



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Fernando Rafael Marques Ribeiro

**ABORDAGENS PARA CONTROLO DE MICRO-REDES –
UM CASO DE ESTUDO SIMULADO NO DEEC**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor
Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e apresentada ao Departamento
de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

Julho de 2020



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
E DE COMPUTADORES

Abordagens para Controlo de Micro-redes - Um Caso de Estudo Simulado no DEEC

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Eletrotécnica e Computadores na Especialidade de Energia

Autor

Fernando Rafael Marques Ribeiro

Orientador

**Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira
Gomes**

Júri

Presidente Professor Doutor **Humberto Manuel Matos Jorge**
Professor da Universidade de Coimbra

Vogal Professor Doutor **Tony Richard de Oliveira de
Almeida**
Professor da Universidade de Coimbra

Orientador Professor Doutor **Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de
Oliveira Gomes**
Professor da Universidade de Coimbra

Coimbra, julho de 2020

This work was partially supported by project grant UIDB/00308/2020 and by the European Regional Development Fund through the COMPETE 2020 Program, FCT—Portuguese Foundation for Science and Technology within projects RESNED (CENTRO-01-0145-FEDER-029312.) and T4ENERTEC (POCI-01-0145-FEDER-029820), as well as by the Energy for Sustainability Initiative of the University of Coimbra

Agradecimentos

O trabalho desenvolvido nesta dissertação marca o culminar de uma etapa muito importante na minha vida, que só foi possível ser alcançada com a ajuda e apoio de várias pessoas as quais serei sempre muito grato.

Em primeiro lugar, quero começar por agradecer ao Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes por todo o apoio, ajuda e disponibilidade que teve comigo durante este percurso.

Quero também agradecer aos meus amigos que me acompanharam neste longo trajeto, sem vocês eu não teria conseguido chegar aqui! Ficarão para sempre lembrados os momentos únicos vividos durante estes anos.

Por fim, e mais importante que tudo, quero agradecer às pessoas mais importantes da minha vida, a minha família, mãe, pai e manos por me terem sempre acompanhado e motivado a nunca desistir dos meus sonhos.

A vós todos o meu muito obrigado.

Resumo

Nos dias de hoje, assiste-se a uma cada vez maior disseminação da geração distribuída, no entanto, este tipo de geração apresenta inúmeros desafios na sua integração em larga escala nos sistema de energia elétrica. Uma forma de lidar com tais desafios é por intermédio das micro-redes, que para além de permitirem integrar grandes quantidades de geração distribuída, incluindo renováveis variáveis, permitem também exercer uma mais intensa gestão da procura.

Além das micro-redes poderem operar em cooperação com a rede de energia elétrica, existe a possibilidade da operação em modo isolado, durante situações de emergência ou quando for técnica ou economicamente vantajoso. No entanto, em termos de controlo, a operação em modo isolado apresenta diversos desafios.

Nesta dissertação é proposto um sistema de controlo para uma hipotética micro-rede, com foco na operação em modo isolado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, desenhado principalmente para alimentar as cargas deste edifício durante situações de emergência.

O edifício em estudo apresenta como recursos de energia distribuída apenas recursos de tipologia DC, geração fotovoltaica e baterias de ião de lítio. Além destes recursos, o edifício dispõe ainda de algumas cargas que podem ser controladas. O sistema de controlo proposto, opera internamente em sistema de transformação de Park (DQ) e tem por base um controlador PI com os ganhos sintonizados através do método de Ziegler-Nichols.

Foram simulados diversos cenários críticos para esta micro-rede, durante os quais a resposta do sistema de controlo não comprometeu em termos de cumprimento das normas de estabilidade e qualidade de energia exigidas pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços de Energia). Foi ainda analisado as dinâmicas de um sistema de gestão de energia (SGE) aplicado ao controlo do estado de carregamento das baterias e a introdução na micro-rede de uma carga controlável de 10 kW com a qual foi possível simular ações de gestão da procura.

Neste trabalho é demonstrado que o sistema controlo proposto lida bem com as situações de operação crítica do DEEC, comprovando-se que a sua aplicação pode ser usada

neste edifício. As dinâmicas propostas para o SGE para auxílio ao sistema de controle também se demonstraram eficazes nas suas operações.

Todo o design do sistema de controle foi concebido através do software computacional MATLAB/SIMULINK, assim como todas as simulações para a análise da resposta do sistema de controle em situações críticas de operação.

Palavras-chave: Micro-redes, Operação Isolada, Controle de Frequência, Controle de Tensão, Baterias de Ião Lítio (BESS), Geração Fotovoltaica

Abstract

Nowadays, there is a constant growth in distributed generation. However, this kind of generation in large scale can cause many problems in conventional power systems operation. A better way to integrate a large scale of distributed generation based on variable renewables sources is through microgrids systems. Microgrids can also integrate demand response in power systems in a wisely way.

Beyond the possibility of a cooperation work between microgrid and the main grid, there is also the possibility of an isolated operation in emergency situations or when technical or economic issues demand it. However, in terms of control, the operation in isolated mode presents some challenges.

The present dissertation proposes a control system for an isolated operation of a hypothetical microgrid in the Department of Electrical and Computer Engineering from the University of Coimbra, built mainly to supply loads during emergency situations.

The building has only DC distributed energy resources, PV generation and a BESS system, there are also some loads that can be controlled. The internal loops of the present control system operate in Park transformation (dq reference frame) and the control system is based in an PI controller tuned by Ziegler-Nichols method.

It were simulated various critical operation scenarios for this proposal microgrid, for which the control system response was always stabilized under the limits required by ERSE standards. ERSE is the entity that regulates the power quality in Portugal. It was also analyzed the dynamics of an energy management system (EMS) applied to control the state of charge of the batteries and the introduction of a 10 kW dynamic load with which it was possible to simulate demand response actions.

In this work it is demonstrated that the proposed control system can deal with critical operation scenarios of DEEC, being provide that this system control can be applicable in this building. It was also been show the effectiveness of the proposed EMS.

All the work was designed in MATLAB/SIMULINK software, as well as all the simulations to test the control system response in the critical operation issues.

Keywords Microgrids, Isolated Operation, Frequency Control, Voltage Control, BESS, PV Generation

ÍNDICE

| | |
|---|-------|
| ÍNDICE DE FIGURAS | xii |
| ÍNDICE DE TABELAS | xvi |
| LISTA DE ACRÓNIMOS | xviii |
| 1 INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 Motivação | 1 |
| 1.2 Estrutura da Dissertação | 2 |
| 2 MICRO-REDES | 4 |
| 2.1 Definição | 4 |
| 2.2 Transição e Modos de Operação | 4 |
| 2.3 Tipologia das Micro-redes (DC, AC e Híbridas) | 6 |
| 2.4 Componentes de uma Micro-rede | 7 |
| 2.4.1 Geração Distribuída | 7 |
| 2.4.2 Armazenamento | 7 |
| 2.4.3 Cargas | 8 |
| 2.5 Softwares de Simulação de Micro-redes | 9 |
| 3 CONTROLO DE MICRO-REDES | 11 |
| 3.1 Controlo dos Inversores | 12 |
| 3.2 Controlo Primário | 14 |
| 3.3 Controlo Secundário | 20 |
| 3.4 Controlo Terciário | 22 |
| 4 ENQUADRAMENTO DO CASO DE ESTUDO | 24 |
| 4.1 Características do Edifício | 27 |
| 4.2 Perfis de Carga e Produção PV no ano de 2019 | 28 |
| 5 ESTRATÉGIA DE CONTROLO | 31 |
| 5.1 Modulação do controlador | 33 |
| 5.2 Inversor IFT DC/AC | 34 |
| 5.3 Conversor Elevador DC/DC | 35 |
| 5.4 Sistema de Gestão de Energia | 36 |
| 6 ANÁLISE DE RESULTADOS | 38 |
| 6.1 Análise em Regime Permanente | 39 |
| 6.1.1 Operação em Carga Mínima | 40 |
| 6.1.2 Operação em Carga Máxima | 42 |
| 6.2 Análise em Regime Transitório | 45 |
| 6.2.1 Variações de Carga | 45 |
| 6.2.2 Variações de Geração | 49 |
| 6.3 Estados de Carregamento da Bateria | 52 |
| 6.3.1 SOC a 90% e 95% | 52 |
| 6.3.2 SOC abaixo de 40% | 53 |

| | | |
|-------|--|----|
| 6.3.3 | SOC abaixo de 5%..... | 54 |
| 6.4 | Introdução de uma Carga Dinâmica | 54 |
| 7 | CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS | 57 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 59 |
| | ANEXO DAS TABELAS EN50160 | 66 |
| | APÊNDICE ARQUITETURA DA MICRO-REDE | 68 |
| | APÊNDICE SISTEMA DE CONTROLO DE TENSÃO/FREQUÊNCIA E SGE..... | 69 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Gerador Síncrono Virtual [21]..... | 12 |
| Figura 2 - Controlo Primário Centralizado [25]..... | 15 |
| Figura 3 - Controlo Primário Distribuído [25]..... | 15 |
| Figura 4 - Controlo mestre escravo [25] | 16 |
| Figura 5 - Curvas <i>Droop Control</i> [20] | 17 |
| Figura 6 - Modulação do Método <i>Droop Control</i> [25] | 18 |
| Figura 7 - Resposta da potência ativa da GD perante uma alteração de carga: a) droop control convencional b) droop control com termos derivativos [25]..... | 19 |
| Figura 8 - Impedância Virtual de Saída [25]..... | 20 |
| Figura 9 - Curvas <i>Droop Control</i> Controlo Primário e Secundário [28] | 21 |
| Figura 10 - Controlo Secundário Centralizado [30]..... | 22 |
| Figura 11 - Controlo Secundário Distribuído [27] | 22 |
| Figura 12 - Edifício do DEEC [37] | 27 |
| Figura 13 - Consumo de Energia por ano do DEEC [37] | 28 |
| Figura 14 - Produção e Carga média em kW no ano de 2019 | 29 |
| Figura 15 - Diagrama de Carga e Produção PV no dia 14/01/2019..... | 30 |
| Figura 16 - Diagrama de Carga e Produção PV no dia 15/08/2019..... | 30 |
| Figura 17 - Diagrama Unifilar da Micro-rede..... | 31 |
| Figura 18 - Esquemático de Controlo | 33 |
| Figura 19 - Inversor Trifásico baseado em IGBTs [45] | 34 |
| Figura 20 - Conversor Boost DC/DC | 35 |
| Figura 21 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e sem produção PV | 40 |
| Figura 22 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e sem Produção PV | 41 |
| Figura 23 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV | 41 |
| Figura 24 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV | 42 |
| Figura 25 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e sem produção PV | 43 |

| | |
|--|----|
| Figura 26 - - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e sem Produção PV | 43 |
| Figura 27 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e 30 kW de Produção PV | 44 |
| Figura 28 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV | 44 |
| Figura 29 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório para uma carga de 30 kW com introdução de uma carga de 3kW e 4 kVAr | 46 |
| Figura 30 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório para uma carga de 30 kW com introdução de uma carga de 3kW e 4 kVAr | 46 |
| Figura 31 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório de retorno para uma carga de 30 kW com a retirada de uma carga de 3kW e 4 kVAr | 47 |
| Figura 32 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório de retorno para uma carga de 30 kW com a retirada de uma carga de 3kW e 4 kVAr | 47 |
| Figura 33 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 170 kW carga na dinâmica do SGE | 48 |
| Figura 34 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento 170 kW de carga na dinâmica do SGE | 49 |
| Figura 35 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE | 50 |
| Figura 36 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE | 50 |
| Figura 37 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no ligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE..... | 51 |
| Figura 38 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no ligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE..... | 51 |
| Figura 39 - Variação das Potências no carregamento em função do SOC para o intervalo 90%-95% | 53 |
| Figura 40 - Variação das Potências no descarregamento em função do SOC para o intervalo 90%-95% | 53 |
| Figura 41 - Variação das Potências em função do SOC a 40%..... | 54 |
| Figura 42 - Variação das Potências em função do SOC a 5%..... | 54 |
| Figura 43 - Variação das Potências em função do tempo com Gestão da Procura | 55 |
| Figura 44 - Frequência, Distorção Harmónica Total da onda de tensão para ações do controlo da Gestão da Procura..... | 56 |
| Figura 45 - Arquitetura da Microrede..... | 68 |
| Figura 46 - Controlador de Tensão e Frequência | 69 |

| | |
|---|----|
| Figura 47 - Controlador para SOC Superior a 95% | 69 |
| Figura 48 - Controlador para SOC Inferior a 40%..... | 70 |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 - Valores Típicos do custo dos Componentes de uma Microrede [31] | 24 |
| Tabela 2 - Requerimentos de Tensão Fornecida segundo a norma EN50160 [43]..... | 66 |
| Tabela 3 -Valores Requeridos dos Harmónicos Individuais da Tensão até à Ordem 25 segundo a norma EN50160 [43] | 66 |

LISTA DE ACRÓNIMOS

- AC – Corrente Alternada
- AT – Alta Tensão
- BESS – *Battery Energy Storage System*
- BT – Baixa Tensão
- CCM – Controlador Central da Micro-rede
- CER – Comunidades de Energia Renovável
- DC – Corrente Contínua
- DSP – *Digital Signal Processor*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços de Energia
- GD – Geração Distribuída
- IFC – Inversores de Fonte de Corrente
- IFT – Inversores de Fonte de Tensão
- MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*
- MT – Média Tensão
- MPPT – *Maximum Power Point Tracking*
- OM – Operador de Mercado
- OSD – Operador do Sistema de Distribuição
- PAC – Ponto de Acoplamento Comum
- PI – Controlador Proporcional-Integral
- PLL – *Phase-Locked Loop*
- PV – Produção Fotovoltaica
- PWM – *Pulse Width Modulator*
- RED – Recursos de Energia Distribuída
- SEE – Sistemas de Energia Elétrica
- SGE – Sistema de Gestão de Energia
- SOC – *State-of-Charge*

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A produção de energia elétrica durante muitos anos foi realizada num contexto exclusivamente centralizado e com ampla utilização de combustíveis fósseis, recurso esgotável e poluente. Nos últimos anos várias medidas têm vindo a ser adaptadas com intuito de tornar os sistemas de energia elétrica mais sustentáveis e limpos [1].

Preocupações ambientais, fatores comerciais e económicos, juntamente com iniciativas promovidas pela Comunidade Europeia, têm sido as locomotivas que mais têm promovido e impulsionado a integração de geração proveniente de fontes renováveis nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE) da União Europeia [1]. Entre as medidas propostas encontra-se o incentivo ao aumento de produção de energia elétrica por tecnologias de geração dispersa com base em renováveis variáveis. No entanto, a disseminação destas tecnologias de geração nos sistemas convencionais de energia elétrica levanta questões críticas relativas a proteções, controlo, fiabilidade, entre outras [2]. Portanto, para que estas tecnologias de geração distribuída sejam integradas nos SEE de forma harmónica é necessário utilizar sistemas que auxiliam nesse processo, como é o caso das micro-redes.

No artigo 2 da **Diretiva (EU) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia** publicada a 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energias de fontes renováveis, é definido o conceito de Comunidade de Energia Renovável CER como: “Uma Comunidade de Energia Renovável é uma entidade jurídica que de acordo com a lei nacional aplicável, é baseada numa participação aberta e voluntária, é autónoma e é efetivamente controlada pelos seus membros ou acionistas. Cujos membros e acionistas são pessoas físicas, pequenas e médias empresas ou entidades locais, incluindo municípios. Tendo assim como objetivo principal proporcionar benefícios ambientais, económicos e sociais para os seus membros em vez de lucros financeiros” [3].

No artigo 22 também é referido que “As Comunidades de Energia Renovável deverão produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, através de acordos estabelecidos de compra e venda de energia.” Inclusive, também é referido no mesmo artigo que “Os Estados-Membros devem assegurar que os consumidores finais, em particular os

consumidores domésticos, tenham o direito de participar numa comunidade de energia renovável, mantendo os seus direitos e obrigações enquanto consumidores finais, sem estarem sujeitos a condições ou procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a sua participação nessa comunidade” [3].

Introduzindo o conceito das CER em que existe o incentivo para os consumidores terem um papel mais ativo na gestão da rede elétrica, aliado à dificuldade da integração de grandes quantidades de Geração Distribuída (GD) nos sistemas convencionais de energia elétrica, surgem as micro-redes como uma possível solução de englobar todos estes conceitos de uma forma dinâmica [1]. As micro-redes são sistemas que maximizam a utilização da GD através da execução de um controlo mais localizado. Este controlo localizado permite uma operação com maior precisão, fiabilidade e segurança da rede, assim como uma maior integração da gestão da procura no sistema [4]. Num sistema baseado em micro-redes é mantido um controlo dinâmico entre a geração distribuída, cargas e sistemas de armazenamento. A importante conjugação destes elementos com a rede leva a que os sistemas de energia elétrica se tornem mais sustentáveis e englobados no conceito de redes inteligentes [5].

Numa micro-rede ainda existe a possibilidade da operação em modo isolado, modo no qual se baseia fundamentalmente esta dissertação. No modo isolado é permitido à micro-rede que opere de forma isolada e independente da rede, utilizando para isso os recursos próprios da micro-rede, nomeadamente tecnologias de geração de energia proveniente de variáveis renováveis, para manter o fornecimento das cargas em períodos que a rede a montante à micro-rede não se encontra em serviço.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em sete capítulos. O primeiro capítulo é iniciado com uma parte introdutória ao tema e também é contextualizado os benefícios do uso das micro-redes nos SEE. No capítulo 2 é discriminado as principais características das micro-redes, modos de operação, tipologias de arquitetura, os principais componentes de uma micro-rede e os softwares mais utilizados em termos de simulação de micro-redes.

No terceiro capítulo é apresentada uma revisão da literatura focada no controlo das micro-redes, com ênfase no controlo em modo isolado. No quarto capítulo é descrito as

características dos diversos recursos existentes no DEEC, que podem fazer parte da micro-rede local, com principal foco na geração fotovoltaica, armazenamento instalado e gestão de cargas. Neste capítulo também é analisado os perfis de carga e de produção fotovoltaica do DEEC no ano de 2019.

No capítulo 5 é apresentado o sistema de controlo proposto e a parametrização dos componentes da micro-rede deste caso de estudo. No capítulo 6 é feita uma análise à qualidade de energia (tensão, frequência e corrente) resultante dos testes feitos à abordagem de controlo proposta. Dentro dos testes realizados são essencialmente verificados os regimes permanente e transitório em situações de operação crítica.

No último capítulo são apresentadas as conclusões retiradas deste caso de estudo e proposto trabalhos futuros que poderão complementar o trabalho realizado nesta dissertação.

2 MICRO-REDES

2.1 Definição

Tomando por base a definição do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, pode-se definir uma micro-rede por: *“Uma micro-rede é um grupo de unidades de geração distribuída e de cargas interligadas, com limites elétricos bem definidos, que atua perante a rede principal como identidade de controlo autónoma. A micro-rede pode operar interligada à rede principal ou de modo isolado”* [5].

De um modo geral uma micro-rede resume-se a uma porção de rede que se pode isolar do sistema a qualquer instante, funcionando de forma isolada e autónoma. Contendo para isso um sistema próprio de controlo e gestão que permite controlar de forma independente os seus elementos (geração distribuída, unidades de armazenamento e cargas) da rede principal.

A conexão à rede principal é estabelecida num único ponto, Ponto de Acoplamento Comum (PAC), no qual podem existir fluxos bidirecionais de potência entre a rede e a micro-rede. A interligação no PAC é feita através de um disjuntor que permite ligar e desligar a micro-rede da rede principal [6].

Quando a micro-rede não possui qualquer interligação com a rede principal, é denominada de micro-rede isolada [7]. Estes casos acontecem principalmente em zonas remotas que por motivos técnicos e económicos a ligação à rede principal não se torna viável.

2.2 Transição e Modos de Operação

As micro-redes são desenhadas para operarem a maior parte do tempo em modo interligado, operando em modo isolado em apenas algumas situações específicas. Essas situações podem ser definidas por situações de emergência ou situações pré-planeadas.

No caso de a necessidade da transição para o modo isolado ser derivado a uma situação de emergência, como é o caso da existência de eventos anómalos a micro-rede deteta esses eventos através de algoritmos adequados, embebidos no sistema de controlo, e procede imediatamente ao seu autoisolamento [7]. A transição nestas situações para o modo de operação isolado é feita de forma rápida, criando inerentes perturbações na frequência e na tensão da micro-rede. Logo após a desconexão, a potência ativa e reativa que se encontra

em déficit na micro-rede deve ser imediatamente restabelecida pelos Recursos de Energia Distribuída (RED). Os RED são as tecnologias que a micro-rede têm para obter energia localmente, tais como (*fuel cells*, micro-geradores convencionais, geração fotovoltaica, etc.) e sistemas de armazenamento distribuído (*flywhells*, baterias, etc.) [8].

Quando existe a necessidade de operação em modo isolado, devido por exemplo à necessidade de efetuar manobras de manutenção na rede a montante à micro-rede, a transição para o modo isolado é realizada de forma pré-planeada. No momento desta transição o sistema de controlo da micro-rede reajusta as potências de saída dos RED para que no PAC, o fluxo de potência seja nulo entre a micro-rede e a rede distribuição [9]. Desta forma, não existe nem excesso nem déficit de potência entre os RED e as cargas no momento após a transição, reduzindo assim a possibilidade deste processo causar instabilidades transitórias.

O processo de reconexão após uma emergência deve ser executado de forma autónoma. Isto é, após estarem reunidas as condições de segurança para continuação de serviço da rede principal, o sistema de controlo da micro-rede deve regular os valores de potência ativa e reativa de saída dos RED, adequando a frequência e a tensão da micro-rede com os valores de referência da rede principal procedendo, após estarem reunidas as condições de interligação, à reconexão.

As microredes apresentam diferenças entre o modo acoplado e modo isolado em termos de controlo e estratégia de operação [6]. Em termos gerais, no modo acoplado a prioridade da operação recai sobre fatores económicos e de maior aproveitamento de geração renovável. Enquanto que, no modo isolado a prioridade é a estabilidade do sistema devido à maior dificuldade de controlo.

No modo acoplado a frequência e a tensão da micro-rede são impostas pela rede principal [6], pelo que, a micro-rede só tem como função acomodar as potências de saída dos RED de acordo com o pré-despacho (ajustado para que se tenha o maior aproveitamento possível a geração local renovável) e realizar alguns serviços auxiliares à rede principal. Neste modo sempre que existe um déficit/excesso de potência na micro-rede, a rede principal injeta/absorve potência garantindo o equilíbrio entre a geração e a procura.

