

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estratégias de controlo de tensão em redes de
distribuição de baixa tensão**

João Pedro Azeredo Aguiar

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Moreira

19 de Julho de 2016

© João Pedro Azeredo Aguiar, 2016

Resumo

A necessidade de se promover políticas que visam a redução da dependência energética e uma redução significativa dos Gases de Efeito de Estufa levou a que, nas últimas décadas, se tenha assistido a um enorme desenvolvimento de unidades de produção dispersa em particular de microgeração. No entanto a penetração elevada destas unidades de produção dispersa, numa integração puramente passiva, tem causado vários problemas relativos à operação da rede de distribuição. Este facto é ainda mais preocupante em redes de distribuição de baixa tensão onde tradicionalmente existe pouca capacidade de monitorização e onde há um grau de caracterização da rede muito limitado. A juntar a este facto agrava-se a característica resistiva destas redes que cria um acoplamento direto entre potência ativa e tensão, o que leva a que o excesso de potência proveniente da microgeração gere um efeito de subida de tensão gravoso. Neste sentido a presente Dissertação propõe diferentes estratégias de controlo de tensão e a conseqüente avaliação do seu impacto na rede. As soluções apresentadas pressupõem dois cenários distintos: Num primeiro caso pressupõe-se um conhecimento da rede muito limitado, o que leva ao recurso de soluções bastante simplificadas que, apesar de permitir resolver o problema da sobretensão, conduzem a cortes elevados de potência proveniente da microgeração. No segundo caso admite-se um conhecimento total da rede de baixa tensão, enquadrado num paradigma de redes elétricas inteligentes, o que permite o desenvolvimento de uma solução ótima através da realização de um trânsito de potências trifásico de modo a identificar uma série de sinais de controlo a enviar a todos os recursos distribuídos. Nesta segunda fase é também explorada a possibilidade de se alterar as tomadas de transformadores de distribuição Média Tensão/Baixa tensão.

Palavras-Chave: Baixa Tensão, Energias renováveis, Microgeração, Produção Dispersa, Rede de distribuição, Rede elétricas inteligentes

Abstract

The need for promoting new policies that aim an external energy dependence reduction and a significant reduction of Greenhouse Gases took, in the last decades, to a big development of distributed generation technology, especially Microgeneration. However a high penetration level of this distribution generation units, in a fit-and-forget approach, it's driving to many issues related Distribution network operation. This is even more significant in low voltage networks where there is traditionally little monitoring capacity and is very little knowledge about the grid characteristics. Furthermore, the low X/R characteristics of this networks create a direct coupling between active power and voltage, which make that a high microgeration level drive to a concerning overvoltage problem.

In this way this Master thesis proposes different voltage control strategies and the consequent evaluation of the control impact in the grid. The studied solutions assumed two different scenarios: In the first one is assumed a very little knowledge of the grid, which leave to a very simplified solutions that, although they deal with the overvoltage problem, lead to a high microgenation curtailment. In the second scenario it is assumed a complete knowledge of the low voltage grid, in a smartgrid context, which allow the development of an optimal solution through an optimal power flow allowing to identify specific series of control sinals for the distributed resources. In this second scenario it's also explore the possibility to use the On load tap changer transformers capacity.

Key-words: low voltage, renewable energy, microgeneration, distributed generation, smart grids

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira por, durante estes meses de trabalho, ter demonstrado sempre uma total disponibilidade e interesse por o trabalho desenvolvido.

De seguida queria deixar um agradecimento especial ao Henrique, Mônica, Sara, Marta e Brandão. A todos os meus amigos o meu muito obrigado. Muito dos bons momentos desta minha caminhada académica se deve a vocês.

Gostaria de agradecer a toda a minha família (tios, primos, avós, Padrasto) por terem estado sempre presentes, nos melhores momentos mas especialmente naqueles menos bons, demonstrando sempre que acreditavam nas minhas capacidades.

Aos meus pais, estou eternamente grato por me terem proporcionado todas as condições para chegar a este momento. Todo e qual sucesso que obtive até hoje se deve a eles.

