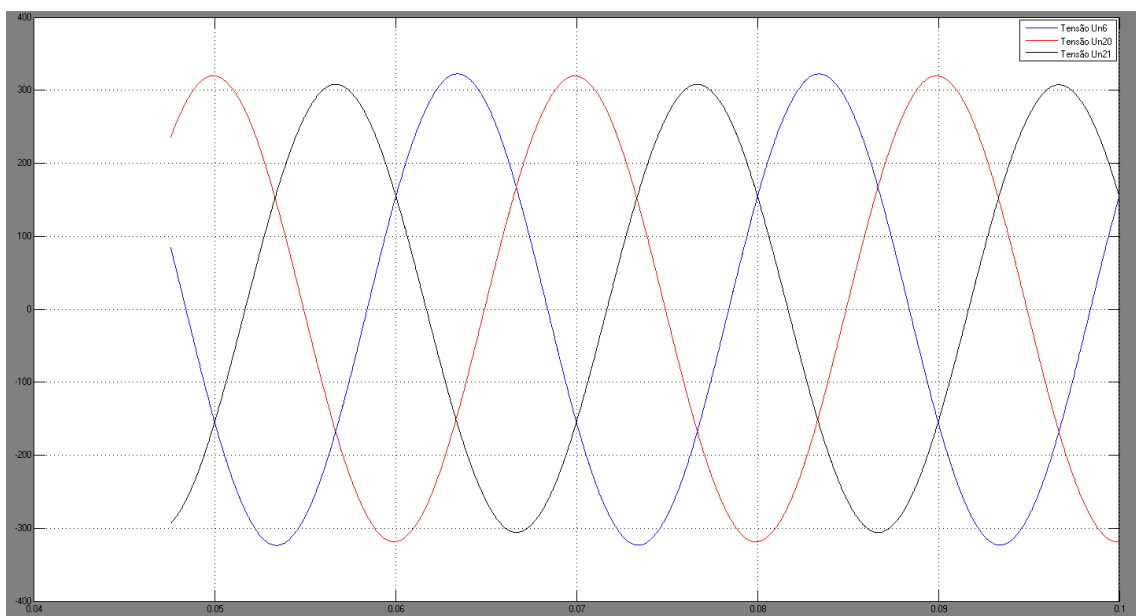


Figura 6.6 - Formas de onda das tensões à saída do PT para o cenário de 16% de microgeração

No gráfico da Figura 6.7, é mais uma vez possível observar um ligeiro desequilíbrio das tensões devido à introdução da microgeração, desequilíbrio mais acentuado do que aquele verificado no gráfico da Figura 6.6, devido à proximidade da microgeração deste ponto.