Quando a micro-rede opera em modo isolado, isto é, de uma forma autónoma e sem qualquer ligação com a rede principal, é o sistema de controlo interno da micro-rede que estabelece a frequência e a tensão do sistema, através do controlo dinâmico entre a

geração local, sistemas de armazenamento e cargas controláveis. Devido à maior dificuldade de controlo deste modo, a estabilidade do sistema é levada como prioridade, sendo os fatores económicos menos relegados para segundo plano [10].

2.3 Tipologia das Micro-redes (DC, AC e Híbridas)

Uma micro-rede pode ser de tipologia DC (Corrente Contínua), AC (Corrente Alternada) ou híbrida. No dimensionamento de uma micro-rede, a tipologia a ser escolhida deve ter em consideração fatores económicos, tipologia dos RED, rácio de cargas AC e DC no sistema e fiabilidade da tipologia [11].

Nas micro-redes AC todos os elementos são ligados a um barramento AC comum, os RED e as cargas de tipologia DC são ligadas a um barramento comum através de inversores DC-AC. A tipologia AC é a mais utilizada em micro-redes tanto em casos de teste como em casos reais [11], devido principalmente a esta tipologia ser tipicamente implementada de forma radial, podendo ser adaptada a uma rede de distribuição sem ser necessário haver alterações estruturais significativas [5].

Quando a tipologia da micro-rede é desenhada num sistema DC, todos os elementos da rede estão ligados a um barramento comum DC, a geração AC é ligada ao barramento DC comum através de retificadores AC-DC e as cargas são alimentadas através de um inversor DC-AC.

Apesar das facilidades na implementação das micro-redes AC, as micro-redes DC apresentam em contrapartida maiores vantagens. Estas vantagens podem ser descritas como redução de perdas de energia (principalmente devido à redução de conversores AC/DC), maior facilidade na integração de elementos DC (como é o caso da geração fotovoltaica e os bancos de baterias) [5] e redução da necessidade de geração síncrona [11]. Por outro lado, nas micro-redes DC existem problemas associados à atuação das proteções.

As micro-redes híbridas são uma combinação das micro-redes DC e AC, constituídas tanto por barramentos DC como AC. Podendo assim, acoplar os elementos à micro-rede com o mínimo de necessidade de conversão de energia elétrica, independentemente da tipologia do elemento.

2.4 Componentes de uma Micro-rede

2.4.1 Geração Distribuída

Um dos grandes incentivos à adoção de um sistema baseado em micro-redes, é a capacidade de estas incorporarem grandes quantidades de geração distribuída provenientes de fontes renováveis variáveis, garantido por um controlo exercido localmente e mais perto da geração. A utilização de geração proveniente de fontes não renováveis nas micro-redes pode ser utilizada para compensar a intermitência e a falta de disponibilidade da geração renovável variável.

As tecnologias de geração distribuída necessitam normalmente de um sistema de conversão de eletrónica de potência para se tornarem controláveis e permitirem o acoplamento às micro-redes [5]. No entanto, alguns geradores convencionais de maior potência, que operam a 50/60 Hz podem ser ligados diretamente à rede dependendo da estratégia de controlo adotada na micro-rede. Enquanto que, as microturbinas de alta velocidade que operam a maiores frequências, necessitam de um conversor AC-AC para manter a frequência e tensão de saída igual aos valores de referência da micro-rede [7].

A GD é constituída por unidades de geração que tendem a ter baixa potência (entre 1 kW e 50 MW) [6] e podem ser categorizadas como despacháveis e não despacháveis. As unidades despacháveis como é o caso dos geradores a diesel são totalmente controláveis. Enquanto que as unidades não despacháveis, como é o caso da geração eólica e fotovoltaica, têm um perfil intermitente e a sua saída de potência não é uma variável controlável, no sentido de ser despachável [7].

Entre as tecnologias de geração distribuída mais utilizadas nas micro-redes encontram-se a geração fotovoltaica, turbinas eólicas, *fuel cells*, geradores a diesel e turbinas a gás [12].

2.4.2 Armazenamento

A presença de geração renovável nas micro-redes leva à necessidade da integração de sistemas de armazenamento, que proporciona reservas de energia que podem ser utilizadas quando não existe disponibilidade de geração renovável variável. O sistema de armazenamento pode simular a resposta inercial dada pelas máquinas síncronas, absorvendo temporariamente desequilíbrios entre a geração e a procura [7].

Para o armazenamento de energia as tecnologias como baterias (BESS), sistemas hidroelétricos com sistema de bombagem, sistemas de armazenamento de ar comprimido, *flywheels*, armazenamento térmico, armazenamento de hidrogénio e supercondensadores são as tecnologias que estão mais em estudo hoje em dia para aplicação nas micro-redes [7].

O uso do armazenamento motiva a que a operação da GD despachável proveniente de fontes de energia não renovável, seja feita de forma mais eficiente, reduzindo o custo e as consequentes emissões produzidas pelas matérias primas usadas nestas unidades de geração.

Apesar dos benefícios do armazenamento, estes sistemas ainda apresentam fortes entraves para serem integrados em maior escala, com exceção da hídrica com bombagem. Como fatores limitantes estão o custo de aquisição destas tecnologias e a falta de sistemas de controlo e gestão apropriados para integrar este tipo de sistemas [13].

2.4.3 Cargas

Dentro de uma micro-rede é habitual categorizarem-se as cargas de acordo com a criticidade de fornecimento de energia, dividindo-se em cargas críticas, cargas essenciais controláveis e cargas deferíveis.

As cargas críticas são cargas que devem ser continuamente alimentadas, são as mais importantes e o incumprimento destas cargas pode, em certas situações, trazer graves consequências [14]. As cargas essenciais controláveis são cargas que, sendo normalmente alimentadas continuamente, caso seja necessário poderão ser desligadas durante breves instantes, em detrimento de reduzir o pico de carga e garantir o fornecimento das cargas críticas [15]. Por fim, as cargas deferíveis são cargas que não tem um período para funcionar específico por haver uma dissociação entre a utilização do serviço de energia e o “consumo” de energia, sendo na hierarquia de prioridade de fornecimento as últimas e as primeiras a serem desligadas quando necessário. São ajustáveis e o seu fornecimento é gerido de forma a deslocar a sua operação para períodos de tempo mais convenientes para o sistema ou para o consumidor.

Quando a micro-rede transita para o modo isolado, uma percentagem da carga poderá ter de ser desligada/deferida para que o balanço de potência entre a geração e a procura não seja comprometido [15].

2.5 Softwares de Simulação de Micro-redes

Para efeitos de simulação de casos de estudo de micro-redes, os softwares apresentados a seguir, são os mais utilizados. O software escolhido e usado como ferramenta de simulação para esta dissertação foi o MATLAB/SIMULINK. A escolha desta ferramenta baseou-se em dois fatores determinantes, em primeiro lugar, por ser um software com licença gratuita para a comunidade da Universidade de Coimbra e em segundo, por ser a ferramenta que é mais utilizada no âmbito da tipologia do caso de estudo.

DER-CAM – É um software de otimização de micro-redes desenvolvido pela *Berkley Lab*. Simula configurações de micro-redes introduzindo geração distribuída, sistemas de armazenamento e cargas. Tem como objetivos principais minimizar os custos operacionais das micro-redes e as emissões de CO₂. Permite encontrar uma solução de compromisso, entre custo e emissões, para a micro-rede a implementar [16].

HOMER PRO – Software desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory*, que em termos de simulações de micro-redes assemelha-se ao DER-CAM podendo introduzir gestão da procura e alguns controlos básicos, tendo como objetivos minimizar o custo de investimento e operação. Amplamente usado em ambiente tecnológico, é um dos softwares mais populares em contexto de micro-redes [16].

MDT (*Microgrid Design Toolkit*) – Software da *Sandia National Laboratory* e financiado pelo *DOE's (Department of Electricity of United States of America)*. Foi desenvolvido para fornecer aos utilizadores informações sobre custos, performance e fiabilidade em fases iniciais de planeamento. Funciona, pois, como uma ferramenta de apoio à decisão para a conceção de micro-redes. O MDT tem sido muito usado pelo DOE em projetos de demonstração de planeamento de micro-redes [16].

SGCT (*Smart Grid Computational Tool*) – Software desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* através de financiamento da *DOE's ARRA (American Recovery and Reinvestment Act)*. O SGCT permite calcular o retorno monetário que uma rede inteligente pode trazer no futuro. O SGCT é uma ferramenta de análise tecno-económica que se concentra na análise de custo-benefício do sistema a longo prazo, em vez da simulação ou otimização baseada no balanço energético das tecnologias [16].

GRIDLAB-D - É um simulador de redes inteligentes desenvolvido pela *Pacific Northwest National Laboratory*. O GRIDLAB-D pode ser usado para vários tipos de simulação relacionados com a micro-rede, tais como gestão da procura, regulação de tensão,

simulação da resiliência da micro-rede, armazenamento e controlo de baterias, gestão energética da micro-rede e redução de picos de carga. O GRIDLAB-D pode ser interligado com outros programas de simulação como o MATLAB ou o VOLTRON permitindo a introdução de algoritmos de controlo [16].

MATLAB/SIMULINK – Software da *Matworks* utilizado nas mais variadas áreas da engenharia dada a sua versatilidade. Em termos de micro-redes é um software que permite a modulação dos componentes da micro-rede e implementação de algoritmos de controlo. Permite usar modelos de elementos pré-configurados através da biblioteca SIMSCAPE POWER SYSTEMS que simplifica a modulação das micro-redes. A sua versatilidade permite fazer uma análise em regime transitório e permanente da resposta em frequência e em tensão. Podendo ser analisadas as mais variadas variáveis do sistema em função do tempo.

3 CONTROLO DE MICRO-REDES

No modo interligado existe a vantagem de a micro-rede estar ligada à rede principal, constituída por geração síncrona em larga escala, capaz de acumular energia cinética suficiente para garantir uma resposta inercial eficaz [17]. Este tipo de máquinas também proporciona reservas girantes, as quais atuam com prontidão de forma controlável no restabelecimento da estabilidade da frequência do sistema e regulação da tensão.

Desta forma, no modo interligado a rede principal absorve os desvios de frequência e tensão da micro-rede. O sistema de controlo da micro-rede desempenha neste modo de operação a acomodação das potências de saída dos RED, gestão da procura e providencia alguns serviços auxiliares à rede principal [4]. Estas características são explicadas em maior detalhe na secção 3.4 referente ao controlo terciário.

Em modo isolado, que é o modo em foco nesta dissertação, existem problemas mais complexos e desafiantes em termos de controlo e estabilidade do sistema [4]. Operando de forma autónoma, a frequência e tensão dentro da micro-rede deve ser mantida pelos RED.

A GD apresenta baixa inércia ou até inexistente (caso da geração DC) em comparação com os sistemas convencionais de energia, sendo que grande parte dessa geração é proveniente de fontes renováveis variáveis, principalmente de eólica e fotovoltaica, as quais trazem problemas associados à intermitência da geração devido à imprevisibilidade atmosférica.

Dadas as características das micro-redes, os sistemas de controlo são maioritariamente implementados através de estratégias baseadas em conversores de eletrónica de potência [18]. A utilização de Inversores de Fonte de Tensão (IFT) permite que os RED se tornem reguláveis em termos de tensão e frequência.

A simulação de inércia rotacional imita uma resposta idêntica à que é garantida pelas máquinas síncronas nos sistemas convencionais de energia elétrica. Este processo realiza-se através da atuação da GD em paralelo com os sistemas de armazenamento [19], criando assim uma inércia virtual e operando estes elementos numa dinâmica denominada de geradores síncronos virtuais [20]. Na figura 4, é representado o esquema equivalente do funcionamento de um gerador síncrono virtual, no qual pode ser observado um bloco de controlo (*model calculation*) que usa um sistema de armazenamento como recurso de ajuda a um RED na resposta de controlo à micro-rede.

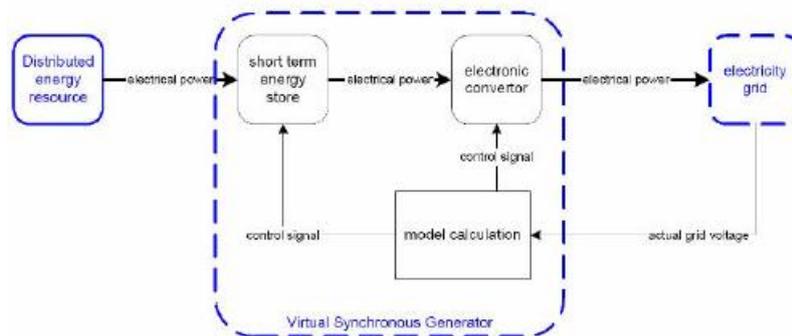


Figura 1 - Gerador Síncrono Virtual [21]

As micro-redes são controladas através de sistemas hierárquicos, idênticos aos sistemas convencionais de energia elétrica, sendo esses sistemas hierárquicos constituídos por três camadas: controlo primário, secundário e terciário. De uma forma geral, o controlo primário é constituído por controladores internos de corrente e tensão que controlam diretamente a potência de saída dos RED. O controlo secundário é responsável por regular as variações de tensão e frequência causadas pelas ações do controlo primário e o controlo terciário é responsável pela gestão de energia da micro-rede, regulando os fluxos de potência entre a rede de distribuição e a micro-rede [20].

3.1 Controlo dos Inversores

Em oposição aos geradores síncronos de maior potência que podem ser ligados diretamente à micro-rede, maioritariamente dos RED existentes nas micro-redes, mesmo que convencionais, são de baixa potência e necessitam de ser ligados às micro-redes através de conversores de eletrónica de potência para se tornarem controláveis. Um RED pode ser tanto um elemento de geração distribuída como um sistema de armazenamento distribuído. O elemento mais importante desta interface são os inversores DC/AC que podem ser classificados em Inversores de Fonte de Corrente (IFC) ou em Inversores de Fonte de Tensão (IFT) [20].

Num sistema baseado em conversores em vez de serem utilizadas como variáveis diretas de controlo a frequência e a tensão, como nos sistemas convencionais, é realizado o controlo da corrente e da tensão que permite determinar as variações de potência da geração e da procura ao longo do tempo (demonstrado no subcapítulo seguinte). A regulação da potência de saída dos RED é realizada através das operações de controlo exercidas nos controladores de corrente e de tensão internos dos inversores IFT e IFC, enquanto que a

amplitude e a frequência da tensão à saída dos inversores é regulada pelo tempo de disparo dos semicondutores presentes nos inversores [20].

Em termos de controlo, os IFT são constituídos por uma malha interna de controlo de corrente e por uma malha externa de controlo de tensão que operam conjuntamente em cascata¹. Estes inversores são cruciais para o funcionamento da micro-rede em modo isolado, pois regulam e estabelecem a amplitude e a frequência da tensão da micro-rede em parceria com a injeção das quantidades ideais de potência, mantendo assim o equilíbrio dentro da micro-rede e os valores de referência exigidos [22].

Os IFC consistem numa malha interna de controlo de corrente, responsável pela determinação da corrente de saída do inversor, e numa malha de captação de fase (PLL), que tem como função rastrear a frequência e a fase de uma onda sinusoidal, garantindo assim, que a onda de tensão gerada pelo inversor IFC se mantém em sincronismo com a onda de tensão gerada pelos inversores IFT [20]. Os RED acoplados a inversores IFC injetam para a micro-rede os valores de potência ativa e reativa determinados pelo sistema de controlo (controlo terciário), sendo executado um seguimento preciso destes valores estabelecidos, devido à alta performance dos controladores de corrente [6].

Na operação isolada da micro-rede os IFT são conectados aos RED despacháveis, que têm a capacidade de se reajustarem em termos de potência de saída, podendo estes valores ser regulados de acordo com as variações do sistema. Os inversores IFT podem ser aplicados apenas a um único inversor (mestre único) ou a vários inversores (múltiplos mestres) [18], definindo-se desta forma quantos elementos têm função reguladora na micro-rede. Quando estes inversores operam no modo interligado à rede, é alterado o seu comportamento de IFT para IFC, para desempenharem um controlo PQ (controlo que ajusta as potências de saída para valores contantes ao longo do tempo, mesmo em períodos de variações de tensão e frequência) [20].

Os IFC são normalmente aplicados em fontes de geração não despachável, tais como geração PV (Geração Fotovoltaica) ou geração eólica, atuando em parceria com algoritmos de *maximum power point tracking* (MPPT), extraindo-se o máximo de potência fornecida por estas fontes de geração renovável [6][23].

¹ Sistema de controlo em que um segundo controlador opera consoante a resposta do primeiro controlador

De um modo geral, a escolha do tipo de inversor aplicado a cada RED é baseada nas características do recurso de energia distribuída em causa e no papel proposto a desempenhar na micro-rede.

3.2 Controle Primário

O controle primário ou também conhecido como controle local é o primeiro nível da hierarquia de controle, tem um tempo de ação praticamente instantâneo e a sua função é manter o equilíbrio da potência injetada pelos RED com a potência das cargas [24]. Um desequilíbrio reflete-se numa alteração da amplitude ou da frequência da onda de tensão que alimenta as cargas, consequência do desequilíbrio momentâneo entre a geração e a procura. Após a ocorrência de um desequilíbrio, o sistema de controle ajusta as potências de saída dos RED restabelecendo novamente o valor nominal da amplitude e da frequência da onda de tensão à saída de cada IFT.

Em termos de implementação, o controle primário divide-se em métodos baseados em comunicações e métodos sem comunicações. Os métodos baseados em comunicações, podendo ser controle centralizado, controle distribuído ou controle mestre-escravo, apresentam vantagens tais como melhor distribuição de carga, fornecimento com melhor qualidade de energia e uma resposta transitória mais estável. No entanto, estes métodos são mais caros, menos resilientes e mais complexos de implementar comparados aos métodos que não requerem comunicações [25].

Na figura 2 é apresentado o controle primário centralizado. Nesta abordagem de controle o Controlador Central da Micro-rede (CCM) controla a potência ativa e reativa de cada RED através de um canal de comunicação ligado ao controlador local de cada inversor [19]. Como representado na figura, a malha de captura de fase (PLL) impõe os valores de fase e frequência definidas pelo CCM para a onda de tensão à saída de cada inversor. O módulo de distribuição de carga localizado no CCM calcula a carga total do sistema e define o valor de referência da corrente, em amplitude e fase, para cada RED. O controlador de tensão regula constantemente a tensão de saída dos inversores de acordo com o valor de referência (valor igual para todos os inversores) [19]. Esta técnica de controle requer um sistema de comunicação com alta largura de banda tornando este método caro, assim como a possibilidade da existência de pontos únicos de falha [25].

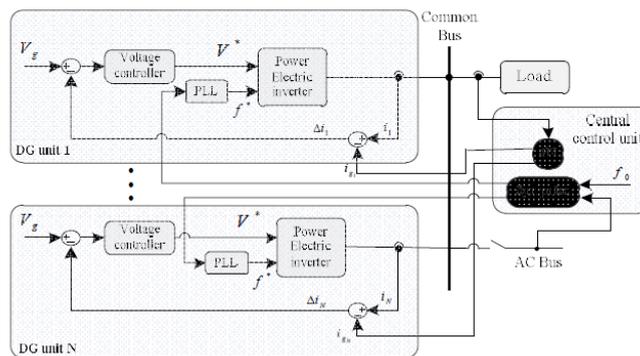


Figura 2 - Controlo Primário Centralizado [25]

No controlo primário distribuído não existe uma comunicação direta do controlo primário com o CCM, embora nesta abordagem de controlo o CCM não participe nas ações de controlo primário, o CCM efetua outras funções nas outras camadas da hierarquia de controlo (secundária e terciária).

Nesta estratégia de controlo, um circuito de controlo interno em cada inversor é responsável por efetuar o controlo primário de forma independente aos outros inversores. É através de um barramento comum de compartilhamento entre os inversores que os valores de referência, referentes a tensão e corrente são fornecidos para cada inversor.

Na figura 3 é representado o esquema equivalente desta técnica de controlo. A frequência e a amplitude da tensão de saída de cada inversor são reguladas pelos reguladores de corrente e tensão representados na figura. Apesar de não ser necessária comunicação com o CCM nesta técnica de controlo, existem algumas desvantagens nesta abordagem devido à necessidade das interligações dos inversores com o barramento de compartilhamento comum, inviabilizando a possibilidade de uma futura expansão, assim como a baixa redundância que é dada ao sistema [25].

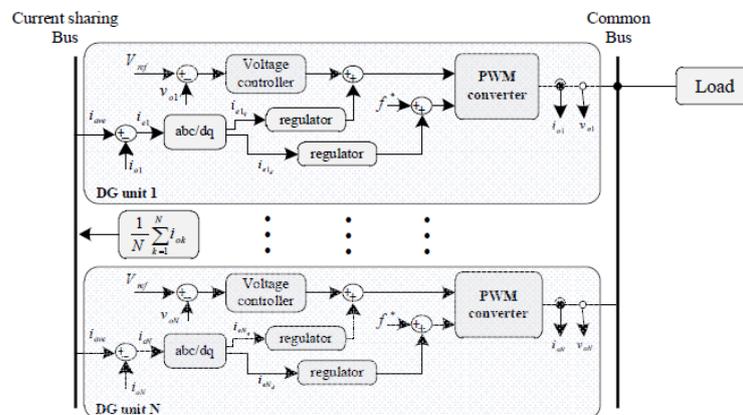


Figura 3 - Controlo Primário Distribuído [25]

O controlo primário mestre-escravo é constituído por uma unidade geração que funciona como mestre e as restantes como escravos. A unidade mestre regula a tensão de saída e determina os valores da corrente de referência para as unidades escravas [19]. Cada escravo segue os valores de referência fornecidos pela unidade mestre para se obter uma correta distribuição da carga pelos RED. Em caso de uma falha no mestre, a estratégia de controlo reconfigura o sistema para que uma unidade escrava passe a operar como novo mestre. Este método apresenta excelente performance no processo de distribuição de carga, mas por outro lado, pelo facto da corrente do mestre não ser controlada podem existir desequilíbrios da corrente de saída durante períodos transitórios [19].

Tal como nos controlos anteriormente apresentados existe a impossibilidade de expansão e falta de redundância devido à necessidade de uma infraestrutura de comunicações para a operação. Na figura 4 é representado o esquema de controlo deste sistema [25].