Por fim o meu agradecimento ao meu irmão, do qual espero que no futuro possa vivenciar uma vida académica longa, trabalhosa mas inesquecível como a minha.

A todos o meu muito obrigado!

João Pedro Azeredo Aguiar

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1- Motivação.....	1
1.2- Objetivos	3
1.3- Estrutura da dissertação.....	4
Capítulo 2	5
Estado da Arte.....	5
2.1- Introdução	5
2.2- Tecnologias Existentes.....	5
2.2.1- Unidades de microgeração	5
2.2.2- Unidades de Armazenamento de energia	10
2.3- Regulamento e legislação	11
2.3.1- Regulamento Nacional	11
2.3.2 - Regulamentação Internacional.....	14
2.4- Ligação à rede	14
2.4.1- Impactos resultantes.....	14
2.5- Redes elétricas inteligentes	18
2.5.1- Micro e multi-microredes	18
2.5.2- Arquiteturas avançadas de Redes Inteligentes	21
2.5.3- Funcionalidades de controlo avançadas	23
2.6- Contadores inteligentes	29
2.6.1- O Conceito e a arquitectura	30
2.6.2- Aplicações e vantagens	31
2.6.3- Gestão do consumo	33
2.7- Cenários de validação de redes inteligentes.....	33
2.8- Conclusão.....	35
Capítulo 3	37
Trânsito de potências em redes trifásicas desequilibradas.....	37
3.1- Introdução	37
3.2- Formulação do problema de trânsito de potências	37
3.3- Ferramenta de simulação	41
3.3.1- Modelização da rede BT	41
3.4- Conclusões.....	44
Capítulo 4	45
Estratégias de controlo de tensão	45
4.1- Introdução	45
4.2- Estratégias de controlo de tensão.....	45
4.2.1- Definição de um limite para a potência ativa injetada	45

4.2.2-Gestão da potência reativa.....	46
4.2.3-Controlo coordenado	48
4.3- Conclusões	55
Capítulo 5	57
Avaliação do desempenho das estratégias de controlo de tensão	57
5.1- Introdução	57
5.2- Caso de estudo	57
5.2.1- Caracterização da rede em estudo	57
5.2.2- Definição de cenários de estudo	59
5.3- Rede sem controlo	59
5.4- Avaliação das estratégias de controlo	61
5.4.1-Definição de um limite para a potência ativa injetada.....	62
5.4.2-Influência do controlo da potência reativa	66
5.4.3-Controlo coordenado	68
5.5- Conclusões	74
Capítulo 6	77
Conclusões e trabalhos futuros	77
6.1- Conclusões	77
6.2- Trabalhos futuros	78
Anexos.....	81
Bibliografia.....	85

Lista de figuras

Figura 1.1: Arquitetura de um Sistema elétrico tradicional.	2
Figura 2.1: Ilustração do efeito fotovoltaico [4]	6
Figura 2.2: Desenho esquemático de um aerogerador [9]	7
Figura 2.3: Esquema de uma microturbina Single-Shaft [12]	9
Figura 2.4: Perfil de tensão de uma rede distribuição radial sem microgeração[12]	16
Figura 2.5: Esquema simplificado de uma rede de distribuição MT/BT com produção proveniente de unidades de microgeração [32]	17
Figura 2.6: Arquitectura de uma micro-rede	19
Figura 2.7:Arquitetura de controlo e gestão de um sistema MMR;	20
Figura 2.8: Arquitetura de uma rede inteligente [35]	22
Figura 2.9: Algoritmo de estimação de estados e carga no dia d, intervalo de tempo i [36] ..	25
Figura 2.10 :sistema de controlo de tensão da arquitetura proposta [37]	26
Figura 2.11: Relação controlo P/V.....	28
Figura 2.12: arquitetura típica de uma infraestrutura de contagem inteligente [48]	31
Figura 2.13: Arquitectura [52]	34
Figura 3.1: Secção de linha trifásica de quatro condutores, considerando a terra. Onde	38
Figura 3.2: Modelo de uma linha de distribuição trifásica com quatro condutores, ligada à terra em vários pontos.	39
Figura 3.3:Modelização do transformador de distribuição	41
Figura 3.4: Modelos das linhas	42
Figura 3.5:Esquerda: Bloco representativo da carga; Direita: esquemático da implementação de uma carga	43
Figura 3.6:Esquerda: bloco representativo de um microgerador; Direita: esquemático da implementação de um microgerador	43