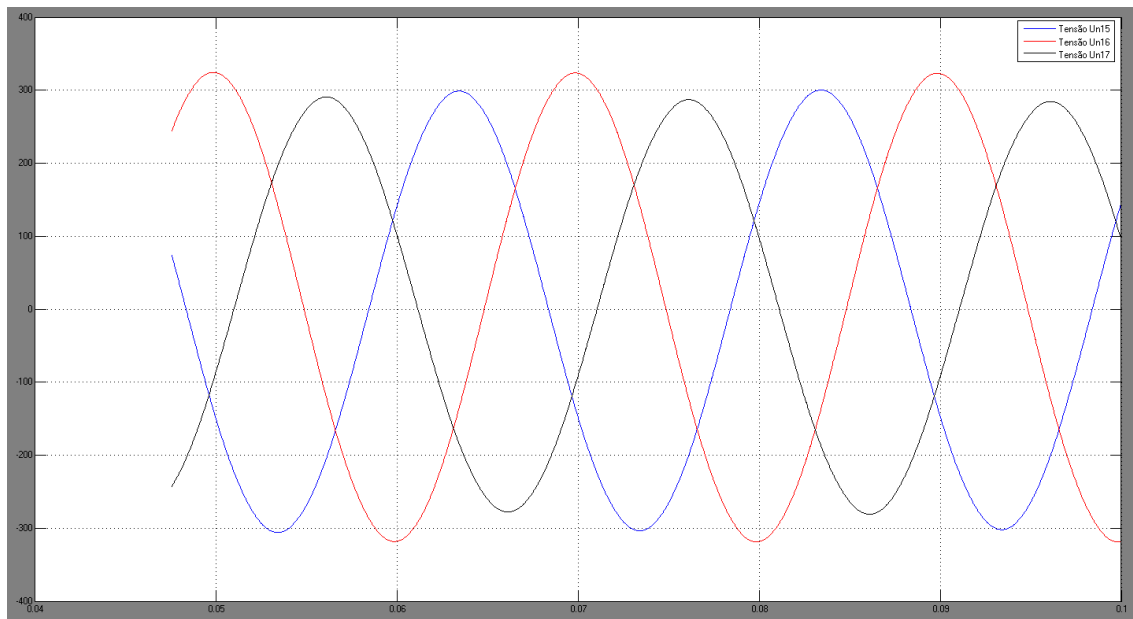


Figura 6.7 - Formas de onda das tensões no ponto de medição PM6 no cenário com 16% de microgeração

6.4 Gráficos Correntes nos diversos cenários de carga

Os diversos cenários de carga conduziram à obtenção de distintas formas de onda de corrente, para os pontos de medida considerados no sistema.

- Carga Vazio, sem Microgeração

A Figura 6.8 mostra as formas de onda da corrente para uma situação de não existência de microgeração e Carga Tipo Vazio, à saída do PT.

A Figura 6.9 mostra as formas de onda da corrente para uma situação de não existência de microgeração e Carga Tipo Vazio, no ponto de medida PM6.