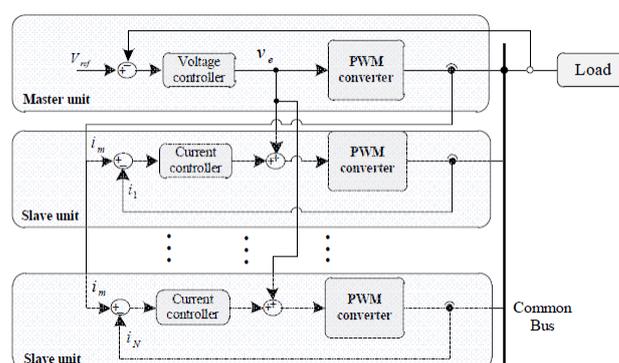


Figura 4 - Controlo mestre escravo [25]

Os métodos baseados em sistemas sem comunicações utilizam estratégias do tipo *droop control*, funcionando o controlo primário com ação localizada. As vantagens deste tipo de implementação são a oportunidade de ter uma micro-rede que pode operar com elementos mais dispersos, flexibilidade, oportunidade de expansão e alteração da estrutura da micro-rede devido à versatilidade da função *plug-and-play* (característica a esta estratégia), maior redundância e aumento da simplicidade de implementação. A eliminação da dependência de um sistema de comunicações para funcionamento do controlo primário, reduz a probabilidade de uma falha comprometer o funcionamento total da micro-rede. Em contrapartida estes sistemas apresentam imprecisão no processo de distribuição de carga, lenta resposta transitória e não impedem a circulação de correntes entre os inversores [26]. A circulação de corrente entre inversores é dada pela dificuldade de conseguir regular a

tensão e a frequência à saída de cada inversor de forma precisa no método *droop control*, surgindo por vezes circulação de correntes indesejadas entre os mesmos [27].

No método de *droop control* convencional é estabelecida uma relação direta entre P-f e Q-V, podendo ser descrito este método matematicamente pelas expressões (1) e (2).

$$\omega = \omega^* - G_P(s) \cdot (P - P^*) \quad (1)$$

$$E = E^* - G_Q(s) \cdot (Q - Q^*) \quad (2)$$

Representando ω a frequência e E a amplitude da tensão de saída, sendo ω^* e E^* os respetivos valores de referência. P e Q representam a potência ativa e reativa, e respetivamente P^* e Q^* os valores de referência. $G_P(s)$ e $G_Q(s)$ representam as funções de transferência aplicadas aos controladores (tipicamente proporcional) que podem ser representadas na figura 5 [20].

Através da continua monitorização da tensão e corrente da micro-rede os valores de potência ativa e reativa são constantemente calculados. Alterações nestes valores induzem a novos valores de potência ativa e reativa. Através dos módulos de controlo *droop control* representados pelas equações (1) e (2) são gerados novos valores de frequência e tensão baseados nos valores de potência ativa e reativa de desvio, como pode ser demonstrado no esquema equivalente deste modelo na figura 6. Na figura 5 pode ser observado que variações de potência ativa variam a frequência do sistema e variações de potência reativa variam a amplitude da tensão.

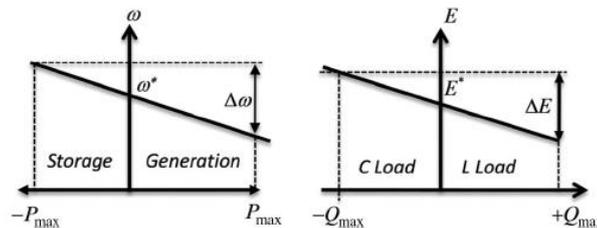


Figura 5 - Curvas *Droop Control* [20]

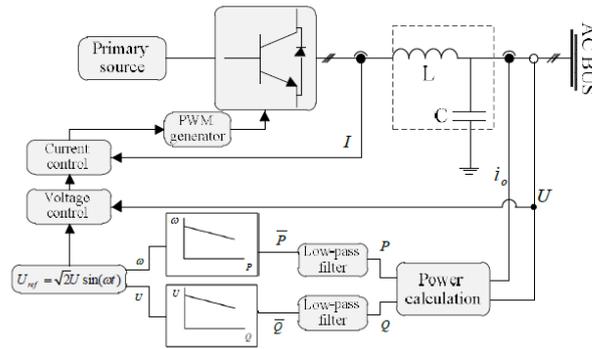


Figura 6 - Modulação do Método Droop Control [25]

Contudo a implementação do *droop control* convencional requer que a impedância de saída do inversor seja indutiva [20]. Nas equações (3) e (4) estão representadas as equações de controlo convencionais do *droop control* aplicadas na alta tensão, onde X é a reatância, R a resistência, P a potência ativa, Q a potência reativa, U1 é a tensão à saída da geração e U2 a tensão na carga. Como na alta tensão as linhas são muito mais indutivas que resistivas, a resistência das linhas pode ser ignorada, para além de normalmente o ângulo de potência δ ser pequeno.

$$U_2 \sin \delta = \frac{XP - RQ}{U_1} \quad (3)$$

$$U_1 - U_2 \cos \delta = \frac{RP + XQ}{U_1} \quad (4)$$

Desse modo, o cosseno de δ é aproximadamente 1 e o seno de δ pode ser descrito por δ . Transformando as equações (3) e (4) em (5) e (6), respetivamente.

$$\delta = \frac{XP}{U_1 \times U_2} \quad (5)$$

$$U_1 - U_2 = \frac{XQ}{U_1} \quad (6)$$

No caso das redes de baixa tensão, em que o rácio R/X é elevado, não se verifica um desacoplamento entre a potência ativa e reativa como na alta tensão, o que torna desafiante exercer um controlo separado destas duas variáveis nas operações de controlo [28]. Este método tem várias desvantagens que inviabilizam a sua utilização nas redes de baixa tensão, dadas como fraca capacidade de regulação de frequência, incapacidade de lidar

com cargas não lineares, respostas transitórias indesejáveis, circulação de corrente entre as unidades de geração e valor de *ripple* indesejável na potência de saída dos inversores [25].

Para corrigir estas adversidades é recorrente a utilização de métodos que melhoram a funcionalidade do *droop control* convencional, tais como termos derivativos ou a introdução de uma impedância virtual no sistema no controlo.

A introdução de termos de derivativos melhora a dinâmica da resposta transitória do *droop control*. Com a introdução de termos derivativos as equações (1) e (2) são modificadas para as equações (7) e (8).

$$\omega = \omega^* - k_p P - c_p \frac{dP}{dt} \quad (7)$$

$$E = E^* - k_q Q - c_q \frac{dQ}{dt} \quad (8)$$

Nas equações (7) e (8), c_p e c_q são os coeficientes usados para melhorar a resposta transitória dos RED. A adição de termos derivativos não tem influência direta em regime permanente, interferindo apenas no aumento da estabilidade da resposta dinâmica do sistema em regime transitório. Na figura 7 pode-se observar como a adição de termos de derivativos ao sistema convencional de *droop control* aplicado nas redes de baixa tensão, aumenta a estabilidade da resposta dinâmica do sistema [25].

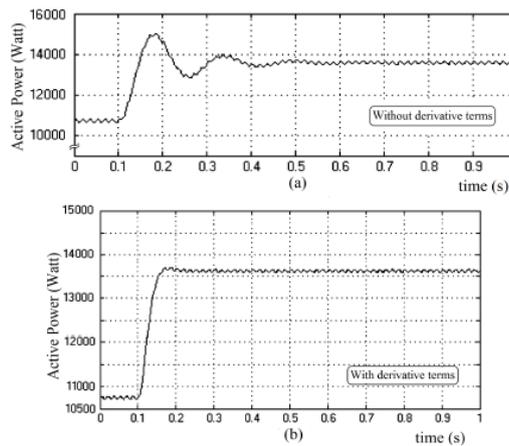


Figura 7 - Resposta da potência ativa da GD perante uma alteração de carga: a) droop control convencional b) droop control com termos derivativos [25]

Outro método, que permite resolver o problema do acoplamento entre a potência ativa e reativa nas micro-redes de baixa tensão, é a introdução de uma impedância virtual no

sistema de controle. Representado na figura 8, esta impedância virtual simula uma impedância indutiva à saída do inversor. Desta forma a tensão de referência (E_{ref}^*) é representada pela equação (9) [25].

$$E_{ref}^* = E^* - Z_v(s)i_0 \quad (9)$$

Representando $Z_v(s)$ a impedância virtual de saída, esta impedância com o dimensionamento indutivo apropriado permite desacoplar a potência ativa da potência reativa, verificada nas equações (5) e (6), resolvendo o problema da dominância resistiva nas redes de baixa tensão. Com a introdução da impedância virtual o sistema passa a ser controlado de acordo com as equações (5) e (6). Contudo este método apresenta alguma complexidade de implementação e não garante uma adequada regulação de tensão, assim como aumento de perdas, de acordo com [25].

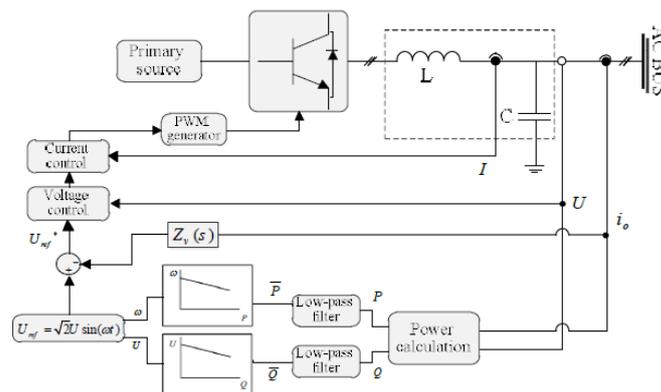


Figura 8 - Impedância Virtual de Saída [25]

3.3 Controle Secundário

Nos métodos não baseados em estratégias de *droop control* a estabilização de frequência não é necessária devido às propriedades do controle, tendo o controle secundário funções tais como melhorar o funcionamento global da micro-rede, através da estabilização dos perfis de tensão, redução das perdas de conversão de energia e distribuição da carga total pelos diferentes barramentos de geração [4].

O controle secundário nos métodos baseados em *droop control* além das funções citadas anteriormente realizadas para os métodos sem *droop control*, atua também com a função de corrigir os desvios de frequência e tensão causados pela ação do controle primário. O controle secundário é parametrizado para ter um tempo de resposta mais elevado que o

controle primário para possibilitar o desacoplamento entre estas duas camadas da hierarquia de controle. Reduzindo deste modo a largura de banda necessária do sistema de comunicação (por não haver um fluxo tão grande de informação nas vias de comunicação relativos aos controles) e garantindo que o controle secundário tem o tempo necessário para realizar cálculos mais complexos (relacionados ao cálculo dos novos pontos de funcionamento dos RED) [7]. No entanto, o tempo de resposta do controle secundário deve ser parametrizado para ser inferior ao tempo de disparo dos relés que protegem o sistema de desvios de tensão e frequência [29].

Após a ação do controle primário, o controle secundário monitoriza os valores instantâneos de saída de frequência e tensão dos conversores e compara-os com os valores de referência [29]. Os desvios entre estes valores são processados através de compensadores, sendo calculados novos pontos de funcionamento para os RED acoplados aos IFT.

Na figura 9 é representado a ação do controle primário que atua em primeira resposta com base nas curvas do *droop control*, e a ação em seguida após alguns segundos do controle secundário que reajusta os ganhos das equações (1) e (2) para que as características do *droop control* se adequem ao novo ponto de funcionamento [29].

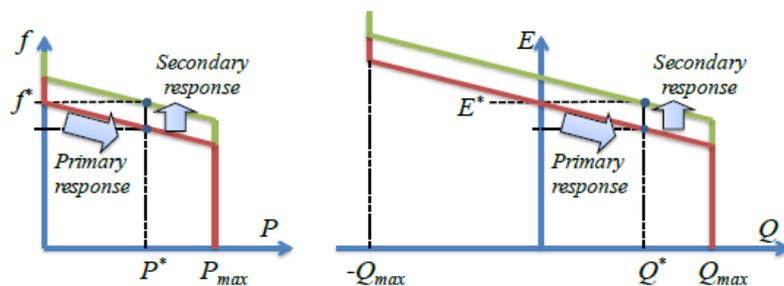


Figura 9 - Curvas *Droop Control* Controle Primário e Secundário [28]

Para métodos com *droop control* o controle secundário pode ser dividido em controle centralizado e descentralizado. Na figura 10 é demonstrado o diagrama de controle secundário centralizado, em que o controle primário é feito localmente e o controle secundário executado centralmente. Os parâmetros são medidos localmente e enviados através de um sistema de comunicação de baixa largura de banda para o CCM, onde está localizado o controle secundário. O controle secundário recebe as medições dos novos parâmetros, efetua uma comparação com os valores de referência e efetua os cálculos dos novos pontos de funcionamento, enviando de seguida esses valores para o controle primário de cada RED [30].

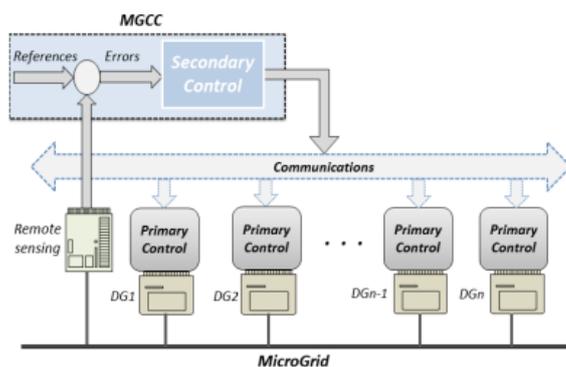


Figura 10 - Controlo Secundário Centralizado [30]

Na estratégia de controlo secundário centralizado existe a possibilidade de uma falha no CCM comprometer a total operação do sistema. É proposto em [30] uma abordagem de controlo descentralizada com o controlo primário e secundário a operarem ambos localmente. Na figura 11 é apresentado o diagrama desta estratégia de controlo, com o controlo secundário a ser colocado entre o controlo primário e o sistema de comunicações. Nesta abordagem o controlo secundário recebe parâmetros medidos nos outros RED (frequência, tensão, potência ativa e potência reativa) através do sistema de comunicações. Com base nestas informações o controlo secundário local da RED ajusta o controlo primário, removendo os erros em regime permanente.

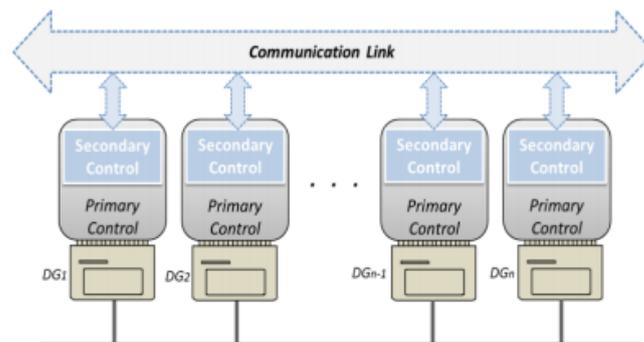


Figura 11 - Controlo Secundário Distribuído [27]

3.4 Controlo Terciário

Localizado no CCM, o controlo terciário, ou também denominado de Sistema de Gestão de Energia (SGE), é a camada mais alta da hierarquia de controlo. Tem como função introduzir “inteligência” ao sistema, procurando a otimização da operação da micro-rede no contexto económico e de baixas emissões atmosféricas [5], atuando em parceria com o Operador de Sistema de Distribuição (OSD) e o Operador de Mercado (OM). O SGE gere

os fluxos de potência entre a micro-rede e a rede principal, efetua a gestão da procura e define através do pré-despacho os valores de potência ativa e reativa a serem injetados por cada RED na micro-rede.

O controlo terciário tem maior relevância no modo acoplado com a rede pois permite que sejam tomadas decisões de gestão dos recursos em que se viabilize a máxima utilização de renováveis, redução de emissões atmosféricas e maximização dos lucros sem comprometer a fiabilidade do sistema.

Para o cálculo do despacho económico e coordenação das unidades geradoras são usados métodos deterministas e métodos estocásticos. Estes métodos têm como objetivo minimizar o custo de operação e o risco de problemas técnicos. Como variáveis de estudo são tidos em conta, custos de produção, custos das matérias primas, custos de manutenção, degradação dos equipamentos, previsão de carga, previsões meteorológicas e custo da energia fornecida pela rede principal [5]. O despacho económico define a quantidade de potência a ser injetada por cada RED no sistema, tendo em conta as necessidades de carga e priorizando sempre o baixo custo de energia. No modo acoplado o despacho económico pode ser feito de uma forma mais amplamente otimizada, devido à troca existente de fluxos de potência entre a micro-rede e a rede.

4 ENQUADRAMENTO DO CASO DE ESTUDO

Num cenário de crescente disseminação da geração distribuída, nomeadamente de geração renovável variável (eólica e solar), pode ser interessante analisar a integração destes recursos para a contribuição da capacidade de autossuficiência de um edifício. Nomeadamente, pode ser interessante avaliar a possibilidade de variados recursos (geração, armazenamento e gestão de cargas) terem objetivos diversos: autossuficiência, minimização das trocas com a rede ou minimização dos custos do abastecimento de energia proveniente da rede e maximização da utilização dos recursos locais.

Partindo da atual situação do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores (DEEC) da Universidade de Coimbra em termos de aproveitamento dos recursos energéticos existentes (produção fotovoltaica, armazenamento e alguma carga controlável) é proposto para esta dissertação a implementação de uma micro-rede. Nesta proposta é analisado em particular a operação em modo isolado da micro-rede durante períodos de emergência, que permite manter o fornecimento das cargas em momentos de interrupções dos serviços de energia por parte da rede de distribuição.

Devido a vários fatores, custos e benefícios de instalar uma micro-rede é difícil fazer uma avaliação em termos de retorno económico, sem primeiro haver uma análise exaustiva de todos os detalhes do sistema a implementar. No entanto, o que tem maior peso em termos de custo numa micro-rede é a instalação dos RED, que representa entre 30% a 45% do custo da micro-rede, como pode ser visto na tabela 1 [31], o qual o DEEC já tem instalado uma parte considerável dos RED necessários para este caso de estudo.

Tabela 1 - Valores Típicos do custo dos Componentes de uma Microrede [31]

| Component | Cost Ratio | Description |
|---|------------|---|
| Energy resources | 30-45% | Energy storage; controllable loads; DG (renewable generation, CHP) |
| Switchgear protection and transformers | 20% | Switchgear utility interconnection (including low-cost switches, interconnection study, protection schemes, and protection studies) |
| Communications and controls | 10-20% | Standards and protocols; control and protection technologies; real-time signals; local supervisory control and data acquisition (SCADA) access; power electronics (smart inverters, DC bus) |
| Site engineering and construction | 30% | A&E (system design and analysis); system integration, testing and validation |
| Operations and markets | 5-15% | Operation and maintenance; market (utility) acceptance |

Dependendo do caso de estudo e das necessidades do consumidor, as micro-redes podem nem sempre ser viáveis. Mesmo quando tudo aponta para que a implementação de uma micro-rede é rentável, torna-se difícil desenvolver um estudo económico detalhado, requerendo um significativo investimento na análise e em softwares sofisticados para se determinar o custo real da micro-rede e a respetiva rentabilidade [31].

Para esta micro-rede no modo isolado existem dois meios de o sistema obter energia, através da geração fotovoltaica e através das baterias, não existindo utilidade em fazer uma análise económica em termos de recursos. No entanto, para que se possa tirar o maior proveito da geração, aliado à necessidade de manter a fiabilidade do sistema no fornecimento das cargas, o objetivo na parametrização do sistema de controlo é aproveitar sempre o máximo de geração renovável disponível, através da injeção total da energia gerada, nas cargas. Quando houver um excesso de produção em relação ao consumo essa energia é armazenada nas baterias.

Em termos de desenho do sistema de controlo, dado que os RED disponíveis são apenas de tipologia DC, ou seja, sem existência de elementos de geração síncrona e, portanto, sem nenhuma inércia rotacional disponível no sistema. A operação terá de ser baseada unicamente em inversores, com a estabilidade do sistema a ser garantida pelas baterias.

Os controladores normalmente utilizados nas micro-redes são categorizados pelo seu sistema de base de referência, podendo operar em referência síncrona (DQ), estacionária ($\alpha\beta$) ou natural (abc). A referência síncrona (DQ) está normalmente ligada a variáveis DC e normalmente feita por intermédio de controladores PI [7].

Em certas micro-redes é necessário usar abordagens de sintonização em que os ganhos do controlador PI são reguláveis, tais como lógica difusa, *particle swarm optimization*, entre outros [32]. No entanto, a complexidade da implementação por trás destes métodos torna-se por vezes difícil de aplicar em micro-redes que não se conhece todos os detalhes específicos do sistema.

Com esse propósito, e também como em modo isolado os RED reguladores são baterias, que são um tipo de sistema de armazenamento de resposta rápida, é proposto para este caso de estudo um sistema de controlo desenhado para efetuar as operações de controlo baseado num controlador Proporcional-Integral (PI), com ganhos pré-determinados através do método de sintonização Ziegler-Nichols. Os controladores desta tipologia, também conhecidos como controladores PI convencionais, são muito utilizados hoje em dia em

processos industriais [33]. Apesar deste tipo de controladores não poder ser aplicado a certos sistemas devido à sua dificuldade de resposta em sistemas não lineares a sua simplicidade, fiabilidade e custo efetivo a nível estrutural tornam estes controladores hoje em dia uma boa opção custo-benefício [32].

O sistema de controlo proposto neste trabalho para o caso de estudo em análise permite a manutenção do funcionamento de boa parte da carga (ou mesmo a totalidade) de forma eficaz e eficiente. Sempre cumprindo as normas de qualidade de energia fornecida à carga que são exigidas pela ERSE em Portugal.

Não havendo muitos estudos com as características presentes neste caso de estudo, existem, ainda assim, algumas abordagens em que o princípio de controlo usado se assemelha ao caso estudado. Estes casos assemelham-se principalmente na utilização de baterias como elemento principal na regulação da frequência e tensão.

Em [34] é apresentada uma micro-rede em modo isolado com baixa inércia e alta penetração de geração renovável. Para esse caso de estudo a bateria é usada para manter a frequência dentro da micro-rede não dependendo, portanto, da baixa inércia presente na micro-rede para manter a frequência estável. Enquanto que a regulação da tensão é mantida pela regulação da excitação de um gerador a diesel em parceria com um *droop control* Q/P aplicado à geração renovável variável para atenuar a variação involuntária da tensão.

Em [35] é proposto um controlo para auxílio ao controlo de frequência nas micro-redes baseado em baterias com uma estratégia de controlo de um *droop control* convencional e uma função de emulação de inércia virtual. O sistema proposto apresentou falhas em relação às normas exigidas de qualidade de energia fornecida em fase transitória, com uma distorção harmónica de 24% em certos eventos.