Figura 3.7: ligação com os blocos representativos dos diagramas de carga e produção diários	44
Figura 4.1: Esquema de operação de controlo do método limitador da potência ativa gerada; figura adaptada de [26]	46
Figura 4.2: esquema de controlo potência reativa $Q(V)$	47
Figura 4.3: Esquema de operação de controlo $\cos \varphi (P)$ [62]	47
Figura 4.4: Reprodução de uma partícula no EPSO	52
Figura 4.5: exemplo de partícula usada no EPSO	52
Figura 4.6: fluxograma do algoritmo EPSO usado para o controlo coordenado	54
Figura 4.7: Método de penalidades usado no algoritmo de otimização	55
Figura 5.1: Rede de baixa tensão (BT) estudada	58
Figura 5.2: Diagrama de carga e de produção diário.	58
Figura 5.3: Perfil de tensão na rede com microgeração e sem controlo (hora 14)	59
Figura 5.4: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 sem controlo de tensão. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 sem controlo da rede	60
Figura 5.5: <i>Esquerda</i> : Perfil de tensão no barramento 30 sem controlo de tensão; <i>Direita</i> : Perfil de tensão no barramento 33 sem controlo de tensão	60
Figura 5.6: Perfil de perdas diário para rede sem controlo de tensão	61
Figura 5.7: Perfil de tensão na rede após limitar a 50% de P_n a produção fotovoltaica (hora 14)	62
Figura 5.8: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 50% de P_n de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 50% de P_n de microprodução:	63
Figura 5.9: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 30 com limite de 50% P_n de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 33 com limite de 50% P_n de microprodução	63
Figura 5.10: Potência total gerada sem controlo, potência injetada e potência cortada (limite fixo 50% P_n)	64
Figura 5.11: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 40% de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 40% de microprodução:	64
Figura 5.12: Potência total gerada sem controlo, potência injetada e potência cortada (limite fixo 40% P_n)	65
Figura 5.13: regra de controlo da potência reativa	66
Figura 5.14: - Perfil de tensão na rede após limite de 50% P_n + absorção de reativa (hora 14)	66

Figura 5.15: - Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 50% Pn de microprodução + reativa. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 50% Pn de microprodução + reativa:	67
Figura 5.16: Perdas com limite da produção em 40% de Pn	67
Figura 5.17: Perdas com limite da produção em 50% de Pn + absorção de potência reativa ..	68
Figura 5.18: perfil de tensão na rede após controlo coordenado (hora 14)	69
Figura 5.19: Esquerda: função de avaliação desde a primeira iteração (14h); Direita: Função de avaliação desde a segunda iteração (14 h)	69
Figura 5.20: Esquerda: Função de avaliação (10 h); Direita: função função de avaliação (17 h).....	70
Figura 5.21: Potência ativa cortada para a metodologia mais simplificada e para o controlo coordenado	72
Figura 5.22: Potência ativa cortada para a metodologia mais simplificada e para o controlo coordenado	73
Figura 5.23: Tensões mínimas e máxima na rede para o controlo coordenado (ativa + OLTC).....	73
Figura 5.24: posição das tomadas do transformador OLTC	74

Lista de tabelas

Tabela 2.1: Funcionalidades e benefícios de uma infraestrutura de contagem inteligente ...	32
Tabela 4.1: posições possíveis para as tomadas do transformador MT/BT	52
Tabela 5.1: comparação de resultados numa simulação diária	65
Tabela 5.2: parâmetros EPSO	68
Tabela 5.3: Produção detalhada de cada unidade fotovoltaica para os vários cenários (14h).....	71
Tabela 5.4: posições das tomadas do transformador OLTC para as duas simulações	74