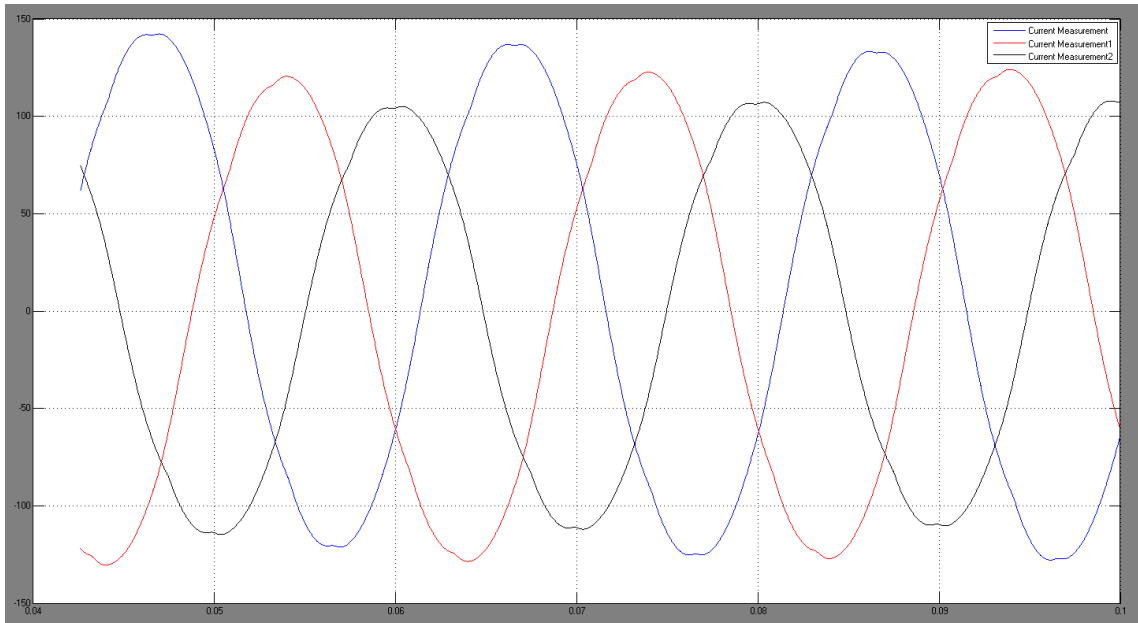


Figura 6.8- Gráfico formas de onda das correntes à saída do PT

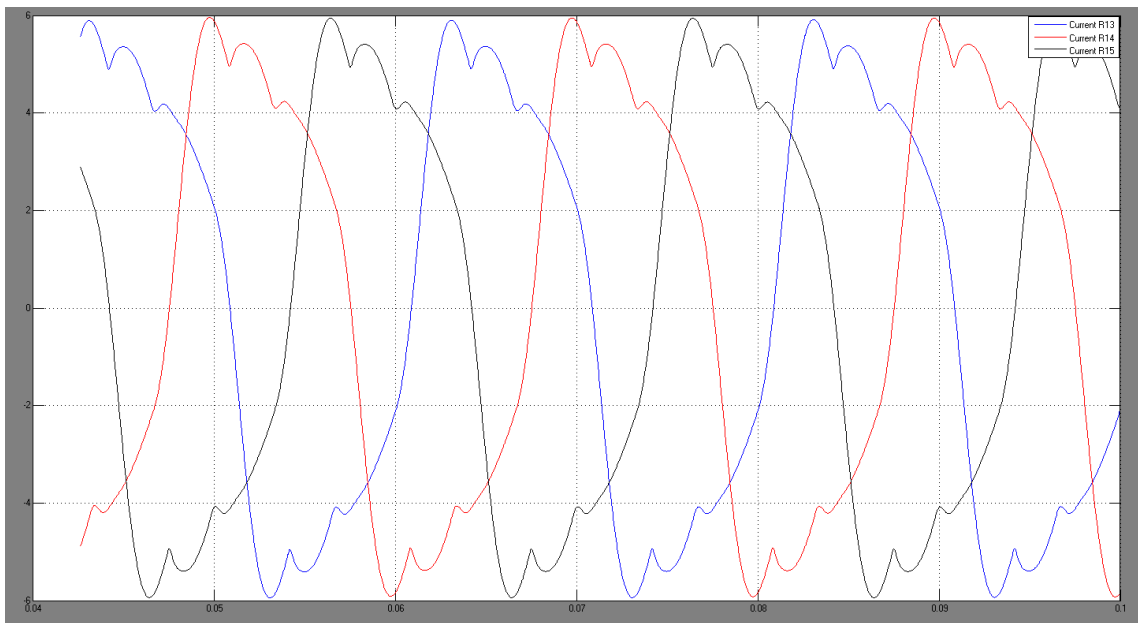


Figura 6.9 - Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6

- Carga Vazio com 11% de microgeração:

Para a situação da existência de 11% de microgeração, e para uma Carga Tipo Vazio, as formas de onda de corrente à saída do PT e no ponto de medida PM6, são respectivamente mostradas nas Figuras 6.10 e 6.11.