Em [36] é proposto o modelo que mais se assemelha ao caso de estudo desta dissertação. Com fontes de energia unicamente de tipologia DC, geração PV, baterias e uma *fuel cell*. A *fuel cell* é utilizada apenas como fonte para manter o estado de carregamento das baterias acima de 20% e permitir deste modo a operação por tempo indeterminado. No entanto o sistema opera para valores muito inferiores de carga aos propostos nesta dissertação. Para este sistema foi necessário usar um controlador baseado em lógica difusa para sintonização do controlador PI.

4.1 Características do Edifício

Pertencente à Faculdade de Ciências da Universidade de Coimbra o edifício do DEEC foi construído no ano de 1996, podendo ser vista uma foto aérea na figura 12. Constituído por 9 pisos, divididos por 5 torres e por 3 blocos de torres menores como pode ser observado na fotografia aérea [37]. O edifício no seu interior contém salas de aula, gabinetes, laboratórios, serviços administrativos, salas de estudo, bar, loja de fotocópias e garagem. No departamento também funcionam três institutos de investigação com fins não lucrativos [37].



Figura 12 - Edifício do DEEC [37]

Algumas medidas têm vindo a ser implementadas nos últimos anos em busca de um aumento de eficiência energética e redução de consumos [37]. Desde a troca das tradicionais lâmpadas T8 por tecnologia LED e aprimoramento do controlo de iluminação, aquecimento, ventilação e ar condicionado. Pode ser visto no na figura 13, como estas medidas tem vindo a ter um resultado efetivo na redução de consumos anuais de ano para ano no departamento. Quebrando a linha de tendência decrescente, no ano de 2013 devido à temperatura média do verão ter sido elevada, resultou numa grande utilização de equipamentos particulares de ar condicionado que se refletiu num aumento do consumo [37].

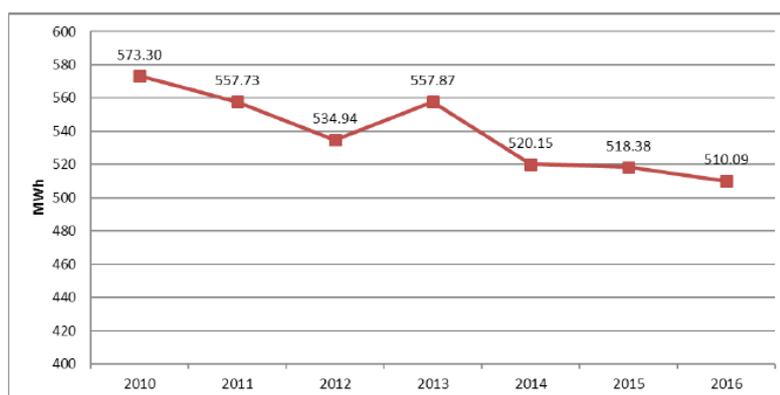


Figura 13 - Consumo de Energia por ano do DEEC [37]

O DEEC é fornecido pela rede de distribuição em regime de média tensão com uma potência contratada à rede de 292 kW. Apresentando consumos anuais em torno de 500 MWh [37]. Em 2017 foi instalado um sistema de geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento para promover uma política de autoconsumo no edifício e aproximar cada vez mais o DEEC de um edifício NZEB (*Near Zero Energy Buildings*) [37].

Foram instalados 292 painéis fotovoltaicos de 270 W da marca AXITEC [38][39], perfazendo uma potência total instalada de 78,84 kWp. A geração PV garante uma produção média anual de 115,59MWh, o que em termos de produção representa 21% do consumo médio anual do edifício [40].

Atualmente estão instaladas 3 baterias de íões de lítio com 9,8 kWh cada do modelo RESU-10H, fabricadas pela empresa LG Chem [40], perfazendo um total de 29,4 kWh de baterias instaladas usadas essencialmente para armazenar energia em períodos de menor consumo.

4.2 Perfis de Carga e Produção PV no ano de 2019

Pela análise da figura 14, verifica-se que a carga média mensal, calculada com base num registo de monitorização em intervalos de 15 minutos ao longo do ano, é menor no Verão devido a ser um período em que os alunos estão de férias, não havendo tanto acesso ao DEEC e a carga de arrefecimento ser, possivelmente, menor do que a carga devida ao aquecimento.

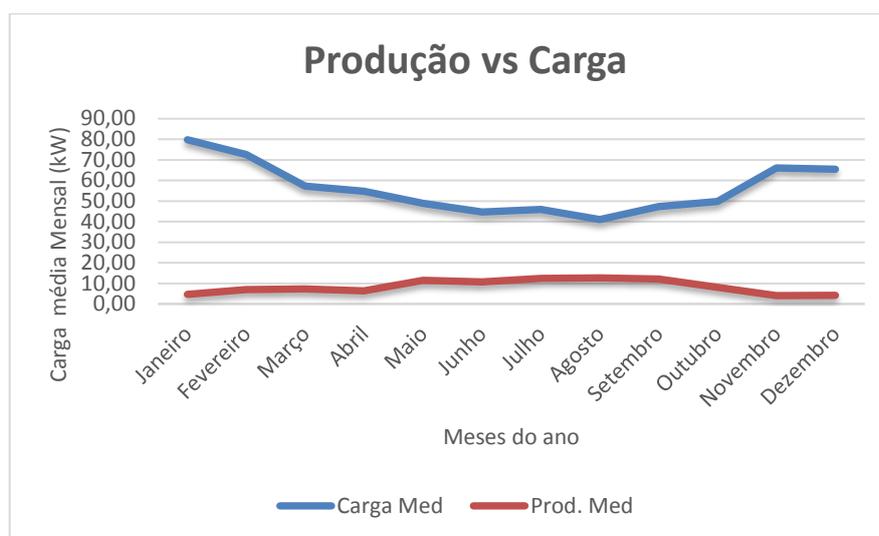


Figura 14 - Produção e Carga média em kW no ano de 2019

No ano de 2019 o pico de produção foi registado às 16h00 do dia 26 de julho com uma ponta de 59,90 kW de produção. As pontas de produção no inverno localizam-se em torno de 30 kW, enquanto que no Verão se localizam em torno de 50 kW.

O pico de carga no ano de 2019 registou-se às 19:15 do dia 10 de dezembro, com uma carga atípica acima de 250 kW entre as 19:15 e as 20h15. Fora deste período a ponta foi registada como 184,68 kW às 16h15 do dia 22 de janeiro. A carga mínima, verifica-se para valores próximos a 30 kW.

Analisando um dia de inverno, figura 15 (a azul a carga média e a vermelho a potência média da geração PV), particularmente o dia 14/01/2019 pode-se observar que a geração não ultrapassa os 30 kW de produção. O período solar neste dia foi entre as 7h55 e 17:31 [41], verificando-se pelo diagrama que a produção se situa entre as 8h30 e as 17h00 horas. Relativamente ao diagrama de carga, neste dia denota-se uma maior afluência durante o período diurno, no entanto verifica-se uma carga mais elevada em relação aos outros meses do ano durante a noite. Este fenómeno pode ser explicado por o mês de janeiro e fevereiro pertencerem à época de avaliação do primeiro semestre, existindo uma maior utilização do edifício neste horário pelos alunos. Coincidindo com o período de Inverno, existe uma provável utilização de equipamentos de aquecimento individuais que se reflete numa carga mais elevada [37].

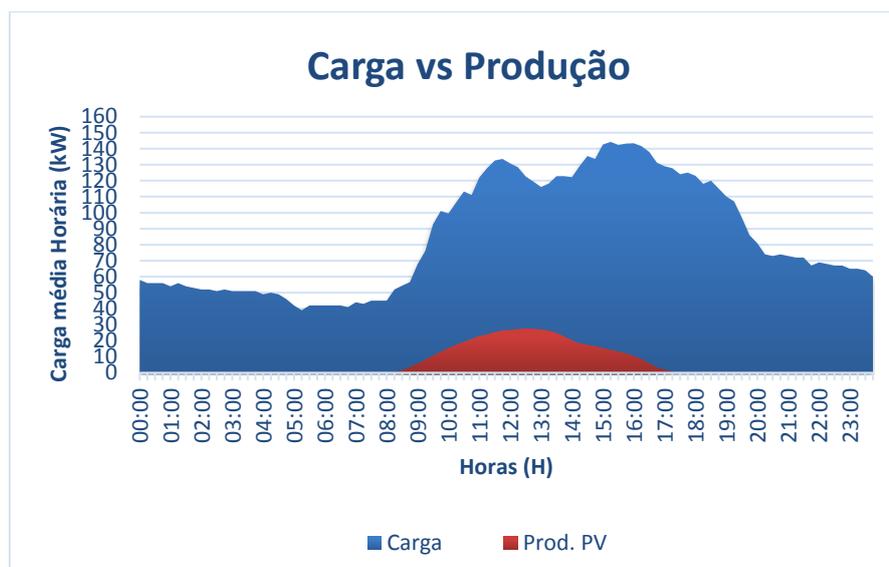


Figura 15 - Diagrama de Carga e Produção PV no dia 14/01/2019

Analisando um dia de Verão, figura 16, em particular o dia 15/08/2019, pode-se constatar que a produção é bastante mais elevada em relação ao período de Inverno, devido a um maior número de horas solares (06h45-20h31) [41] e maior irradiação solar nas horas de maior produção. Atingindo um pico de produção acima de 50 KW entre as 12h00 e as 16h00, chegando até a satisfazer a carga em certos períodos sem necessidade de comprar energia à rede.

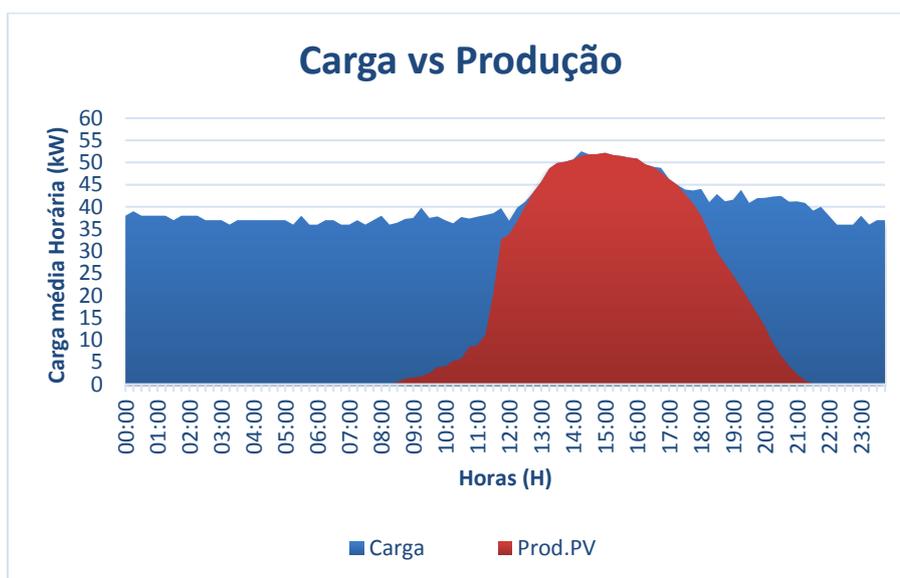


Figura 16 - Diagrama de Carga e Produção PV no dia 15/08/2019

A carga apresenta valores relativamente baixos e estáveis ao longo do dia, devido a estar em causa a análise de um dia pertencente ao período de férias e de Verão.

Considerando esta análise, pode constatar-se que a carga do DEEC varia normalmente entre 30 kW e 200 kW. Com a carga mínima a ser por vezes contabilizada apenas pela alimentação do *datacenter* presente no DEEC e de alguns equipamentos informáticos [37].

5 ESTRATÉGIA DE CONTROLO

Tal como já foi referido anteriormente o objetivo desta dissertação é implementar uma microrede no DEEC, através de uma estratégia de controlo capaz de manter o fornecimento do departamento, apenas com recursos DC, durante a operação em modo isolado. A estrutura da micro-rede proposta para o DEEC pode ser observada na figura 17. Este sistema propõe o uso como recursos de energia distribuída a geração fotovoltaica existente e através de um aumento da capacidade instalada, as baterias. É necessário a introdução de um conversor elevador DC/DC para elevar a tensão à saída dos RED e de um inversor de fonte de tensão que controla a forma de onda da tensão do lado AC da rede.

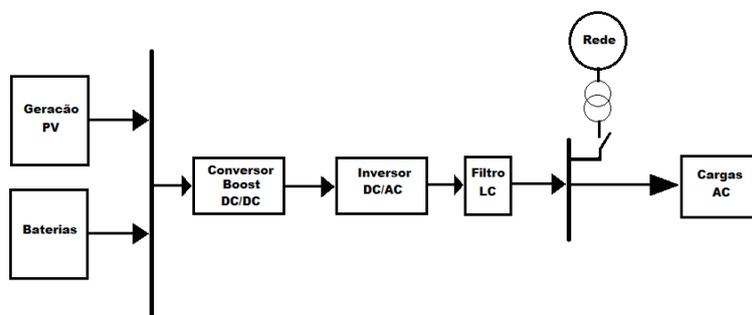


Figura 17 - Diagrama Unifilar da Micro-rede

Devido à distância entre a geração e a procura ser relativamente curta e a micro-rede pertencer a uma entidade única, utilizou-se uma estratégia de controlo primário centralizado que é abordado na secção 3.1 desta dissertação. Desta forma, o sistema de controlo é baseado numa resposta centralizada e pertence à subsecção dos controladores primários baseados em comunicações. Como abordado anteriormente, os controladores centralizados, são essencialmente constituídos por duas camadas de controlo, o controlo primário e um controlo terciário, também denominado de sistema de gestão de energia.

Na implementação do modelo na ferramenta de simulação SIMULINK foi utilizado um modelo predefinido com as características dos painéis fotovoltaicos Axitec 270P que estão instalados no DEEC. Perfazendo uma potência total instalada de 78,84 kWp divididos em 292 painéis, aproximando o modelo o mais possível da realidade.

As baterias instaladas apresentam uma capacidade muito reduzida, cerca de 29 kWh, as quais foram instaladas no DEEC com o propósito de promover uma política de autoconsumo. Implementar uma micro-rede baseada apenas nesta capacidade instalada requeria que as baterias se mantivessem sempre com um nível de carregamento próximo ao máximo, permitindo alimentar apenas a carga mínima de 30 kW durante uma hora. Desta forma, foi necessário para este caso de estudo aumentar a capacidade das baterias, para que possa haver um dinamismo idêntico à proposta existente de autoconsumo e haver reservas necessárias para uma possível operação isolada. Esta adição de baterias também será útil futuramente caso haja um aumento da geração variável local, aumentando o aproveitamento dos recursos existentes localmente, promovendo o autoconsumo da geração própria do edifício e reduzindo a energia comprada à rede de distribuição.

Foram adicionadas 7 baterias iguais às já instaladas, perfazendo uma capacidade total de 93 kWh instalados, representando um acréscimo de custo de 35.000 euros. Com esta adição é possível garantir um aproveitamento dinâmico entre a proposta de autoconsumo e a possibilidade de haver sempre uma percentagem de bateria suficiente para garantir a operação isolada em situações de emergência. Estas baterias também garantem que o sistema possa operar com cargas mais elevadas durante maiores períodos de tempo, permitindo testar com maior dinâmica situações críticas para o sistema de controlo proposto, assim como também o consequente aumento da redundância do sistema devido a haver um maior número de baterias a operar em paralelo.

A micro-rede foi parametrizada para operar num intervalo entre 30 e 200 kW. O limite mínimo serve para garantir que valores baixos de carga não criem situações transitórias comprometedoras e o limite máximo garante que a carga não ultrapassa valores muito altos de corrente que comprometam a qualidade de energia fornecida às cargas, correntes que podem se refletir numa distorção harmónica elevada e saturação do débito máximo de corrente das baterias.

5.1 Modulação do controlador

O sistema de controlo construído, figura 18, baseia-se na base de cálculo em sistema DQ que é obtida através da transformação do sistema trifásico abc. A transformação de sistema abc para sistema DQ converte variáveis temporais e de componente oscilatória em variáveis estáticas e não dependentes das componentes temporais [42]. Para esta situação a variável V_d é dada pelo valor de pico da tensão trifásica de alimentação das cargas, representada pela variável V_{abc} . Como parâmetro de entrada para o processo transformação entre sistemas é necessária a fase de V_{abc} , portanto utilizou-se uma malha de captura de fase (PLL) capaz de rastrear continuamente a fase e a frequência da onda sinusoidal.

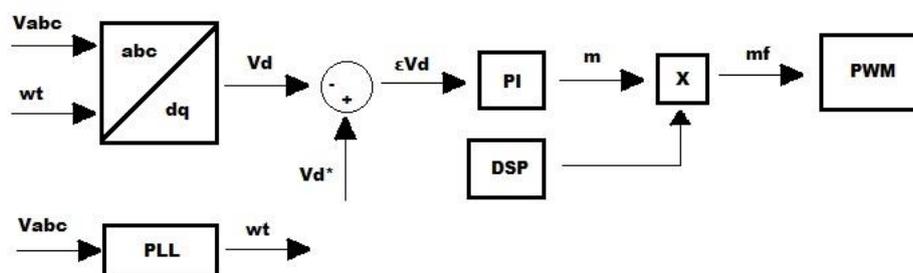


Figura 18 - Esquemático de Controle

Após a determinação do valor instantâneo V_d , este valor é comparado com o seu valor de referência V_d^* , dado por $400 * \sqrt{2}$ (valor de pico para tensão eficaz de 400 V). O resultado desta operação serve como parâmetro de entrada a um controlador PI que define a modulação da onda de saída do inversor necessária para que esta se adeque ao valor de referência. O controlador proporcional-integral PI foi parametrizado através do método de sintonização Ziegler-Nichols, tendo sido definido um valor de ganho proporcional de 0,4275 e um ganho integral de 0,0008 para este controlador.

Três Processadores Digitais de Sinal (DSP)² foram parametrizados para emitirem 3 sinais com amplitude de 1 V, frequência de 50 Hz e desfasamento de 120° entre si. As formas de onda são convergidas num único sinal através da utilização de um multiplexer e multiplicadas pelo valor de modulação definido à saída do controlador PI. O resultado desta multiplicação determina o valor de referência para ação do Pulse Width Modulator (PWM).

² Microprocessador muito utilizado no controlo de sistemas PWM aplicados a inversores de fonte de tensão [43]

O PWM controla a duração dos impulsos aplicados aos interruptores semicondutores controlados presentes no inversor, que neste caso são IGBTs [44]. Deste modo é então feita a regulação da frequência e tensão da micro-rede.

5.2 Inversor IFT DC/AC

O sistema é constituído por apenas um inversor trifásico DC-AC baseado em 6 IGBTs e um filtro LC à saída para amortecer a componente harmónica da onda de saída, representado na figura 19.

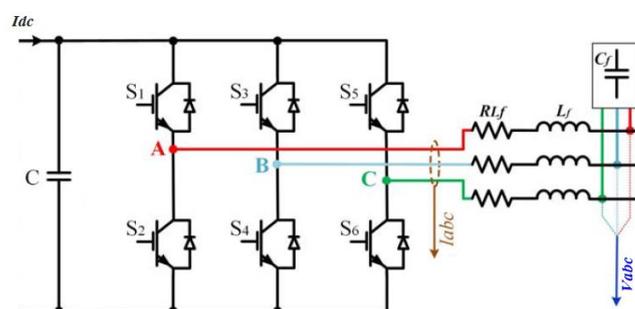


Figura 19 - Inversor Trifásico baseado em IGBTs [45]

Este inversor é um inversor de fonte de tensão (IFT), tipo de inversor que permite controlar a frequência e a tensão aplicada aos terminais da carga (abordado na secção 3.1). Este inversor foi concebido para ter uma natureza de inversor formador de rede [22]. As ações dos IGBTs são controladas por um PWM que controla a frequência e a tensão eficaz na carga através da duração dos impulsos de comando destes semicondutores.

O filtro à saída do inversor tem um papel fundamental na estabilização harmónica da onda de tensão, que foi calculado através das equações (10) e (11) [45]. Representando U a tensão eficaz de alimentação das cargas, f a frequência da onda de tensão e P_{pf} a potência de pico instalada por fase.

$$Lf = \frac{0.1U^2}{2\pi f P_{pf}} \quad (10)$$

$$Cf = \frac{0.04f P_{pf}}{2\pi U^2} \quad (11)$$

5.3 Conversor Elevador DC/DC

Um conversor *boost* ou conversor elevador, representado na figura 20, é um conversor capaz de elevar a tensão DC à saída do conversor perante um valor de tensão entrada mais baixo. Para este caso, é aplicado para aumentar a tensão do lado DC da micro-rede de 400 V para 700 V. A necessidade de aumentar a tensão do lado DC é devido ao valor de pico da onda de tensão do lado AC ser equivalente a 565 V ($400 * \sqrt{2}$), e quando existe a modulação de um sinal DC para onda AC é necessário que o valor DC seja superior ao valor de pico AC.

Quando o MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*) entra em condução a tensão V_{diodo} fica negativa, ficando o diódo inversamente polarizado. Neste cenário a corrente que circula na bobina L apresenta sempre valores instantâneos positivos. Como durante este processo a derivada da corrente na bobina tem valor positivo e o valor da tensão aos seus terminais também é positiva, a bobina armazena energia [44].

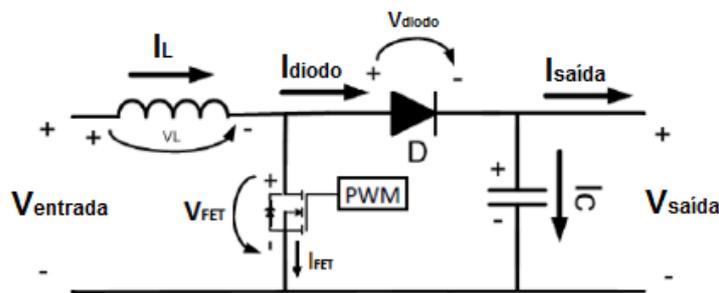


Figura 20 - Conversor Boost DC/DC

Quando o MOSFET transita para a fase de bloqueio, o diódo D passa a conduzir e a energia armazenada na bobina é transferida para o lado da carga. Durante este processo a tensão aplicada à saída do conversor é dada pela soma da tensão de entrada mais a tensão aos terminais da bobina, garantindo que o valor de tensão à saída é superior ao valor de entrada [44].