Abreviaturas e Símbolos

BT	Baixa Tensão;
CAMC	Central Autonomous Management Controller
CC	Corrente Continua
CI	Contador Inteligente;
DTC	Distribution Transformer Controller;
EB	Energy Boxes;
EDP	Energias de Portugal;
FER	Fontes de Energias Renováveis;
GEE	Gases com efeito de estufa;
HAN	Home Area Network
LC	Load Controller;
MC	Micro source controller;
MGCC	Microgrid Central Controller;
MMR	Multi-micro-rede;
MPPT	seguidor do ponto de potência máximo ;
MR	Micro-rede;
MT	Média Tensão;
NAN	Neighborhood Area Network
OLTC	On-Load Tap Changer;
ORD	Operador Rede Distribuição
PD	Produção Dispersa;
RD	Rede de Distribuição;
RI	Redes Inteligentes;
SEE	Sistemas elétricos de energia;
SCADA	Sistema de supervisão de Controlo e Aquisição de Dados;
SSC	Smart Substation Controller;
TP	Trânsito de Potências;
UE	União Europeia;

μ G
WAN

Microgeração;
Wide Area Network

Capítulo 1

Introdução

1.1- Motivação

O aquecimento global, provocado pelo aumento das emissões de gases com efeito estufa, e o crescimento exponencial da população mundial com conseqüente aumento do consumo energético têm provocado alterações significativas nos sistemas elétricos de energia (SEE).

Estas alterações foram impulsionadas por acordos assinados entre os vários Governos mundiais, no qual se estabeleceram metas a curto/médio prazo que visam a promoção de uma reforma no sector energético. Essa promoção passa por uma maior eficiência energética, através de um aumento do uso de fontes energéticas renováveis (FER).

O Protocolo de Quioto, assinado por 59 países em 1997, foi um verdadeiro ponto de partida para esta mudança. Tendo em consideração os resultados pretendidos com a assinatura deste protocolo, a União Europeia (UE) desenvolveu a sua própria estratégia criando um conjunto de metas bastante ambiciosas até ao ano de 2020:

- Reduzir 20% das emissões carbónicas;
- Reduzir em 20% o consumo energético (através de um aumento da eficiência energética);
- Aumentar em 20% o uso de FER (tais como solar, eólica, biomassa, etc) do total da energia gerada;

Os potenciais benefícios que poderão advir da utilização de tecnologias de geração distribuída tais como uma maior segurança no abastecimento energético, uma menor dependência de combustíveis fósseis por parte dos países mais importadores, a redução nas emissões carbónicas e os mecanismos de incentivos económicos criados têm conduzido a um crescimento exponencial da sua utilização. Em [1] é feita uma listagem dos principais motivos para esse rápido crescimento, sendo identificados três categorias principais: fatores ambientais, fatores comerciais e fatores políticos. A rápida integração de produção distribuída (PD) na rede levou a uma mudança de paradigma no SEE.

2 Introdução

Tradicionalmente, o desenvolvimento dos SEE seguia uma estrutura hierárquica com 3 níveis distintos: Geração, Transporte e Distribuição, sendo naturalmente o objetivo primordial a alimentação do consumidor. A geração caracterizava-se por ser o nível onde se concentrava toda a produção, proveniente de geradores de elevada capacidade que baseavam a sua produção em 3 tecnologias principais: unidades hídricas, térmicas e nucleares. O sistema de transporte era usado para transportar a energia elétrica a ser entregue aos consumidores finais através de transformadores de distribuição.

A figura 1.1. ilustra a estrutura clássica referida acima.