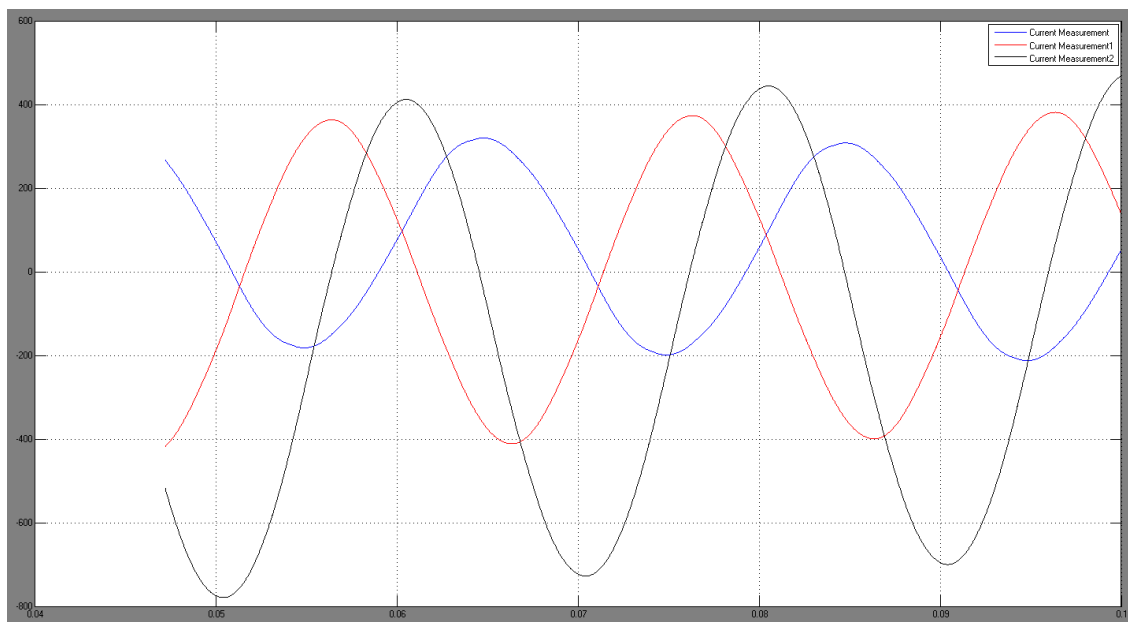


Figura 6.10 - Formas de onda da corrente à saída do PT para o cenário de carga em Vazio e 11% de Microgeração

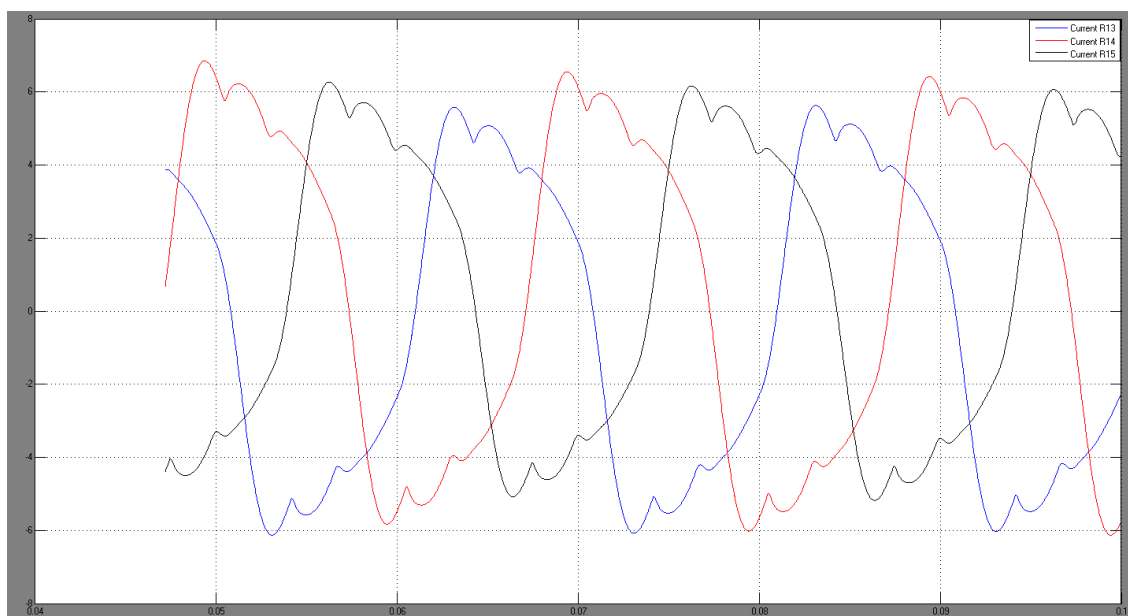


Figura 6.11 - Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6 para o cenário de carga tipo Vazio e 11% de Microgeração

- Carga Vazio com 16% de microgeração:

Para a situação da existência de 16% de microgeração, e para uma Carga Tipo Vazio, as formas de onda de corrente à saída do PT e no ponto de medida PM6, são respectivamente mostradas nas Figuras 6.12 e 6.13.