O *duty cycle*, definido como variável *Duty* é calculado pela equação (12) e é dada pela relação entre a tensão de entrada e tensão de saída do conversor elevador. O duty cycle define a percentagem de tempo durante um ciclo que o PWM de controlo do MOSFET tem valor unitário, definindo-se assim a porção de tempo que o MOSFET está em condução ou em bloqueio.

$$\frac{V_{\text{saída}}}{V_{\text{entrada}}} = \frac{1}{1 - \text{Duty}} \quad (12)$$

A bobina L e condensador C são calculados pelas equações (13) e (14),

$$L = \frac{V_{entrada} * Duty}{\Delta I_{entrada} * f_s} \quad (13)$$

$$C = \frac{I_{saída\ máx} * Duty}{\Delta V_{saída} * f_s} \quad (14)$$

5.4 Sistema de Gestão de Energia

É comum associar-se o SGE a um ponto de vista de análise mais económica e ambiental. Como para esta dissertação o caso de estudo foca apenas na operação em modo isolado e se trata de uma micro-rede só com recursos renováveis, o SGE apenas exerce funções de estabilidade, segurança e longevidade de alimentação das cargas críticas. Num futuro estudo para o modo acoplado do DEEC, esta camada da hierarquia terá um papel mais predominante uma vez que o estudo em modo acoplado aborda essencialmente a otimização dos recursos da micro-rede.

O SGE implementado controla as suas ações com base no estado de carregamento da bateria. Quando a bateria se encontra em processo de carregamento uma vez que atinja os 95% de carregamento a geração fotovoltaica é desligada, para evitar que a bateria atinja o máximo de carregamento e perca a capacidade de armazenar o excesso de energia produzida pela geração.

É parametrizada uma banda morta entre os 90 % e os 95 % de carregamento. Uma vez que a bateria atinja os 95% de carregamento, a geração é desliga e a bateria entra processo de descarga. A geração só é reentregada novamente na micro-rede para valores inferiores a 90%. Isto para evitar que em certos cenários não cause uma ação de ligar e desligar dos painéis fotovoltaicos muito intermitente, que poderá causar danos nos painéis.

Uma vez que a bateria atinja os 40% passa a operar em regime de carga mínima. Isto é, todas as cargas não críticas são desligadas ficando a micro-rede a funcionar apenas para 30 kW de carga. Desta forma é garantida que após os 40%, a carga mínima é alimenta em pelo menos uma hora. Para que este processo seja feito de forma suave e sem criar grandes oscilações, foi utilizado um controlador PI no processo de desligamento, proporcionando um desligamento de cargas sequencial ao longo do tempo, não havendo nunca um deslastre imediato muito grande de carga.

Este controlador foi sintonizado com um ganho proporcional de 1 e ganho integral -5. O método de sintonização foi realizado através de tentativa erro, até ser encontrado os ganhos que proporcionam uma resposta rápida, mas que não comprometa a componente harmónica e um desvio significativo na tensão na fase transitória. Quando a bateria atinge os 5% o sistema é desligado por segurança.

Foi implementada uma carga dinâmica de 10 kW controlada pelo SGE. A estratégia de controlo utilizada foi baseada no acompanhamento da variação de geração PV até aos 10 kW. Para valores de geração maiores a 10 kW a carga encontra-se a operar sempre no seu valor nominal conforme a necessidade do consumidor.

A introdução desta carga dinâmica não representa diretamente uma carga que exista fisicamente hoje em dia no DEEC. Mas com a introdução de cada vez mais cargas dinâmicas nos edifícios, que realmente permitem ser controladas e integradas num sistema de gestão da procura, exemplos dessas cargas são os equipamentos de climatização ambiente. A utilização desta carga dinâmica demonstra que o sistema está preparado para que no futuro possa ser integrado no sistema este tipo de cargas.

De salientar, que todos os valores escolhidos para gestão do SGE podem ser facilmente ajustados para novos intervalos de ação através da alteração dos parâmetros das funções do modelo criado.

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo descrevem-se vários cenários de teste de carga, produção e de dinâmicas de funcionamento do modelo proposto. As simulações têm essencialmente o propósito de averiguar se nas condições de funcionamento mais críticas o sistema se mantém com uma resposta adequada em termos de estabilidade. Isto é, verificar se a resposta do sistema é adequada aos limites exigidos pela ERSE. Apesar desta análise ser para uma situação em modo isolada e a ERSE não participar na regulação, é utilizado os valores de referência desta entidade reguladora como referência.

A ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) é a entidade portuguesa responsável pela regulação dos setores da eletricidade, do gás natural e do gás de petróleo liquefeito (GPL) em todas as suas categorias, nomeadamente engarrafado, canalizado e a granel, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, bem como da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica [46].

A ERSE através do Regulamento da Qualidade de Serviço [47], impõe regras aos operadores de redes e comercializadores em termos de qualidade de energia elétrica fornecida. Para este caso de estudo são tidos em conta as normas exigidas pela ERSE em termos de amplitude, frequência, forma de onda e simetria do sistema trifásico de tensão aos operadores de redes e comercializadores [48].

Em Portugal nos pontos de entrega de energia elétrica a instalações de consumo em AT (alta tensão), MT (média tensão) e BT (baixa tensão), a energia fornecida deve cumprir as condições estabelecidas pela norma europeia EN50160 [47][48][49]. Para termos de análise pretende-se que a resposta deste sistema implementado seja também adequada com os termos regulatórios estabelecidos pela norma EN60160.

Quando se pretende validar o funcionamento de um sistema de controlo aplicado à regulação de tensão e frequência de um sistema elétrico, é crucial identificar os cenários que podem proporcionar maior risco para a estabilidade do sistema. Para esta dissertação foram identificados esses casos que se apresentam como desafiantes em termos de controlo e estudados através de simulações na ferramenta de simulação, sendo esses cenários analisados em termos de qualidade energia fornecida às cargas em regime transitório e em regime permanente.

Para complementar esta análise é também verificado diretamente o comportamento do SGE na gestão de recursos dependendo dos níveis de carregamento da

bateria, podendo ser deslastrada carga para maximizar a operação da micro-rede ou a geração desligada para não causar um carregamento total e consequente descontrolo do sistema em termos de controlo. De salientar, que algumas ações desta camada hierárquica podem comprometer a estabilidade do sistema e, portanto, também são estudadas essas ações em termos de análise transitória principalmente na transição para situação de carga mínima.

Este capítulo irá dividir-se em 4 subcapítulos constituídos por: análise em regime permanente, análise em regime transitório, estudo da atuação do controlo terciário através do controlo do SOC e análise da introdução uma carga dinâmica no sistema com funções de gestão da procura.

6.1 Análise em Regime Permanente

O regime permanente é a situação temporal em que não são identificadas alterações das variáveis de controlo. Ou seja, este período de análise situa-se normalmente após um evento, passando primeiro por um período transitório em que a resposta do sistema oscila em função do tempo. Seguindo-se então o regime estacionário/permanente identificado como o período de tempo em que a resposta do sistema se mantém estável ao longo do tempo.

Em termos de controlo de um sistema de energia elétrica é importante que após distúrbios, o tempo de resposta transitória seja curto. Um controlador em termos qualitativos é tanto melhor quanto mais rápido for a restabelecer as condições normais de operação após um distúrbio, não comprometendo em termos oscilatórios durante o período transitório.

Dadas as características desta micro-rede implementada no DEEC, as situações em regime permanente que podem ser identificadas como mais comprometedoras em termos de qualidade de energia fornecida às cargas, são precisamente os extremos de operação para os quais o sistema foi parametrizado, 30kW e 200 kW de carga.

Verificando-se uma operação em regime permanente dentro das normas de qualidade de energia nas situações de extremidade de carga, pode-se diretamente concluir que todos os valores dentro desse intervalo de carga também se enquadram numa operação dentro das normas em regime permanente.

Neste subcapítulo são usados como parâmetros de análise da qualidade de energia fornecida às cargas a forma de onda trifásica da tensão e da corrente, distorção harmónica, frequência da onda de tensão e valor eficaz da tensão.

Nestes testes também se analisa a introdução de geração fotovoltaica nas extremidades de operação de carga e o impacto que causa na qualidade de energia fornecida.

6.1.1 Operação em Carga Mínima

Situações em que a micro-rede opere a uma carga mínima de 30 kW é mais provável que ocorram durante períodos noturnos, fins-de-semana ou períodos de Verão em que o departamento se encontra encerrado. Também poderá ocorrer para situações em que a bateria se encontra inferior a 40% do nível de carregamento e só é mantida a carga mínima de 30 kW em funcionamento como descrito na secção 5.4.

Portanto, nesta subsecção é analisado dois cenários, em primeiro um cenário de carga de 30 kW e sem produção PV, em segundo, um cenário de carga 30 kW e produção PV de 50 kW, referente tipicamente a um período produção de ponta num dia de Verão. A escolha do período de Verão é exatamente por ser a altura onde poderá haver uma maior produção, que em termos de carga mínima de 30 kW será a situação que mais impactos negativos poderá acarretar em questões de controlo.

Para a primeira situação e analisando a respetiva figura 21, verifica-se que a forma de onda da tensão em regime permanente, apresenta-se com uma característica perfeitamente sinusoidal ao longo do tempo. A forma de onda da corrente também se apresenta nas mesmas condições, não se verificando alterações significativas da corrente ao longo do tempo.

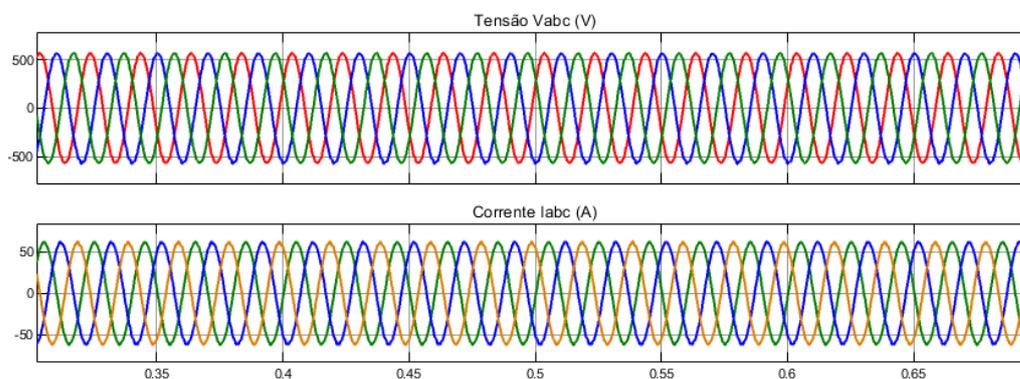


Figura 21 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e sem produção PV

Na figura 22, denota-se que a frequência se mantém constante ao longo do tempo. Havendo pequenas oscilações que em termos de regulamentação se adequam perfeitamente às exigidas pela ERSE. Na mesma figura constata-se que a distorção harmónica total da onda de tensão se mantém constante com o decorrer do tempo, com um valor de 1,8%, a norma EN50160 exige uma distorção harmónica total (incluindo harmónicos até à ordem 40) inferior a 8% [48][49].

Analisando o valor eficaz da tensão, ainda na figura 22, repara-se que existe uma oscilação do valor eficaz, mas que se enquadra perfeitamente nos valores exigidos. A norma EN50160 delimita que para regime permanente as variações médias dos valores eficazes da tensão devem situar-se até 10% do valor nominal. Como a tensão em questão é 400 V, existe uma margem de 40 V acima e abaixo do valor nominal.

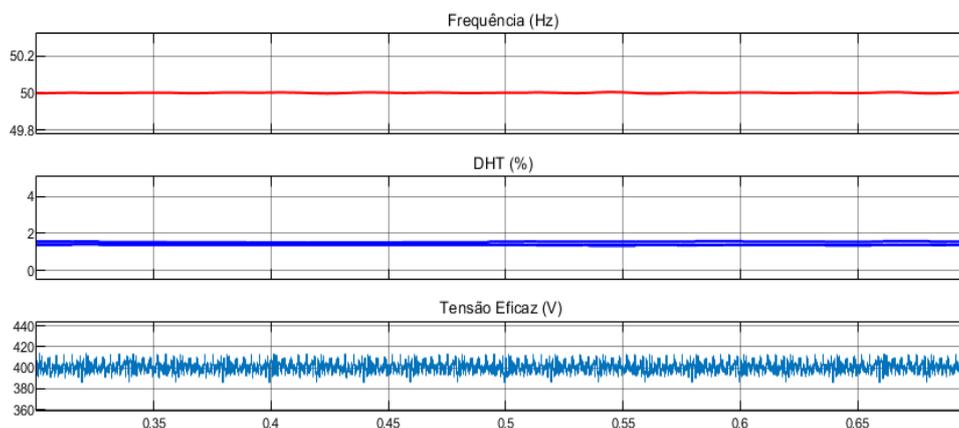


Figura 22 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e sem Produção PV

Quando analisada a segunda situação, verifica-se que a introdução de 50 kW de produção fotovoltaica não afeta de forma direta a onda da tensão e da corrente, descrita na figura 23, comparada à situação anterior sem produção PV.

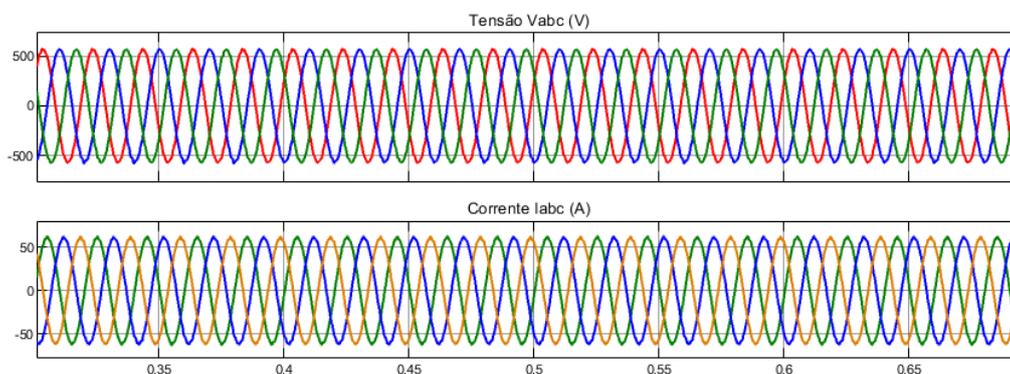


Figura 23 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV

Analisando a figura 24, determinada pelas variáveis de análise de qualidade de energia referentes à tensão. Consta-se que em termos de frequência, distorção harmónica e tensão eficaz não se verificam alterações em relação à análise para primeira situação, simulada sem geração PV.

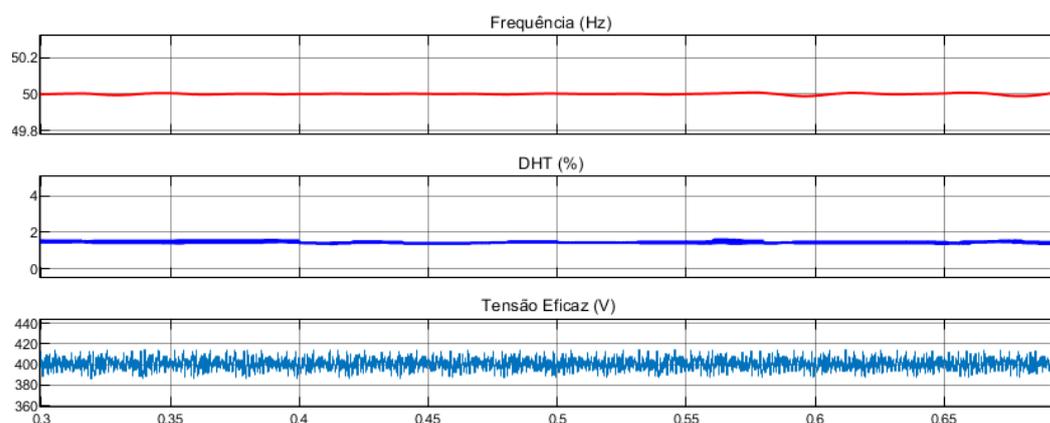


Figura 24 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV

Quando o sistema opera em carga mínima, comprova-se que o controlo proposto se adequa aos requisitos do sistema. Nas condições de simulação proposta nesta secção não se verifica influência direta da produção fotovoltaica nas condições de fornecimento de energia às cargas.

6.1.2 Operação em Carga Máxima

Pela análise do ano de 2019, verifica-se que raramente se verifica uma carga total no DEEC de 200 kW. No entanto, como o sistema é parametrizado para poder operar até este valor de carga, é de índole obrigatória testar o sistema nesta condição de funcionamento.

Dada a raridade, mas não a impossibilidade de o sistema atingir este nível de carga. Também se pode afirmar que a maior probabilidade do DEEC atingir uma carga de 200 kW será num período de inverno.

Para esta análise foram consideradas duas situações, a primeira dada pela operação em regime permanente com uma carga total de 200 kW sem geração PV, ocorrência que dirá certamente respeito a um período de fim de tarde de um dia de inverno em que devido aos dias serem curtos, já não se verifique produção fotovoltaica nesse período. E a segunda situação, uma carga total de 200 kW e 30 kW de geração PV, correspondente a um dia de inverno durante a produção de pico que se situa habitualmente nos 30 kW de produção fotovoltaica.

Analisando a primeira situação e a respetiva onda de tensão e de corrente, figura 25, verifica-se que em termos de forma de onda o sistema se mantém estável e adequado.

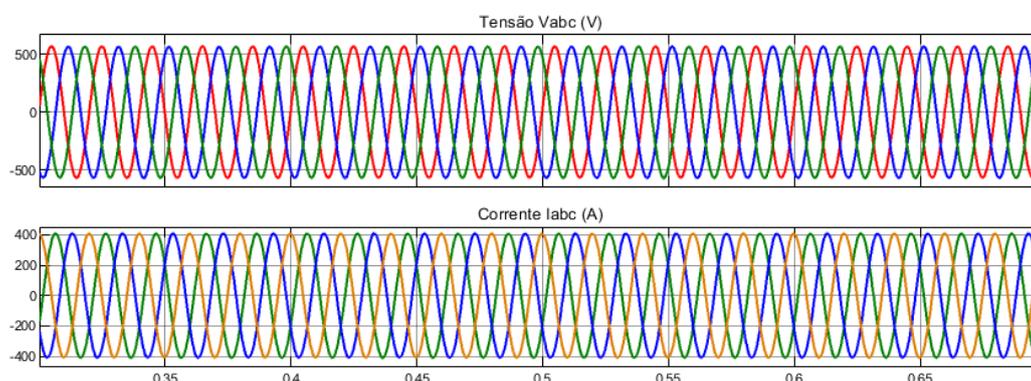


Figura 25 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e sem produção PV

Analisando mais em concreto a frequência, na figura 26 pode-se denotar que tal como na condição de carga mínima a frequência é estável ao longo do tempo. No entanto analisando a distorção harmónica total observa-se uma redução para 1,4%, representando uma descida de 0,4 % em relação à operação em carga mínima.

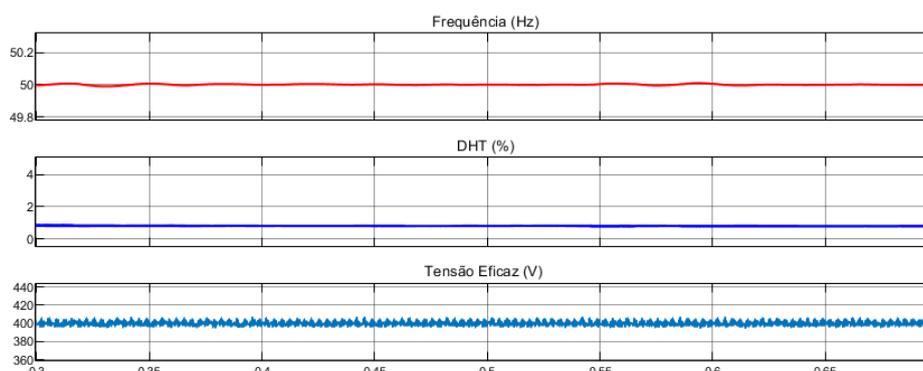


Figura 26 - - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e sem Produção PV

Também se verifica uma diminuição da oscilação da tensão eficaz em relação à condição mínima de funcionamento. Estas melhorias relativas à onda de tensão, estão diretamente ligadas ao facto da resposta do sistema de controlo apresentar ligeiras melhorias de estabilidade para situações de carga superiores à carga mínima. No entanto, salientando que tal como verificado na análise do subcapítulo anterior a resposta do sistema à situação de carga mínima encontra-se bem enquadrada com os limites estabelecidos pela ERSE.

Adicionando como proposto uma produção fotovoltaica de 30 kW, verifica-se novamente que não existe alterações nas formas de onda de tensão e corrente de alimentação das cargas, presentes na figura 27.

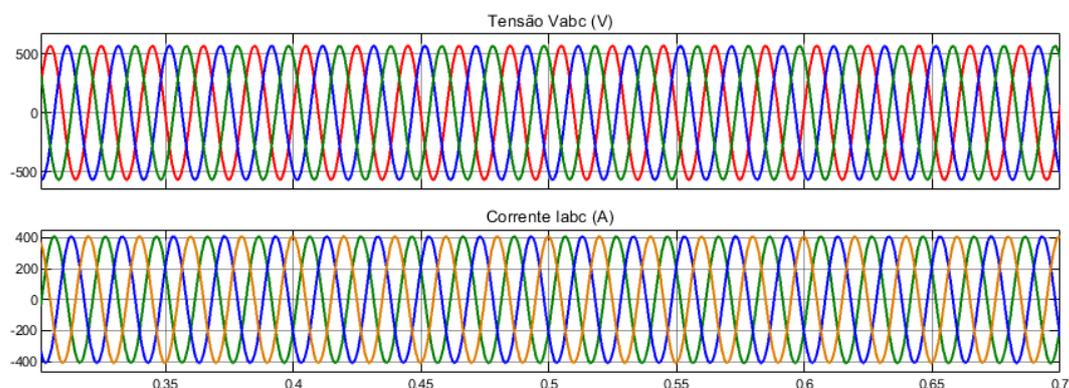


Figura 27 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 200 kW e 30 kW de Produção PV

Analisando também a frequência, distorção harmónica total e tensão eficaz na carga, presentes na figura 28, sustenta-se a conclusão retirada na análise em regime permanente para a carga mínima, uma vez que estas variáveis não sofreram alterações em relação à situação analisada sem geração fotovoltaica.

Verifica-se, portanto, que no sistema apresentado a produção fotovoltaica em regime permanente só poderá alterar a taxa de carregamento ou descarregamento da bateria. Não influenciando as formas de onda de tensão e corrente de alimentação das cargas, independentemente dos valores de carga e de geração que se verifiquem no momento.