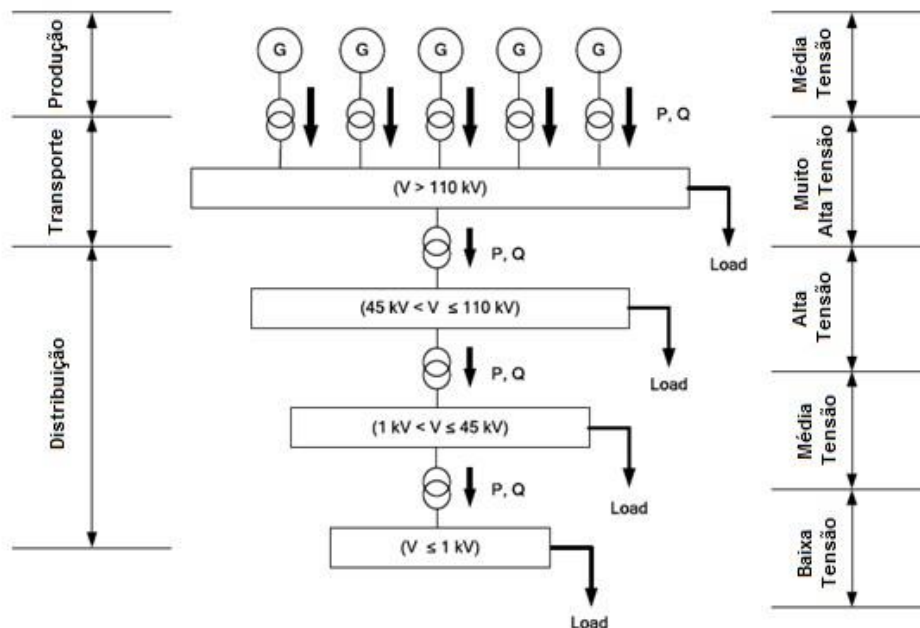


Figura 1.1: Arquitetura de um Sistema elétrico tradicional.

Nos anos mais recentes o aparecimento de unidades de geração em redes de distribuição que não haviam sido planeadas para aceitar a injeção de potência opôs-se ao tradicional conceito de geração centralizada.

A forma existente de integrar produção dispersa nas redes começou por seguir uma tendência de integração puramente passiva (Fit and Forget) [2]. Neste tipo de abordagem a PD não oferece à rede qualquer tipo de serviço além da produção não controlada de potência ativa, o que limita consideravelmente a quantidade de PD que pode ser ligada às redes sem causar problemas na operação e controlo das mesmas. De modo a contrariar o impacto que uma integração passiva de PD provoca na estabilidade e funcionamento das redes, os operadores da rede de distribuição e transporte têm vindo a repensar e a atualizar os seus códigos de rede atuais. Os requisitos técnicos de ligação presentes nos novos códigos de rede exigem que as unidades de PD ligadas à rede tenham alguma capacidade de fornecer suporte ao funcionamento da mesma durante algum distúrbio bem como alguma capacidade de controlar a potência ativa e reativa fornecidas. No entanto, mesmo com estes novos códigos de rede avançados, continuam a existir problemas de integração na rede.

Estes problemas agravam-se mais quando se fala em redes de distribuição de baixa tensão(BT). A sua natureza altamente resistiva aliada a uma capacidade de monitorização e de controlo historicamente muito limitada pode levar ao aparecimento de sobretensões em momentos de elevado valor de microgeração.

Sendo que várias tecnologias de PD se caracterizam por uma imprevisibilidade na produção, a impossibilidade de coordenação entre a geração e a carga em cada momento requer a adoção de novas filosofias de gestão da rede.

1.2- Objetivos

Num cenário de crescimento massivo de produção de origem renovável, em particular de microgeração, têm-se como consequência riscos acrescidos de diversos problemas operacionais sobre as redes de distribuição. Em particular, nas redes de baixa tensão, devido à presença de unidades de microgeração, existe o risco acrescido de problemas de sobretensão. Do ponto de vista estratégico podem identificar-se 2 possibilidades de se resolver o problema:

- Forte investimento no reforço das infraestruturas elétricas tais como cabos, transformadores, etc.

- Utilizar todos os recursos disponíveis na rede de modo eficaz, através de um controlo local ou coordenado desses mesmos recursos de modo a manter as tensões dentro dos limites admissíveis, envolvendo a exploração de novas tecnologias no domínio das redes elétricas inteligentes.