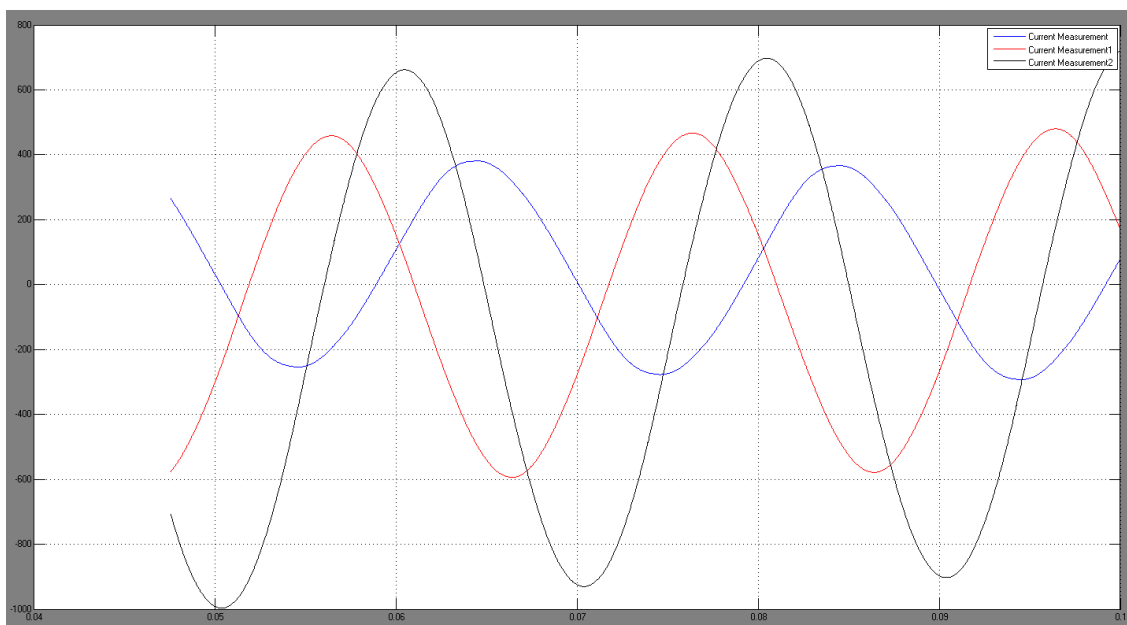


Figura 6.12 - Formas de onda da corrente à saída do PT para o cenário de carga Tipo Vazio e 16% de Microgeração