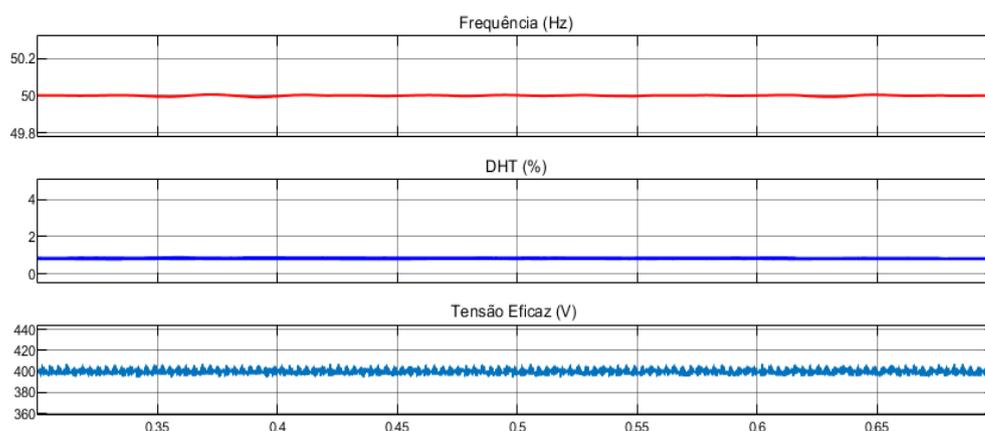


Figura 28 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Permanente para uma carga de 30 kW e 50 kW de Produção PV

6.2 Análise em Regime Transitório

É importante que o estudo do regime transitório seja rigoroso, dado que durante o processo transitório, podem de facto ocorrer situações em que o sistema de controlo não consiga recuperar a estabilidade do sistema de um forma efetiva.

Nos sistemas de energia após um distúrbio sucede-se o período transitório marcado geralmente por desregulações de frequência, tensão e/ou aumento da distorção harmónica. A resposta do controlador deve ser adequada para que estas variáveis do sistema não ultrapassem os limites exigidos em período transitório.

Neste subcapítulo são avaliadas e analisadas essencialmente as variações de carga e de produção fotovoltaica que se podem apresentar como mais comprometedoras em termos de estabilidade.

6.2.1 Variações de Carga

Visto que não existe um estudo relacionado com a variação dos perfis instantâneos de carga no DEEC e tendo em consideração que era necessário a identificação dessas situações, através de uma monitorização instantânea e exaustiva durante um período longo de tempo, para realmente ser possível uma avaliação rigorosa destes cenários.

Foi utilizado nesta dissertação, com base nos dados disponíveis, uma possível situação comprometedora referente ao pico máximo de carga do elevador B do edifício, com uma carga de aproximadamente 3 kW e 4 kVAr [50]. A variação de carga proposta pode não se revelar em termos reais como um processo instantâneo, mas como uma variação sequencial aumentativa de carga num curto espaço de tempo. No entanto, devido a tratar-se de uma carga considerável para uma alteração instantânea no sistema, dado o perfil de cargas do DEEC, e sendo o propósito desta dissertação realmente testar a resposta do sistema de controlo proposto. Esta situação crítica é um teste que se adequa em termos de estudo de estabilidade, uma vez que garante uma margem de segurança ainda maior.

Relativamente a variações de carga, o impacto de uma variação de carga é tanto maior quanto maior for a sua proporção em relação à carga que está a ser alimentada, em regime permanente. Ou seja, para este caso de estudo a carga do elevador B irá causar mais impactos no sistema quando este se encontra a operar com uma carga menor.

Desse modo, é simulado então o acionamento do elevador B quando o sistema se encontra numa situação de regime permanente a uma carga de 30 kW. E depois o

desligamento dessa carga instantaneamente, regressando o sistema à condição inicial de 30 kW. Analisando a tensão, figura 29, é perceptível que a onda de tensão se encontra estabilizada ao longo do tempo. Já observando forma de onda da corrente denota-se que aos 0,325 segundos, instante em que se deu a transição de carga, existe um respetivo aumento de corrente, consequência do aumento total da carga no sistema.

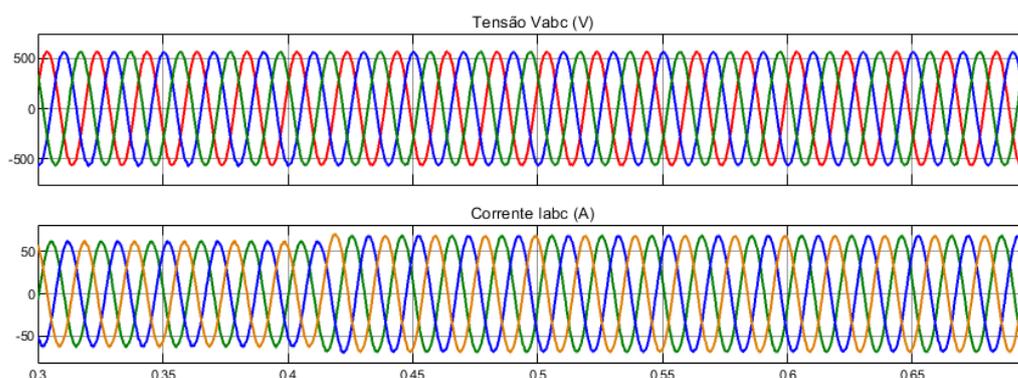


Figura 29 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório para uma carga de 30 kW com introdução de uma carga de 3kW e 4 kVAr

Na figura 30, pode-se evidenciar um desvio de aproximadamente 0,05 Hz em relação ao valor nominal da frequência, atingindo 49,95 Hz. No entanto a norma EN50160 estipula que a variação máxima se encontra muito distante, sendo até $\pm 1\%$, entre 40,5 – 50,5 Hz durante 95% da semana e $\pm 6\%/4\%$, entre 47-52 Hz durante o restante tempo. Pode-se ainda constatar que em termos de distorção harmónica total e variação de valor eficaz não existem variações

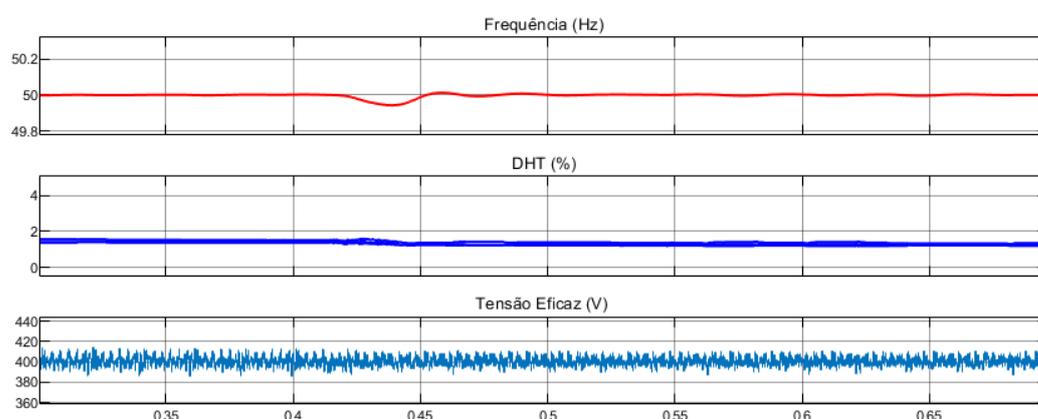


Figura 30 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório para uma carga de 30 kW com introdução de uma carga de 3kW e 4 kVAr

Para o momento de retorno à carga inicial de 30 kW, analisando novamente a tensão representada na figura 31, visualiza-se novamente uma forma de onda de perfil estável. A forma de onda da corrente diminui após os 0,45 segundos, instante em que o elevador B foi desligado.

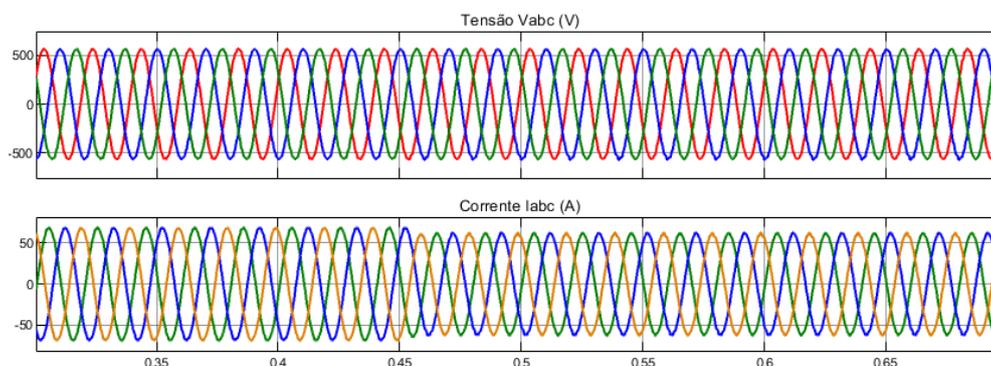


Figura 31 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório de retorno para uma carga de 30 kW com a retirada de uma carga de 3kW e 4 kVAr

Na figura 32, na mesma proporção à situação da introdução da carga do elevador B no sistema, existe uma variação de 0,05 Hz, sendo desta vez a variação no sentido oposto (50,05 Hz), como é esperado na dinâmica de uma resposta em frequência. A distorção harmónica e a tensão eficaz na carga mantiveram-se novamente sem alterações ao longo do tempo.

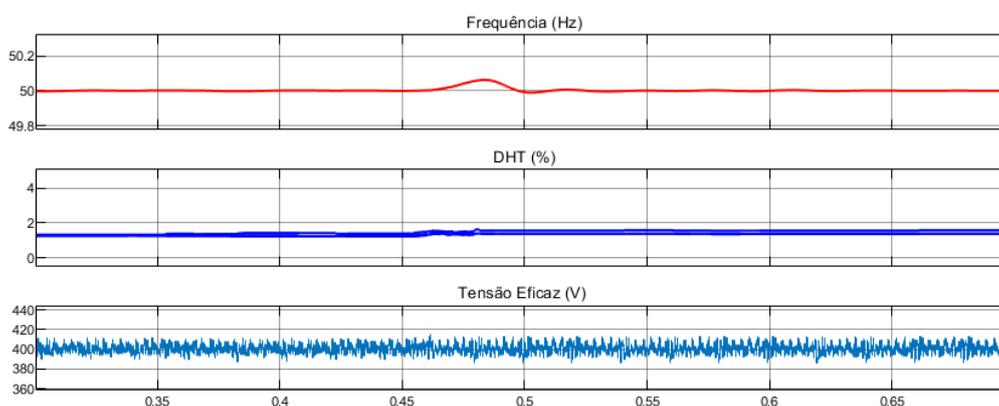


Figura 32 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório de retorno para uma carga de 30 kW com a retirada de uma carga de 3kW e 4 kVAr

Outra situação que se apresenta como crítica, é quando a bateria descarrega até 40% e o controlo terciário da micro-rede desliga todas as cargas do sistema, deixando apenas em funcionamento a carga mínima de 30 kW. Para que esta transição seja feita de forma suave, foi implementado um controlador PI que permite ser configurado para desligar as cargas sequencialmente ao longo do tempo. Não havendo desta forma, um decréscimo repentino de carga no sistema, que para certos cenários criados por esta ação do controlo

terciário, pode representar uma carga considerável que é deferida na micro-rede. Um decréscimo repentino de valor muito elevado de carga pode comprometer a estabilidade do sistema [51].

Foi simulado o cenário mais crítico dentro desta dinâmica proposta, onde o sistema se encontra a operar a uma carga de 200 kW e a bateria atinge os 40% de nível de carregamento, procedendo o sistema de controlo ao desligamento de 170 kW, passando a operar apenas com 30 kW.

Na figura 33, pode ser observado que quando o nível de carregamento atinge os 40%, a corrente vai descendo linearmente durante aproximadamente 0,2 segundos. A forma de onda de tensão mantém-se constante ao longo do tempo não sendo observado nenhuma alteração.

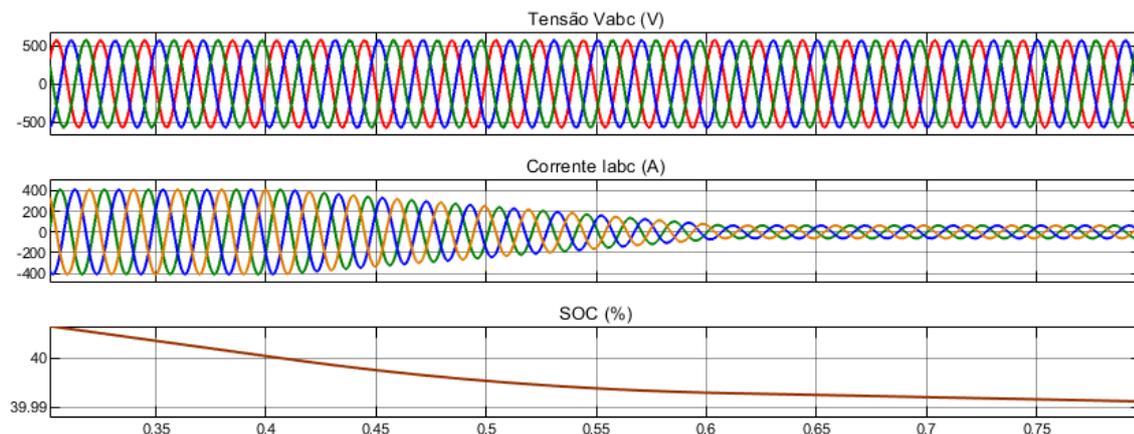


Figura 33 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 170 kW carga na dinâmica do SGE

Pode observar-se que a forma de onda da tensão na figura 34 sofre um desvio em relação à frequência nominal de 0,3 Hz durante 0,2 segundos. Sendo este mesmo cenário o identificado como mais crítico no sistema, que ainda assim, as grandezas se mantêm dentro das exigências da norma EN50160. Em termos de distorção harmónica existem alterações muito baixas não chegando a ultrapassar os 2% de distorção harmónica total. A tensão eficaz mantém-se dentro dos valores normais de funcionamento durante o processo transitório.

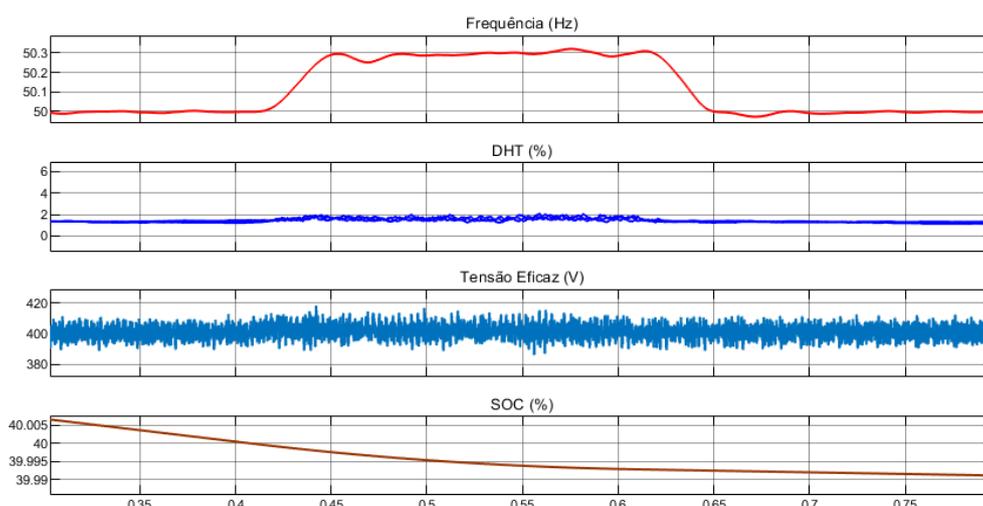


Figura 34 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento 170 kW de carga na dinâmica do SGE

Apesar de existirem de facto alterações nas variáveis do sistema em algumas situações mais críticas de alteração de carga, o sistema de controlo mostrou-se eficaz e com uma resposta adequada, não comprometendo em nenhuma situação as exigências de qualidade de energia fornecida, exigidas pela ERSE.

6.2.2 Variações de Geração

A geração fotovoltaica é um recurso de produção variável que necessita de ser integrado nos sistemas de energia elétrica em paralelo com outras tecnologias, capazes de compensar a intermitência deste tipo de geração. No contexto, de resolver este problema, as baterias desta micro-rede foram ligadas em paralelo com os painéis fotovoltaicos. Neste subcapítulo são efetuadas simulações de cenários críticos de variação de geração PV e analisado se o sistema de controlo em parceria com as baterias consegue amortecer os impactos causados por essas variações de geração.

As variações mais abruptas de geração nesta micro-rede são efetuadas quando o SGE, que controla estado de carregamento da bateria, desliga a geração fotovoltaica na totalidade quando esta atinge 95% de carregamento. Para o processo de descarga acontece o mesmo procedimento, quando a bateria atinge 90% de SOC, a geração é integrada na sua totalidade (dependendo da quantidade disponível no momento) no sistema.

É analisado os cenários mais críticos que podem ser criados durante estas duas manobras referenciadas, em termos de potências envolvidas. Em primeiro, é analisado um cenário em regime permanente com o sistema a alimentar a carga mínima de 30 kW e a

geração de 70 kW, durante este período como a geração é superior à procura, leva a bateria a processo de carregamento. Quando a bateria atinge os 95% de carregamento a geração é tirada totalmente de serviço.

Analisando o estado de carregamento da bateria, na figura 35, observa-se que quando a bateria atinge os 95% de carregamento aos 0,5 segundos do tempo de simulação, a bateria inicia o processo de descarregamento devido à retirada de serviço da geração PV. Na mesma figura observa-se que esta manobra não causou impactos na forma de onda da corrente e da tensão.

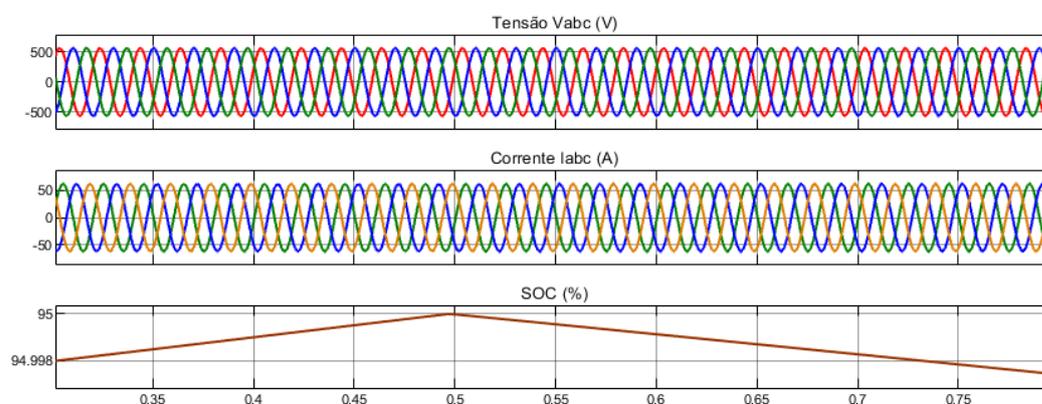


Figura 35 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente em Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE

Observando-se também a frequência, distorção harmónica total e a tensão eficaz na carga, representada na figura 36, pode-se observar que não existem alterações significativas destas variáveis.

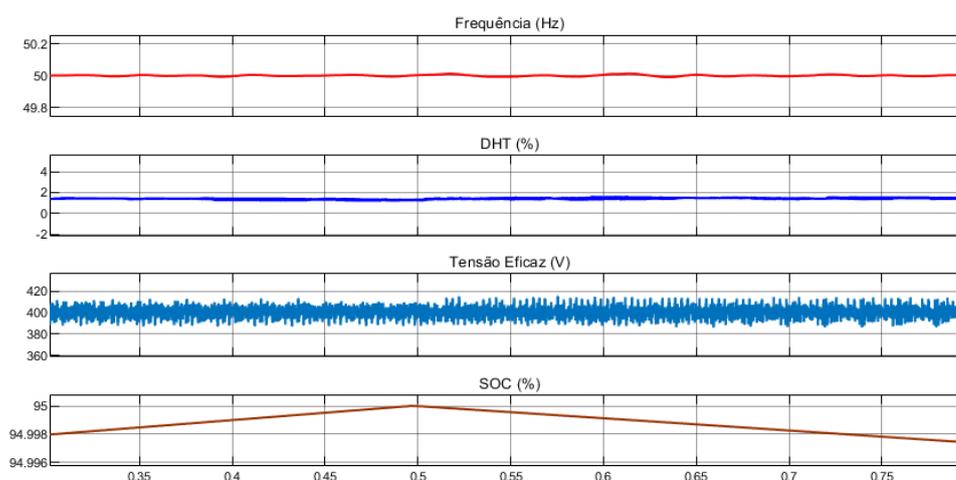


Figura 36 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no desligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE

Simulando um cenário idêntico ao último analisado, mas agora no processo de descarga em que a geração é integrada no sistema, é então estudado a introdução de 70kW de geração fotovoltaica quando a bateria atinge 90% de SOC em fase de descarregamento, enquanto o sistema se encontra a alimentar uma carga continua de 30 kW.

Na figura 37, pode ser analisado que o impacto é semelhante à situação estudada na simulação anterior referente ao processo de carregamento, verificando-se que as formas de onda da tensão e da corrente não demonstram impactos causados por esta manobra.

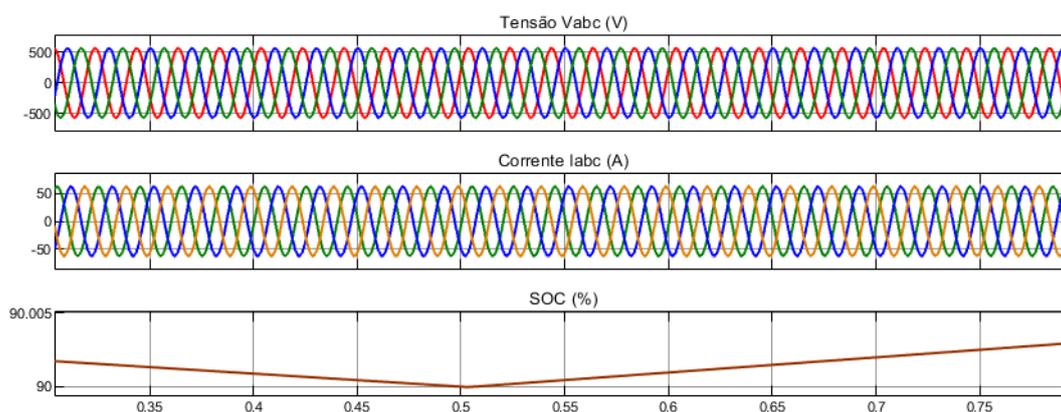


Figura 37 - Formas de Onda da Tensão e da Corrente Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no ligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE

Analisando também a frequência, distorção harmónica total e valor eficaz da tensão na carga, figura 38, também não se verifica alterações nestas variáveis suficientes para assumir que estas manobras causam impactos na qualidade de energia fornecida às cargas.