Desta forma, com esta dissertação pretende-se atingir os seguintes objetivos:

1°. Analisar as condições de operação de uma rede de distribuição de baixa tensão tipicamente rural (radial e resistiva) com uma forte presença de produção descentralizada e sem qualquer tipo de controlo;

2°. Identificar diferentes cenários de controlo da rede BT, no qual se pressupõem diferentes níveis de caracterização da rede e da capacidade de monitorização e controlo da mesma. Para cada um desses cenários, definir estratégias de controlo para permitir a maximização de produção de origem renovável sem passar os limites de tensão;

3° Efetuar uma análise comparativa das estratégias traçadas, tendo em consideração a sua implementação e os impactos resultantes para a rede em termos de valores de microgeração não injetada.

1.3- Estrutura da dissertação

No capítulo 1 é feito um enquadramento geral do problema proposto.

No capítulo 2 é descrito o estado da Arte. Primeiramente faz-se uma pequena análise sobre as diferentes tecnologias de microgeração existentes incidindo depois nos aspetos relacionados com a integração dessas mesmas unidades em redes de baixa tensão. É ainda feito uma análise sobre uma arquitetura tipo de uma rede inteligente e a sua estrutura de comunicação, tentando ilustrar da melhor forma a mudança de paradigma energético.

O capítulo 3 faz uma introdução teórica ao problema do trânsito de potência em redes trifásicas desequilibradas e radiais, como é o caso da rede em estudo nesta dissertação.

No capítulo 4 apresenta-se em detalhe as estratégias de controlo analisadas neste trabalho, expondo princípios de funcionamento, vantagens e desvantagens de cada uma delas.

No capítulo 5 apresenta-se e discute-se os resultados obtidos em cada uma das estratégias. Por fim, o capítulo 6 expõe as principais conclusões retiradas com a realização deste trabalho.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1- Introdução

Os sistemas elétricos de energia (SEE) têm sofrido diversas alterações, principalmente no decurso da última década, devido a uma grande integração de recursos energéticos distribuídos na mesma. Essa integração é resultado de um intenso esforço que tem vindo a ser feito a nível internacional de modo a travar o aumento das emissões de Gases com efeito de estufa (GEE) e consequentemente do aquecimento global.

Apesar de as fontes de microgeração (μG) serem vistas como uma boa solução, a sua integração nas redes elétricas levanta vários problemas ao operador da rede de distribuição (ORD). Entre esses problemas está a variabilidade de produção de algumas dessas unidades de μG , o congestionamento de ramos e as alterações espectáveis ao nível dos perfis de tensão.

É neste sentido que face à integração de diversas fontes nas redes surgem diversos impactos que é necessário acautelar. As redes inteligentes são uma das possibilidades que visam permitir uma gestão mais eficiente de todos os elementos ligados à rede - cargas, produção e unidades de armazenamento de energia- contribuindo para solucionar a barreira da integração de produção dispersa (PD).

2.2- Tecnologias Existentes

2.2.1- Unidades de microgeração

Define-se como microgeração a produção de eletricidade em pequena escala, com a gama de potência elétrica a variar entre os 1 kW e 100 kW, utilizando para esse fim recursos de origem renovável e/ou tecnologias de geração eficiente [3]. O conjunto de tecnologias existentes são vastas e cada uma delas apresenta características bem próprias. Assim sendo irá ser feito de seguida uma pequena abordagem sobre as principais tecnologias existentes.

2.2.1.1 Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são a tecnologia de microgeração mais comum de se encontrar nas redes de distribuição de baixa tensão (BT). Caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da conversão direta de radiação solar através do chamado efeito fotovoltaico.

O Efeito fotovoltaico ilustrado na figura 2.1 consiste na incidência de fótons associados à radiação solar que são absorvidos por um material semicondutor, o que proporciona a excitação dos elétrons desde a banda de valência até à banda de condução. Este processo cria pares elétron/lacuna que, devido a um campo elétrico que se forma na junção dos dois materiais PN, são mantidos separados produzindo uma corrente elétrica que se estabelece ao longo de um circuito elétrico [4].