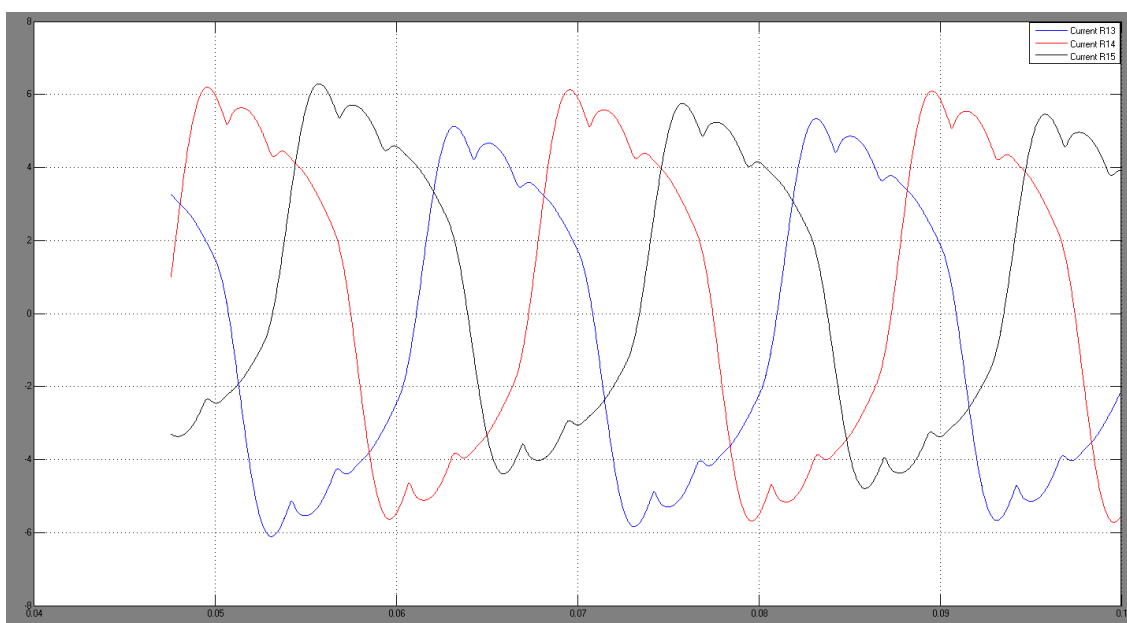


Figura 6.13 - Formas de onda da corrente no ponto de medição PM6 para o cenário carga Tipo Vazio e com 16% de Microgeração

Por observação das Figuras 6.12 e 6.13 é possível afirmar que a introdução de microgeração introduz perturbações nas formas de onda da corrente, as quais são mais acentuadas nos

pontos mais próximos do local da instalação da microgeração, Figura 6.13. Por outro lado e como é possível observar na Figura 6.12, a corrente à saída do PT também sofre perturbações, nomeadamente no seu valor eficaz, no entanto possui um valor reduzido de THD.

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões de Trabalho Futuro

O objectivo deste trabalho foi analisar o impacto, ao nível da forma de onda da tensão, e principalmente da sua THD, da introdução de microgeração fotovoltaica nas redes de BT, mais concretamente numa rede de BT tipicamente rural, situação em que as cargas se encontram normalmente mais afastadas. A escolha deste tipo de rede deveu-se ao facto de ser nestas redes que acontecem maiores problemas com a QEE devido à injeção de energia através da microgeração e também devido a estas redes serem menos estáveis do ponto de vista do tipo de cargas que nelas são instaladas.

Assim foram analisados os seguintes parâmetros:

- - Conteúdos harmónicos das tensões
- - Taxas de distorção harmónica da tensão e da corrente ao longe de vários pontos da rede;
- - Formas de onda das tensões ao longo da rede em diversas situações de carga;

Para se atingir o objectivo para o qual este trabalho se propôs, construiu-se um modelo equivalente de uma rede eléctrica tipicamente rural de BT recorrendo à plataforma MATLAB/Simulink, mais especificamente à Toolbox PowerSys, modelo esse que incluiu:

- - Uma fonte de tensão trifásica compatível com o nível de tensões da MT, no nosso caso 20 kV. Esta fonte de tensão é alternada sinusoidal e permite definir os defasamentos presentes nas fases de MT;
- - Um transformador ΔYN de 160 kVA de MT para BT;
- - Modelos dos cabos de distribuição, considerando a sua secção e comprimento;
- - Modelos das cargas mais representativas presentes na rede BT, divididas em dois tipos: lineares (R e RL) e não lineares (rectificadores monofásicos e trifásicos);
- - Modelo de um microgerador fotovoltaico simplificado;
- - Modelo de um inversor simplificado;
- - Equipamentos de leitura das tensões e correntes, localizados em diversos pontos ao longo da rede.

O modelo do transformador foi obtido efectuando os cálculos para determinar as suas características eléctricas, tendo em conta os dados fornecidos pelo fabricante. As suas características foram obtidas com a ajuda do seu esquema equivalente em T, esquema esse

que nos permite através de dois ensaios, em vazio e em curto-circuito, calcular os valores das suas características eléctricas.

Os modelos das linhas de distribuição e das cargas eléctricas presentes no tipo de rede simulada, foram dimensionados no capítulo 4. Para o calculo dos parâmetros das linhas de distribuição, foi utilizado o modelo em π , o qual representa com grande fiabilidade uma linha real de distribuição.