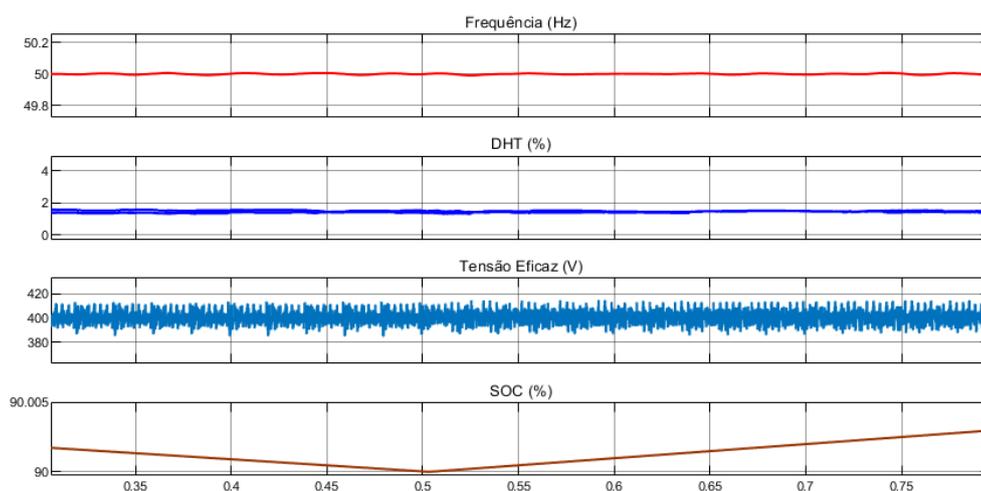


Figura 38 - Frequência, Distorção Harmónica e Tensão Eficaz em Regime Transitório em Função do SOC no ligamento de 70 kW de geração na dinâmica do SGE

Verifica-se, portanto, que ações de ligamento/desligamento de grandes quantidades de geração fotovoltaica não causam impactos significativos na estabilidade do sistema. A quantidade considerável de baterias de rápida resposta, mantém o lado DC da micro-rede sempre estabilizado, em termos de tensão constante e em termos de equilibrar a potência injetada na micro-rede.

6.3 Estados de Carregamento da Bateria

O SGE efetua o controlo do nível de carregamento das baterias representado pela variável SOC (*State-of-Charge*), em diferentes intervalos de ação. Para valores inferiores a 5% de SOC o sistema é desligado por questões de segurança. A baixo dos 40% de SOC, o SGE desliga as cargas todas do sistema mantendo apenas em funcionamento a carga mínima de 30 kW. No intervalo de valores entre 40% e 95% de carregamento, o sistema opera normalmente sem restrições específicas de funcionamento. Para valores de SOC superiores a 95% a geração fotovoltaica é desligada.

Foi dimensionada uma banda morta entre os 90 e 95% de SOC, para que em certos cenários específicos de operação não possa ocorrer um ligar e desligar intermitente dos painéis fotovoltaicos. A banda morta foi desenvolvida através circuito de controlo baseado num contador, presente do apêndice desta dissertação. O intervalo de 5% garante uma margem de tempo suficiente entre processos de ligar e desligar suficientes para não danificar os painéis.

De salientar, como já foi explicado no capítulo anterior, que estes intervalos são parametrizados com o propósito de efeitos de teste e comprovação do modelo proposto. Pois, caso haja a eventualidade de serem necessários novos valores para serem adaptados às necessidades do sistema, estes valores podem facilmente parametrizados nas funções do modelo construído.

6.3.1 SOC a 90% e 95%

Como observado no subcapítulo 6.2, a variação de produção PV não afeta a qualidade de energia fornecida às cargas. Mesmo que o processo de ligamento/desligamento seja feito de forma instantânea para uma quantidade elevada de geração em causa.

Nesta subsecção é analisado o momento em que a bateria em fase de carregamento atinge 95% de SOC, seguindo-se da retirada de serviço da geração PV. Para

outro cenário é analisado a integração da geração PV no sistema quando a bateria atinge 90% de SOC, em processo de descarregamento.

Para o processo de carregamento foi simulado um cenário de simulação de uma carga de 40 kW e geração PV de 60 kW. Na figura 39, pode ser observado aos 0,275 segundos a bateria atinge os 95% de carregamento, passando potência debitada pela geração a ser nula, levando ao consequente descarregamento da bateria.

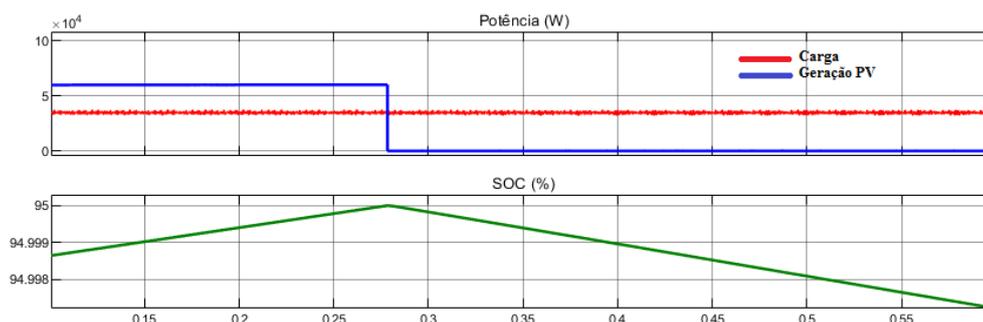


Figura 39 - Variação das Potências no carregamento em função do SOC para o intervalo 90%-95%

No cenário de descarregamento foi simulado uma carga de 70 kW com valor constante no tempo e uma potência de produção PV disponível de 60 kW. Como se pode observar perto dos 0,5 segundos de simulação na figura 40, sucede-se a passagem pelos 90% de SOC. A geração é introduzida no sistema, passando a haver um menor débito de potência da bateria, comprovada pela alteração do declive reta do SOC.

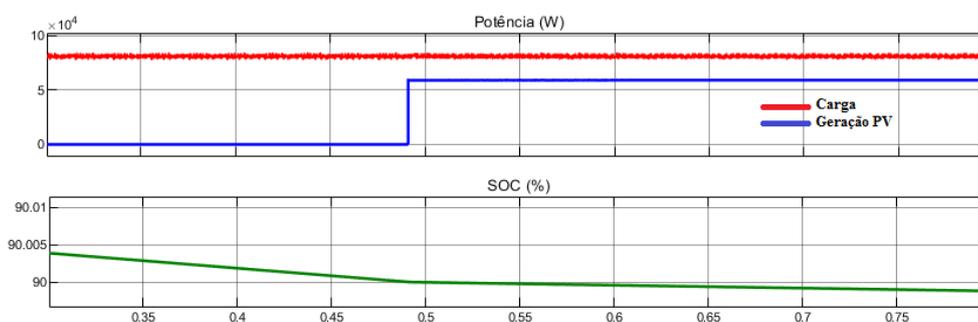


Figura 40 - Variação das Potências no descarregamento em função do SOC para o intervalo 90%-95%

6.3.2 SOC abaixo de 40%

Aos 40% o SGE entra em situação de carga mínima e toda a carga é desligada, ficando apenas em serviço a carga mínima de operação de 30 kW. Na figura 41 é apresentado um cenário em que o sistema se encontra a alimentar 70 kW de carga. Após os 0,2 segundos de simulação a bateria atinge os 40% de carregamento (SOC), seguindo-se um processo de desligamento de cargas de forma sequencial de 70 kW até 30 kW durante 0,2 segundos. Este

procedimento de deferimento de cargas é feito de forma controlada para evitar que não haja um grande deslastre de carga repentino. De notar, que nesta manobra do SGE podem chegar a ser deslastrados valores de carga até 170 kW, o que num universo de 200 kW de carga máxima cria perturbações muito altas.

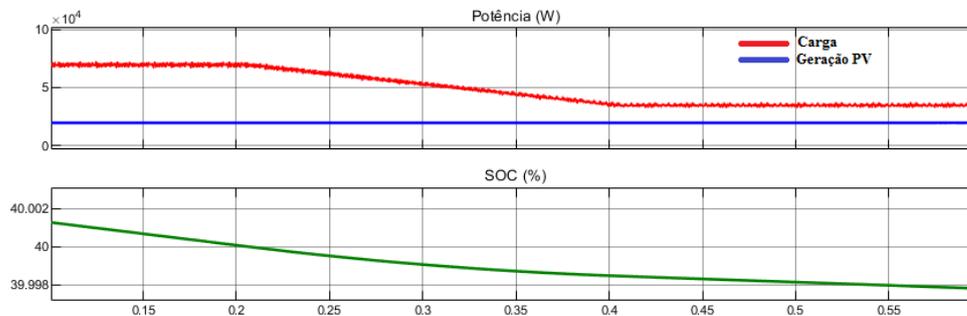


Figura 41 - Variação das Potências em função do SOC a 40%

6.3.3 SOC abaixo de 5%

Por motivos de segurança quando a bateria atinge os 5% de carregamento, o sistema é programado para se desligar automaticamente. Este procedimento é realizado essencialmente por motivos de segurança. Na figura 42, verifica-se um cenário normal com 30 kW de carga e 20 kW de geração PV. Após os 0,25 segundos, as potência da carga e da geração ficam com valor nulo e o SOC permanece a 5% ao longo do tempo.

Uma vez que a micro-rede entre em situação de segurança, só volta a entrar em operação quando se verificarem as condições necessárias de segurança para voltar a ser acoplada à rede principal.

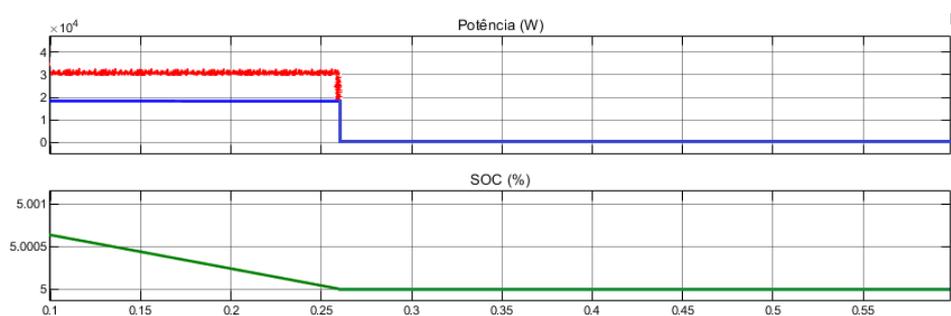


Figura 42 - Variação das Potências em função do SOC a 5%

6.4 Introdução de uma Carga Dinâmica

A carga dinâmica proposta para este caso de estudo foi dimensionada com um valor nominal de 10 kW, que tem um consumo proporcional à disponibilidade de geração PV, permitindo ser autorregulável e auxiliar na gestão dos recursos do sistema. Quando a

geração é superior a 10 kW a carga pode operar na sua capacidade nominal, se for útil ao utilizador. Com esta parametrização, ligando também a sua aplicação para um futuro estudo em modo acoplado, esta carga apenas opera quando existe recursos renováveis suficientes para garantir o seu fornecimento.

Os valores desta carga dinâmica foram escolhidos apenas para efeitos de teste, podendo ser facilmente alterado o comportamento e a potência nominal desta carga dinâmica na respetiva função em código MATLAB, presente no apêndice desta dissertação.

Idealmente quando existem variações de carga, a corrente deve variar por forma a que a forma de onda da tensão se mantenha sempre com um perfil estável. Na prática, durante o processo transitório existem perturbações na tensão, uma vez que há sempre um intervalo de tempo associado à resposta dos controladores.

A figura 43 é descrita por um cenário de operação, em que a carga dinâmica se encontra a operar em paralelo com a carga mínima de 30 kW. Como se pode ver pelo gráfico da potência dinâmica da carga existe um acompanhamento preciso da geração, denotando-se que tal como proposto para valores superiores a 10 kW de geração a carga mantém em operação à sua potência nominal.

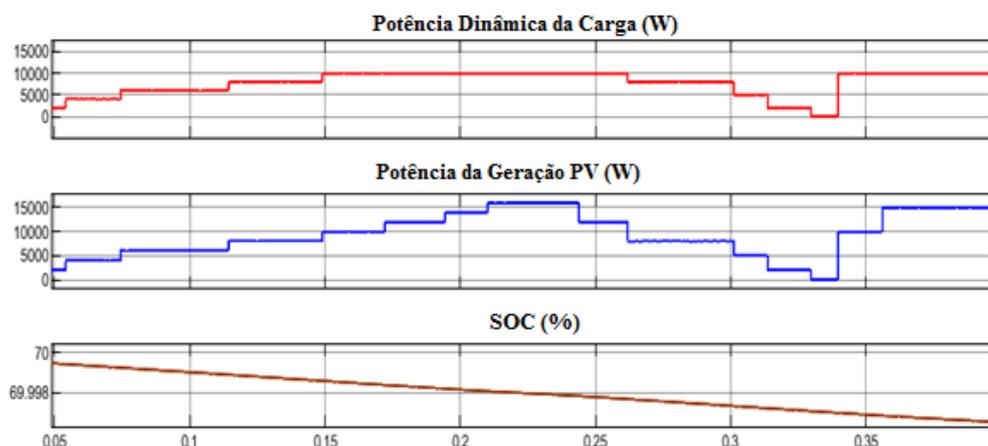


Figura 43 - Variação das Potências em função do tempo com Gestão da Procura

Na figura 44 é analisado os impactos na frequência e na distorção harmónica da onda de tensão durante o processo experimental desta simulação. Na maior parte das transições o sistema manteve-se estável, verificando-se apenas um desvio maior de frequência de aproximadamente 0,1 Hz e um aumento da distorção harmónica para 4% aos 0.325 segundos, respetivo à variação de 10 kW da geração. Em termos de operação em situação real não é comum haver uma variação tão elevada e brusca de geração, no entanto,

apesar desta variação causar alguns impactos no sistema, pode-se afirmar que ainda assim se enquadra perfeitamente nos limites de variação permitidos pela norma EN50160.

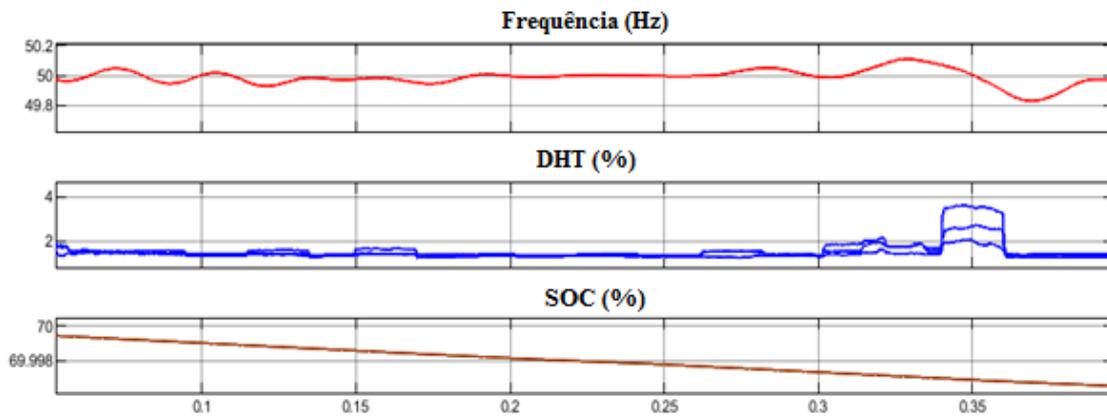


Figura 44 - Frequência, Distorção Harmónica Total da onda de tensão para ações do controlo da Gestão da Procura

7 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação foi desenvolvido um trabalho direcionado ao estudo do controlo de uma micro-rede, com principal foco no controlo para operação em modo isolado. Para tal, foi desenvolvido um sistema de controlo para aplicação a um edifício universitário.

A proposta de controlo permite a operação do edifício (DEEC) em modo isolado em relação à rede em situações de emergência para um carga máxima de 200 kW. Tomando por base que o edifício apenas possui recursos de energia distribuída puramente DC, geração fotovoltaica e baterias e algumas cargas que podem ser controladas. O sistema de controlo desenvolvido é baseado num controlador que opera internamente em sistema de transformação de Park e é constituído essencialmente por um controlador proporcional-integral com sintonização realizada através do método Ziegler-Nichols.

Além do controlador responsável essencialmente pelo controlo direto da frequência e da tensão do sistema, foi ainda desenvolvido um sistema de controlo de gestão de energia para controlar o funcionamento da micro-rede de forma mais inteligente e resiliente.

Após a criação do modelo do controlador e dos agentes principais da dinâmica de funcionamento na ferramenta de simulação. Foram realizadas simulações de modo a testar a resposta do sistema o qual se mostrou eficiente não comprometendo em termos de qualidade de energia fornecida às cargas, tanto em regime estacionário como em regime transitório. Comprovando-se, portanto, que o controlador, dadas as características particulares da micro-rede, opera de forma dinâmica e forma eficiente na regulação da frequência e tensão do sistema.

Em termos de trabalhos futuros, surgem várias vertentes ao trabalho desenvolvido. Desde a comparação do método proposto com novos métodos de sintonização do controlador PI, tais como lógica difusiva, *particle swarm optimization* (PSO), redes neuronais e métodos preditivos. Além disso, visto que o foco desta dissertação foi realmente só o estudo sobre o processo de funcionamento durante o período isolado. Também poderá ser levado a cabo um estudo sobre o desenvolvimento de um algoritmo para efetuar a transição de modos de operação e estudo da operação em modo acoplado à rede, assim como um algoritmo para adicionar a capacidade de *black-start* ao sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. KO "INTRODUCING MICROGRIDS AND LOCAL ENERGY COMMUNITIES", [HTTP://WWW.INCITE-ITN.EU/BLOG](http://www.incite-itn.eu/blog) SEPTEMBER 2018
- [2] N. SILVA, "TRACING THE TRANSITION FROM PASSIVE TO ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS", [HTTP://WWW.INCITE-ITN.EU/BLOG](http://www.incite-itn.eu/blog) OCTOBER 2017.
- [3] EUROPEAN PARLIAMENT, DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL ON THE PROMOTION OF THE USE OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES. 11 DECEMBER 2018
- [4] T. CALDOGNETTO, P. TENTI, "MICROGRIDS OPERATION BASED ON MASTER-SLAVE COOPERATIVE CONTROL" IEEE JOURNAL OF EMERGING AND SELECTED TOPICS IN POWER ELECTRONICS, 2013
- [5] A. HIRSCH, Y. PARAG, J. GUERRERO, "MICROGRIDS: A REVIEW OF TECHNOLOGIES, KEY DRIVERS, AND OUTSTANDING ISSUES" IEEE POWER ENERGY SOC. GEN. MEET., VOL. 2015– SEPTEMBER 2015.
- [6] A. ZAMBRONI DE SOUZA, M. CASTILLA, "MICROGRIDS DESIGN AND IMPLEMENTATION", SPRINGER, 2019
- [7] DANIEL E. OLIVARES, A. MEHRIZI SANI, A. H. ETEMADI, "TRENDS IN MICROGRID CONTROL," IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID., VOL. 5, NO.4, JULY 2014
- [8] M. AKOREDE, H. HIZAM, E. POURESMAEL, " DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES AND BENEFITS TO THE ENVIRONMENT", "RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS", VOL. 14, No 2, FEVEREIRO 2010
- [9] A. CAGNANO, E. DE TUGLIE, P. MANCARELLA. "MICROGRIDS: OVERVIEW AND GUIDELINES FOR PRACTICAL IMPLEMENTATIONS AND OPERATION", APPLIED ENERGY 2020-258
- [10] Q. JIANG, M. XUE, G. GENG, "ENERGY MANAGEMENT OF MICROGRID IN GRID-CONNECTED AND STAND-ALONES MODES", IEEE TRANSACTIONS OF POWER SYSTEMS, VOL 28, No 3, AGOSTO 2013
- [11] H.LOTFI, A- KHOADEI "AC vs DC MICROGRID PLANNING", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, 2015
- [12] C.L. SMALLWOOD, "DISTRIBUTED GENERATION IN AUTONOMOUS AND NONAUTONOMOUS MICRO GRIDS", 2002 RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE. PAPERS PRESENTED AT THE 46TH ANNUAL CONFERENCE, MAY 2002

- [13] A. HAJUMIRAGHA, "PRACTICAL ASPECTS OF STORAGE MODELLING IN THE FRAMEWORK OF MICROGRID REAL-TIME OPTIMAL, CONTROL", IET CONFERENCE ON RENEWABLE POWER GENERATION, 2011
- [14] T. HWANG, S. PARK, "A SEAMLESS CONTROL STRATEGY OF DISTRIBUTED GENERATION INVERTER FOR THE CRITICAL LOAD SAFETY UNDER STRICT GRID DISTURBANCES, 2011
- [15] F. KATIAEI, R. IRAVANI, N. HARZUARGYRIOU, A. DIMEAS, "CONTROL AND OPERATION ASPECTS OF MICROGRIDS", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE, JUNHO, 2008
- [16] W. FENG, M. JIN, X. LIU, Y. BAO, C. MARNAY, C. YAO, J. YU, "A REVIEW OF MICROGRID DEVELOPMENT IN THE UNITED STATES - A DECADE OF PROGRESS ON POLICIES, DEMONSTRATIONS, CONTROLS, AND SOFTWARE TOOLS", APPLIED ENERGY 2018-228
- [17] G. DELILLE, B. FRANÇOIS, G. MALARANGE, "DYNAMIC FREQUENCY CONTROL SUPPORT BY ENERGY STORAGE TO REDUCE THE IMPACT OF WIND AND SOLAR GENERATION ON ISOLATED POWER SYSTEM'S INERTIA", IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL 3, NO 4, OUTUBRO 2012
- [18] PEÇAS LOPES JA, MOREIRA CL, MADUREIRA AG, DEFINING CONTROL STRATEGIES FOR ANALYSING MICROGRID ISLANDED OPERATION. IN; IEEE ST PETERSBURG POWER TECH, RUSSIA.
- [19] T. VANDOORN, J. DE KOONING, B. MEERSMAN, L.VANDEVELDE "REVIEW OF PRIMARY CONTROL STRATEGIES FOR ISLANDED MICROGRIDS WITH POWER-ELECTRONIC INTERFACES", RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS,613-628, 2013
- [20] J. GUERRERO, J. VASQUES, J. MATIAS, L. DE VICUÑA, M. CASTILLA, "HIERARCHICAL CONTROL OF DROOP-CONTROLLED AC AND DC MICROGRIDS - A GENERAL APPROACH TOWARD STANDARDIZATION", IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL 38, NO 1, JANEIRO 2011
- [21] J. DRIESEN, K. VISSCHER, "VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATORS", IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2008
- [22] J. ROCABERT, A. LUNA, F. BLAABJERG, P. RODRÍGUEZ, "CONTROL OF POWER CONVERTORS IN AC MICROGRIDS", IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL 27, NO 11, NOVEMBRO 2012
- [23] O. PALZBAN, K. KAUHANIEMI, "MICROGRID CONTROL PRINCIPLES IN ISLAND MODE OPERATION" IEEE GRENoble CONFERENCE, 2013