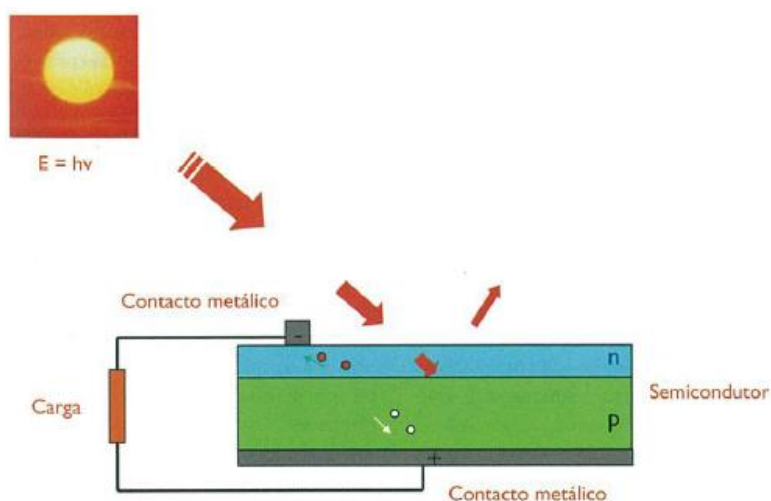


Figura 2.1: Ilustração do efeito fotovoltaico [4]

Em [4,5] é feita uma análise comparativa a diferentes tipos de conversão existentes tendo em conta fatores como rendimento, percentagem em mercado e aplicações. Atualmente existem 3 gerações de tecnologias sendo que as tecnologias de silício monocristalino e policristalino (1º geração) e silício amorfo (2º geração) são as mais comuns.

Define-se como sistema fotovoltaico o conjunto de um *array* de painéis fotovoltaicos, ligados a um conversor que seguem o ponto de maior potência- seguidor do ponto de potência máximo (MPPT) - e a um inversor DC/AC que permite a sua ligação à rede. Quanto ao modo de ligação os sistemas fotovoltaicos (painéis fotovoltaico + equipamentos complementares) podem ser classificados em sistemas ligados à rede ou sistemas isolados [6].

Dentro da categoria de recursos renováveis é aquela que apresentou um maior crescimento nos últimos tempos [4]. Isto permite que a sua relação qualidade VS Custo seja muito apetecível. Este baixo custo aliado aos fatores de ser um equipamento de muito fácil instalação e nada ruidoso [7] faz com que o crescimento desta indústria seja enorme, o que se prevê que a sua instalação em habitações seja cada vez maior.

2.2.1.2 Micro-Aerogeradores

A tecnologia eólica é das tecnologias analisadas nesta dissertação que apresenta um maior grau de desenvolvimento, sendo que desde a antiguidade que o homem faz o seu aproveitamento da energia eólica [8]. Baseia-se na conversão de energia cinética, provocada pela deslocação de massas de ar, em energia mecânica de rotação. Posteriormente um gerador elétrico converte essa energia mecânica em energia elétrica.

A potência de saída da turbina (P) é dada pela seguinte equação, em que C_p é o coeficiente de potência da turbina, ρ a densidade do ar, A a área varrida pelas pás do rotor e v a velocidade do vento:

$$P = \frac{1}{2} * C_p * \rho * A * v \quad (2.1)$$

Os sistemas de conversão eólicos são sistemas combinados de uma parte mecânica e elétrica. Pode-se, de um modo geral distinguir 3 partes fundamentais:

- A torre, de forma tubular, que tem a função de suportar a cabina para assim elevar o rotor da turbina a uma altitude em que o vento apresenta as condições mais adequadas. É um dos elementos que mais peso tem no custo inicial de investimento.
- A cabina ou *Nacelle*, que aloja os sistemas de controlo, de medição e de transmissão mecânica, o gerador elétrico e o mecanismo de orientação direcional.
- O Rotor, que fixa as pás da turbina ao cubo (estrutura metálica situada á frente do aerogeradores acoplada ao eixo que aciona o gerador elétrico).