Os modelos das cargas eléctricas foram obtidos de forma a consumirem uma corrente tão real quanto possível, tendo em conta os equipamentos eléctricos presentes nas habitações/instalações ligadas à rede de BT. Estas cargas foram divididas em dois grandes grupos: lineares e não lineares.

As cargas lineares são: 1)cargas puramente resistivas, designadas por Cargas Tipo R, que representam, por exemplo, lâmpadas incandescentes, aquecedores resistivos e fornos eléctricos; 2)cargas de carácter indutivo, designadas por Cargas Tipo RL que representam, por exemplo, frigoríficos e arcas congeladoras.

As cargas não lineares foram consideradas monofásicas e trifásicas. As monofásicas encontram-se divididas em: 1) Carga Tipo Rectificador Monofásico de Televisão (que representa, por exemplo, televisões, leitores de Blu-Ray/DVD, computadores e outros equipamentos informáticos); 2) Carga Tipo Rectificador Monofásico Máquina de Lavar, que representa, por exemplo, uma máquina de lavar. As cargas não lineares trifásicas foram designadas por Cargas Tipo Rectificador Trifásico que representa uma carga de uma pequena unidade industrial, como por exemplo uma oficina metalomecânica.

A representação das UM foi realizada no capítulo 5, recorrendo à representação do inversor de saída das UM, que liga directamente à rede de BT e que converte a tensão DC de saída do painel fotovoltaico numa tensão AC, pronta a entregar na rede de BT.

Com base no modelo apresentado no capítulo 6, foi dimensionada a rede rural simulada. Esta rede é constituída por um posto de transformação que alimenta 4 conjuntos de habitações unifamiliares e dois conjuntos de pequenas indústrias, através de linhas de distribuição aéreas. Relativamente às cargas, considerou-se que existem 60% de cargas lineares e 40% de cargas não lineares.

Nesta rede foram dimensionados dois cenários de carga:

- - Carga Tipo Ponta, situação com o transformador a 94% da carga nominal;
- - Carga Tipo Vazio com o transformador a 24% da sua carga nominal.

Para a rede projectada e para cada um dos dois cenários de carga foram realizadas simulações com algumas UM (11% da potência nominal do transformador) e com UM correspondentes a 16% da potência nominal do transformador.

A introdução das UM na rede e tal como se pode verificar no capítulo 6, provoca um aumento generalizado na THD da tensão, no entanto nunca foi ultrapassado o limite de 8% presente na norma, visto que a percentagem de potência instalada de microgeração era relativamente baixa. É, no entanto importante referir que em todas as simulações realizadas se considerou que a rede estava perfeitamente equilibrada do ponto de vista da distribuição de cargas.

7.1 Sugestão de trabalho futuro

Como sugestão para trabalhos futuros seria interessante desenvolver um modelo de rede que incluísse um inversor controlado em corrente e tensão, permitindo assim que as simulações fossem ainda mais próximas da realidade. Este inversor poderia ainda ser simulado com diversos tipos de controlo, P, PI, PID, para assim se aferir qual o mais adequado à rede a simular.

Bibliografia

[1] - Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro.

[2] - Guia para a certificação de uma unidade de microprodução, disponível em http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf.

[3] - Despacho DGEG de 26 de Dezembro de 2011

[4] - Norma Portuguesa EN 50160, Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, 2001.

[5] - Direcção dos Serviços de Energia Eléctrica, Guia Técnico de redes Aéreas de Baixa Tensão em Condutores Isolados Agrupados em Feixe (Torçada), 2ª Edição, 1992, Direcção Geral de Energia - Ministério da Indústria e Energia, Lisboa

[6] - Quintas e Quinas Condutores Eléctricos Solidal, S.A. SOLIDAL - Condutores Eléctricos S.A. Guia Técnico 10ª Edição, 2007, Esposende

[7] - Schneider Electric, Catálogo Fabricante, disponível em: <http://www.schneiderelectric.pt/sites/portugal/pt/produtos-servicos/energy-distribution/products-offer/range-presentation.page>