-
- [24] X. WANG, J. GUERRERO, F. BLAABJERG, Z CHEN, "A REVIEW OF POWER ELECTRONICS BASED MICROGRIDS", JOURNAL OF POWER ELECTRONICS, VOL 12, NO 1, 182-192, 2012
- [25] E. ROKROK, M- SHAFIE-KHAH, J. CATALÃO, "REVIEW OF PRIMARY VOLTAGE AND FREQUENCY CONTROL METHODS FOR INVERTER-BASED ISLANDED MICROGRIDS WITH DISTRIBUTED GENERATION", RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS, VOL 82, PART 3, PG. 3225-3235, FEVEREIRO 2018
- [26] ENGLER A, OSIKA O, BARNES M, JENKINS N, ARULAMPALAM A. "DB1 LOCAL MICRO SOURCE CONTROLLER STRATEGIES AND ALGORITHMS", /WWW.MICROGRIDS.EU/MICRO2000S, EUROPEAN COMMISSION, 2004
- [27] J. GUERRERO, M. CHANDORKAR, T. LEE, P. CHIANG LOH, "ADVANCED CONTROL ARCHITECTURES FOR INTELLIGENT MICROGRIDS - PART I: DECENTRALIZED AND HIERARCHICAL CONTROL", IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS", VOL. 60, NO 4, ABRIL 2013
- [28] R. CHANDRASENA, F. SHAHNA, A. GHOSH, S. RAJAKARUNA, " SECONDARY CONTROL IN MICROGRIDS FOR DYNAMIC POWER SHARING AND VOLTAGE/FREQUENCY ADJUSTMENT", " 2014 AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (AUPEC), 2014
- [29] M. ROSLAN, M. AHMAD, M. ISA, N. RAHMAN, "CIRCULATING CURRENT IN PARALLEL CONNECTED INVERTER SYSTEM", 2016 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY, JUNE 2016
- [30] Q. SHAFIEE, J. GUERRERO, J. VASQUEZ, "DISTRIBUTED SECONDARY CONTROL FOR ISLANDED MICROGRIDS - A NOVEL APPROACH, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS", VOL, 29, NO 2, FEVEREIRO 2014
- [31] A. KEYHANI, M. MAEWALI, "SMART POWER GRIDS 2011", BOOK, SPRINGER, 2011
- [32] M. FEIZI, H. BREVRANI, P. BABAHAJLANL, "FUZZY-PI-BASED SUPERVISORY FREQUENCY CONTROL DESIGN IN STAND-ALONE AC MICROGRID, "INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING INTELLIGENT SYSTEMS FOR ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATIONS, JANUARY 2014
- [33] R. CHAUHAN, B. RAJPUROHIT, R. HEBNER, S. SINGH, F. LONGATT, "DESIGN AND ANALYSIS OF PID AND FUZZY-PID CONTROLLER FOR VOLTAGE CONTROL OF DC MICROGRID", "2015 IEEE INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - ASIA", JANUARY 2016

[34] Y. KIM, E. KIM, S. MOON, "FREQUENCY AND VOLTAGE CONTROL STRATEGY OF STANDALONE MICROGRIDS WITH HIGH PENETRATION OF INTERMITTENT RENEWABLE GENERATION SYSTEMS", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL 31, Nº1, JANEIRO 2016

[35] I. SERBAN, C. MARINESCU, "ENHANCED CONTROL STRATEGY OF THREE-PHASE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS FOR FREQUENCY SUPPORT IN MICROGRIDS AND WITH UNINTERRUPTED SUPPLY OF LOCAL LOADS", IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL 29, Nº9, SETEMBRO 2014

[36] T. VIGNEYSH. M- KUMARAPPAN, "AUTONOMOUS OPERATION AND CONTROL OF PHOTOVOLTAIC/SOLID OXIDE FUEL CELL/BATTERY ENERGY STORAGE BASED MICROGRID USING FUZZY LOGIC CONTROLLER", INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY VOL.41, Nº3. JANEIRO 2016

[37] PAULA FONSECA, PEDRO MOURA, HUMBERTO JORGE E ANÍBAL DE ALMEIDA. "SUSTAINABILITY IN UNIVERSITY CAMPUS: OPTIONS FOR ACHIEVING NEARLY ZERO ENERGY GOALS". EM: INTERNATIONAL JOURNAL OF SUSTAINABILITY IN HIGHER EDUCATION 19.4 (2018), PP. 790–816.

[38] RIBEIRO, D.E.T. " ANÁLISE AO FUNCIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO NO EDIFÍCIO DEEC-FCTUC". TESE DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES NA ESPECIALIDADE DE ENERGIA, DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES, FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA, UNIVERSIDADE DE COIMBRA, COIMBRA

[39] AXITEC, AC-270P, TECHNICAL CHARACTERISTICS

[40] DA SILVA, V.I. " ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO EDIFÍCIO DO DEEC. TESE DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES NA ESPECIALIDADE DE ENERGIA, DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES, FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA, UNIVERSIDADE DE COIMBRA, COIMBRA

[41] OBSERVATÓRIO ASTRONÓMICO DE LISBOA, " NASCIMENTO E OCASO DO SOL (COIMBRA), ANO 2019. URL [HTTP://OAL.UL.PT/DOCUMENTOS/2017/12/SOL-COIMBRA-2018.PDF/](http://oal.ul.pt/documentos/2017/12/sol-coimbra-2018.pdf/)

[42] E. WEERAKOON, Y. WASUNDARA, J. WEERASINGHE, W. WELIWITA, W. WICKRAMASINGHE, N. LIDULA, K. HEMAPALA, "LOW VOLTAGE DC MICROGRID CONTROL STRATEGY USING SINGLE PHASE DQ TRANSFORMATION", 2019 MORATUWA ENGINEERING RESEARCH CONFERENCE (MERCEN), JULHO 2019

[43] O. POP, G. CHINDRIS, A. DULL, "USING DSP TECHNOLOGY FOR TRUE SINE PWM GENERATORS FOR POWER INVERTERS", 27TH INTERNATIONAL SPRING SEMINAR ON ELECTRONICS TECHNOLOGY: MEETING THE CHALLENGES OF ELECTRONICS TECHNOLOGY PROGRESS, 2004, AUGUST 2005

[44] SEBENTA DE ELECTRÓNICA DE POTÊNCIA – PROF. ANDRÉ MENDES, 2018.

[45] N. GULER "MPPT BASED MODEL PREDICTIVE CONTROL OF GRID CONNECTED INVERTER FOR PV SYSTEMS"

[46] [HTTPS://WWW.ERSE.PT/ATIVIDADE/REGULACAO/REGULACAO/](https://www.erse.pt/atividade/regulacao/regulacao/)

[47] [HTTPS://WWW.ERSE.PT/EBOOKS/REGULAMENTOS-MANUAIS-GUIAS/ELETRICIDADE/MANUAL-DE-PROCEDIMENTOS-DA-QUALIDADE-DE-SERVICO-SETOR-ELETRICO-E-SETOR-DO-GAS-NATURAL/](https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/electricidade/manual-de-procedimentos-da-qualidade-de-servico-setor-eletrico-e-setor-do-gas-natural/)

[48] [HTTPS://WWW.ERSE.PT/ATIVIDADE/REGULAMENTOS-ELETRICIDADE/QUALIDADE-DE-SERVICO/](https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/qualidade-de-servico/)

[49] [HTTPS://PAGINAS.FE.UP.PT/~EE86007/PAGINA_NORMA_NP_EN_50160-2001.HTM](https://paginas.fe.up.pt/~ee86007/pagina_norma_np_en_50160-2001.htm)

[50] LEONARDO POWER QUALITY INITIATIVE "VOLTAGE DISTURBANCES - STANDARD EN50160 VOLTAGE CHARACTERISTICS IN PUBLIC DISTRIBUTION SYSTEMS"
URL:[HTTPS://COPPERALLIANCE.ORG.UK/UPLOADS/2018/03/542-STANDARD-EN-50160-VOLTAGE-CHARACTERISTICS-IN.PDF](https://copperalliance.org.uk/uploads/2018/03/542-standard-en-50160-voltage-characteristics-in.pdf)

[51] N. BOTTRELL, M. PRODANOVIC, T. GREEN, "DINAMIC STABILITY OF A MICROGRID WITH AN ACTIVE LOAD", IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL.28, No.11, NOVEMBER 2011

ANEXO DAS TABELAS EN50160

Tabela 2 - Requerimentos de Tensão Fornecida segundo a norma EN50160 [43]

| No | Parameter | Supply voltage characteristics according to EN 50160 | Low voltage characteristics according to EMC standard EN 61000 | |
|----|---|---|--|--|
| | | | EN 61000-2-2 | Other parts |
| 1 | Power frequency | LV, MV: mean value of fundamental measured over 10 s ±1% (49.5 - 50.5 Hz) for 99.5% of week -6%/+4% (47- 52 Hz) for 100% of week | 2% | |
| 2 | Voltage magnitude variations | LV, MV: ±10% for 95% of week, mean 10 minutes rms values (Figure 1) | | ±10% applied for 15 minutes |
| 3 | Rapid voltage changes | LV: 5% normal 10% infrequently $P_{10} \leq 1$ for 95% of week MV: 4% normal 6% infrequently $P_{10} \leq 1$ for 95% of week | 3% normal 8% infrequently $P_{10} < 1.0$ $P_{10} < 0.8$ | 3% normal 4% maximum $P_{10} < 1.0$ $P_{10} < 0.65$ (EN 61000-3-3) 3% (IEC 61000-2-12) |
| 4 | Supply voltage dips | Majority: duration <1s, depth <60%. Locally limited dips caused by load switching on: LV: 10 - 50%, MV: 10 - 15% (Figure 1) | urban: 1 - 4 months | up to 30% for 10 ms up to 60% for 100 ms (EN 61000-6-1, 6-2) up to 60% for 1000 ms (EN 61000-6-2) |
| 5 | Short interruptions of supply voltage | LV, MV: (up to 3 minutes) few tens - few hundreds/year Duration 70% of them < 1 s | | 95% reduction for 5 s (EN 61000-6-1, 6-2) |
| 6 | Long interruption of supply voltage | LV, MV: (longer than 3 minutes) <10 - 50/year | | |
| 7 | Temporary, power frequency overvoltages | LV: <1.5 kV rms MV: 1.7 U_c (solid or impedance earth) 2.0 U_c (unearthed or resonant earth) | | |
| 8 | Transient overvoltages | LV: generally < 6kV, occasionally higher; rise time: ms - μ s. MV: not defined | | ±2 kV, line-to-earth ±1 kV, line-to-line 1.2/50(8/20) Tr/Th μ s (EN 61000-6-1, 6-2) |
| 9 | Supply voltage unbalance | LV, MV: up to 2% for 95% of week, mean 10 minutes rms values, up to 3% in some locations | 2% | 2% (IEC 61000-2-12) |
| 10 | Harmonic voltage | LV, MV: see Table 2 | 6%-5%, 5%-7%, 3.5%-11%, 3%-13%, THD <8% | 5% 3 rd , 6% 5 th , 5% 7 th , 1.5% 9 th , 3.5% 11 th , 3% 13 th , 0.3% 15 th , 2% 17 th (EN 61000-3-2) |
| 11 | Interharmonic voltage | LV, MV: under consideration | 0.2% | |

Tabela 3 -Valores Requeridos dos Harmónicos Individuais da Tensão até à Ordem 25 segundo a norma EN50160 [43]

| Odd harmonics | | | | Even harmonics | |
|--------------------|----------------------|----------------|----------------------|----------------|----------------------|
| Not multiples of 3 | | Multiples of 3 | | Order h | Relative voltage (%) |
| Order h | Relative voltage (%) | Order h | Relative voltage (%) | | |
| 5 | 6 | 3 | 5 | 2 | 2 |
| 7 | 5 | 9 | 1.5 | 4 | 1 |
| 11 | 3.5 | 15 | 0.5 | 6 24 | 0.5 |
| 13 | 3 | 21 | 0.5 | | |
| 17 | 2 | | | | |
| 19 | 1.5 | | | | |
| 23 | 1.5 | | | | |
| 25 | 1.5 | | | | |

APÊNDICE ARQITERURA DA MICRO-REDE

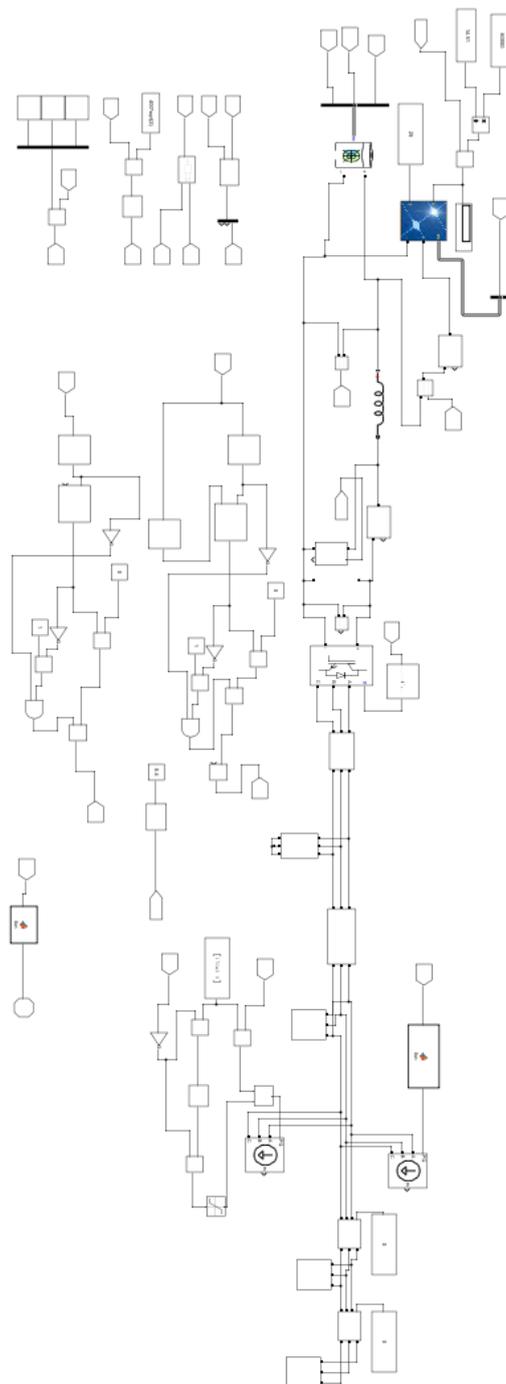


Figura 45 - Arquitetura da Microrede

APÊNDICE SISTEMA DE CONTROLO DE TENSÃO/FREQUÊNCIA E SGE

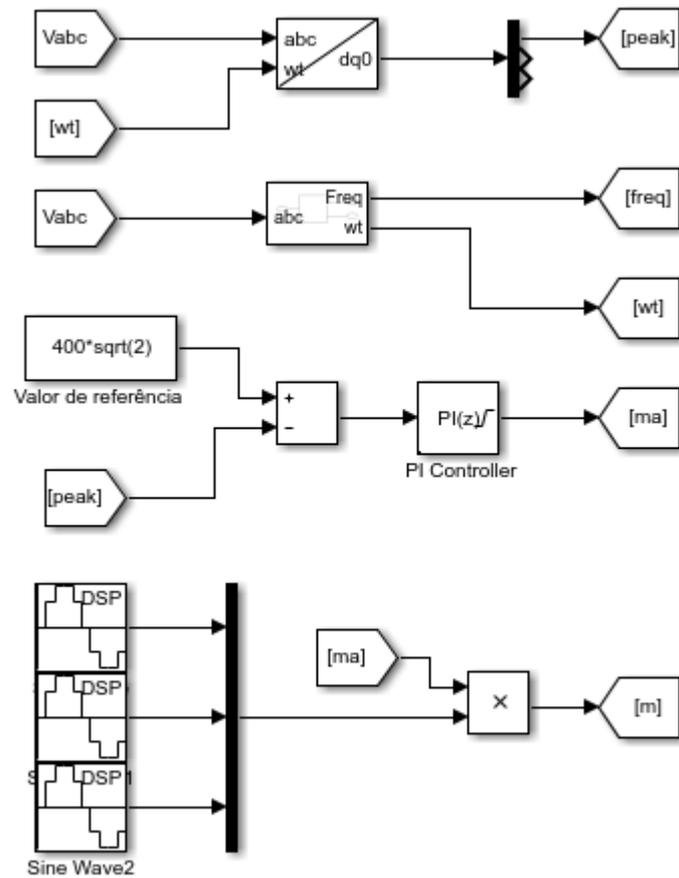


Figura 46 - Controlador de Tensão e Frequência

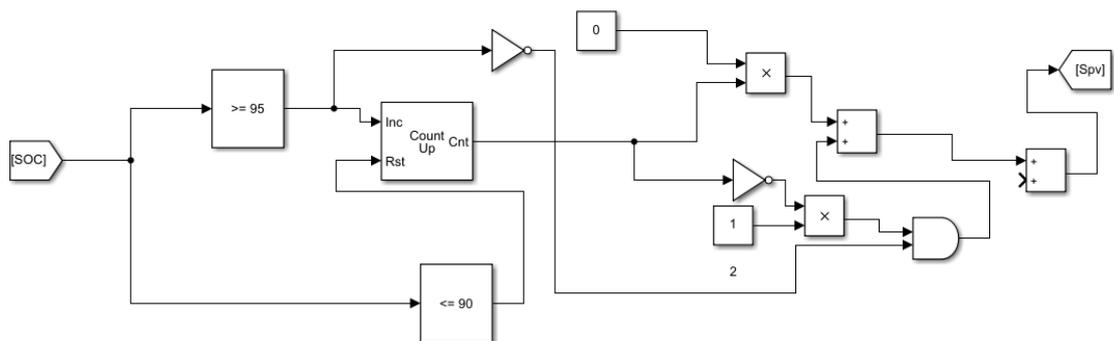


Figura 47 - Controlador para SOC Superior a 95%

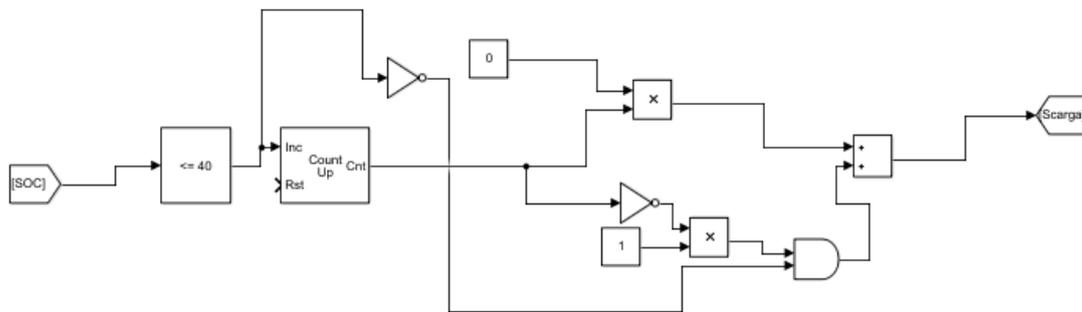


Figura 48 - Controlador para SOC Inferior a 40%

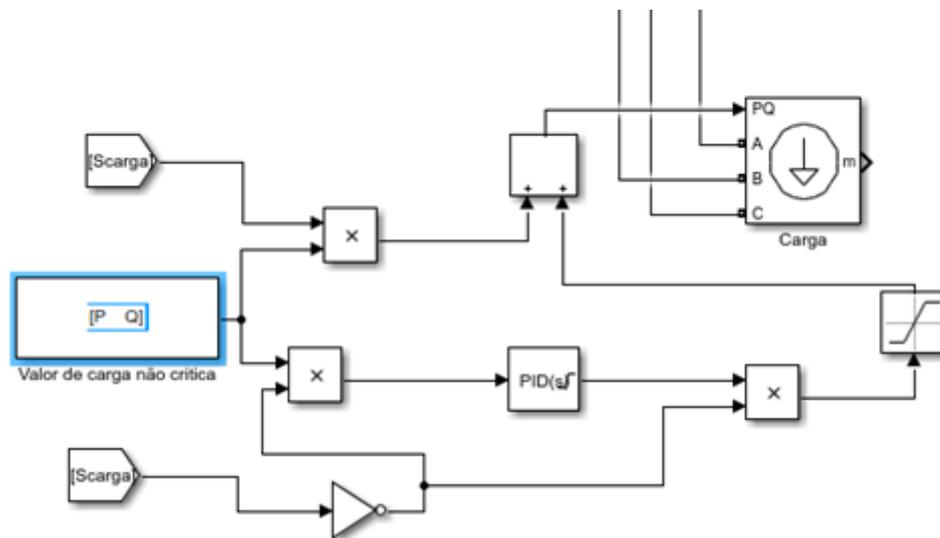


Figura 49 - Controlador de Deslaste de Carga Não Crítica

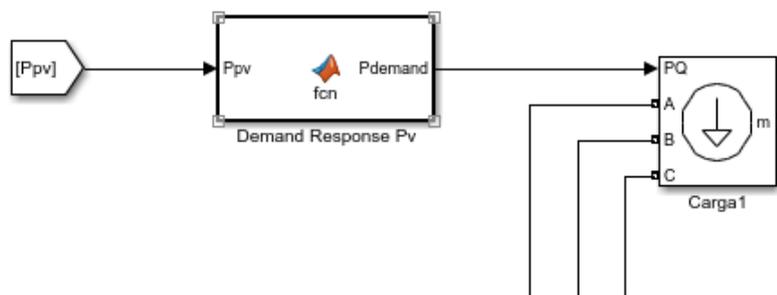


Figura 50 - Controlador de Gestão da Procura

```

function Pdemand = fcn(Ppv)

if Ppv >= 10e3

Pdemand = [10e3 0];

else

Pdemand = [Ppv 0];

end

end

```

Figura 51 - Algoritmo em MATLAB do bloco "Demand Response PV"



Figura 52 - Controlador para SOC Inferior a 5%

```

function Sseg = fcn(SOC)

if SOC < 5

Sseg=1;

else

Sseg=0;

end

end

```

Figura 53 - Algoritmo em MATLAB do bloco "Controlador de Paragem"