[8] - Catálogo on-line Eurocabos disponível em: http://www.eurocabos.pt/catalogo/detalhes_produto.php?id=1199

[9] - Lopes, Sérgio, Avaliação dos Parâmetros de Qualidade de Energia Eléctrica em Sistemas de Microgeração, Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Lisboa

[10] - Renováveis na hora, lista de Inversores autorizados na instalação de UM, disponível em: http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm/cons equip?p_p_id=ConsultaEquipamentos&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_ConsultaEquipamentos_struts_action=%2Fext%2Fconsultaequipamentos%2Fconsulta

[11] - Catálogo Inversor Sunny Boy, disponível em: <http://www.sma.de/en/products/solar-inverters-with-transformer/sunny-boy-3300-3800.html>

[12] - Manual Cabos Eléctricos Baixa Tensão Cabelte, disponível em: www.cabelte.pt%2FLinkClick.aspx%3Flink%3DPT%252FManuais%252FManual_Cabos_Electricos_Baixa_Tensao.pdf

Anexo A

Tabela A.1 - Coeficientes de Temperatura [6]

Temperatura do ar ambiente θ_o , °C	Temperatura admissível na alma condutora em regime permanente θ_p , °C								
	65	70	75	80	85	90	95	100	105
0	1,36	1,32	1,29	1,27	1,24	1,23	1,21	1,20	1,18
5	1,31	1,28	1,25	1,23	1,21	1,19	1,18	1,17	1,16
10	1,25	1,23	1,20	1,18	1,17	1,16	1,14	1,13	1,13
15	1,20	1,17	1,16	1,14	1,13	1,12	1,11	1,10	1,10
20	1,13	1,12	1,11	1,10	1,09	1,08	1,07	1,07	1,07
25	1,07	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97
40	0,85	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93
45	0,76	0,79	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,89	0,89
50	0,66	0,71	0,75	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,86
55	0,54	0,61	0,67	0,71	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82
60	0,38	0,50	0,58	0,63	0,67	0,71	0,73	0,76	0,78
65		0,35	0,47	0,55	0,60	0,65	0,68	0,71	0,73
70			0,33	0,45	0,52	0,58	0,62	0,66	0,68
75				0,32	0,43	0,50	0,56	0,60	0,63
80					0,30	0,41	0,48	0,54	0,58
85						0,29	0,40	0,46	0,52
90							0,28	0,38	0,45
95								0,27	0,37
100									0,26

Tabela A.2 - Coeficientes de Proximidade [6]

Número de cabos multipolares ou de ternos de monopolares	1	2	3	4	5	6	7	8	> 9
Colocação em pranchas ou tabuletas não perfuradas	1,0	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70
Colocação no tecto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61
Colocação em tabuleiro perfurado	1,0	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72
Colocação em consola	1,0	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78

Tabela A.3 - Resistências Lineares dos Condutores em Função das Respectivas Secções [12]

Secção nominal (mm ²)	Resistência máxima, em c.c. a 20°C		
	Condutores de cobre recozido		Condutores de alumínio ou liga de alumínio, circulares ou sectoriais (Ω/km)
	Nu (Ω/km)	Revestido (Ω/km)	
0,5	36,0	36,7	n.a.
0,75	24,5	24,8	n.a.
1,0	18,1	18,2	n.a.
1,5	12,1	12,2	n.a.
2,5	7,41	7,56	n.a.
4	4,61	4,70	n.a.
6	3,08	3,11	n.a.
10	1,83	1,84	3,08
16	1,15	1,16	1,91
25	0,727	n.a.	1,20
35	0,524	n.a.	0,868
50	0,387	n.a.	0,641
70	0,268	n.a.	0,443
95	0,193	n.a.	0,320
120	0,153	n.a.	0,253
150	0,124	n.a.	0,206
185	0,101	n.a.	0,164
240	0,0775	n.a.	0,125
300	0,0620	n.a.	0,100