Na figura 2.2. pode-se ver um esquemático do aerogerador, e os seus constituintes:

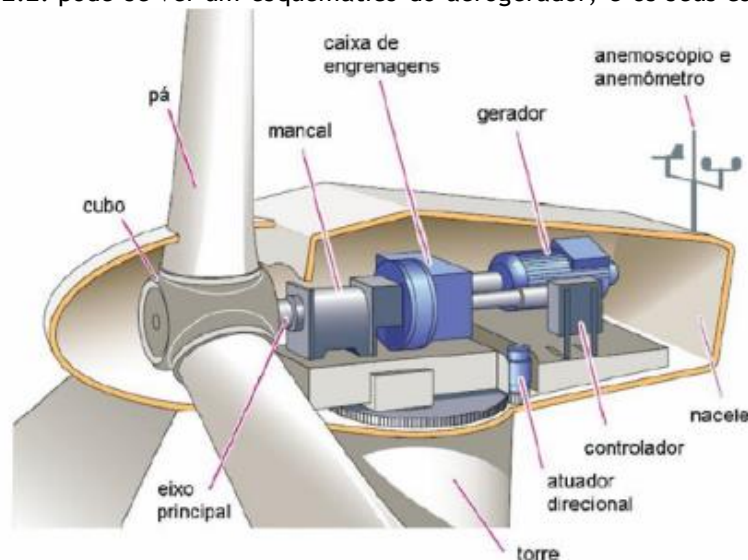


Figura 2.2: Desenho esquemático de um aerogerador [9]

Os sistemas de conversão de energia eólica têm vindo a sofrer modificações muito significativas. São 4 as tecnologias [8] que se distinguem por ser do tipo velocidade fixa ou variável.

Com a introdução de dispositivos de eletrónica de potência nos sistemas houve a oportunidade de se fazer o desacoplamento total ou parcial entre a frequência do gerador e a da rede permitindo uma extração mais eficiente da potência disponível. Permite também o controlo da potência ativa e reativa injetada, o que pode constituir uma grande ajuda para a operação e controlo da rede elétrica.

Diferentes tipos de turbinas eólicas podem ser usadas para a geração de energia elétrica. Em [10] pode-se analisar um estudo mais detalhado sobre os dois tipos existentes: turbina de eixo vertical e turbina de eixo horizontal. A de eixo horizontal é a mais comum mas apresenta algumas desvantagens, nomeadamente em situações de ventos mais turbulentos.

Apesar de, como já referido, ser uma tecnologia maturada não leva a que a sua implementação em larga escala para efeitos de microgeração seja uma realidade. Isto deve-se ao facto de o custo por unidade de turbinas com potência menor ser mais elevado quando comparado com turbinas de maior potência instaladas em parques eólicos. Junta-se ainda o facto de, em países como Portugal, o recurso solar ser mais abundante nas zonas onde estas unidades de μG são instaladas.

2.2.1.3 Microturbinas

Com um impulso dado pela indústria automóvel e aeronáutica o conceito de microturbina começou a surgir pela década de 50. Nos dias de hoje é um tipo de tecnologia muito usada para a cogeração.

A microturbina consiste numa turbina de pequena escala que produz eletricidade e/ou calor a uma escala pequena (gama de 30 a 250 kW). Caracteriza-se por funcionar a altas temperaturas, ter um arranque rápido [11], uma construção compacta e de fácil instalação e pela possibilidade de se poder utilizar combustíveis variados.

Do ponto de vista tecnológico existem dois tipos de configurações físicas:

Single-shaft (1 veio): Solução em que o compressor, turbina e gerador estão montados no mesmo veio que gira a uma velocidade elevada.

Split-shaft (2 veios): Solução que compreende o uso de duas turbinas. Existe assim uma primeira turbina num dos eixos que aciona o compressor e outra turbina num segundo eixo que aciona o gerador elétrico. São utilizadas caixas redutoras de velocidade para o acoplamento da turbina ao gerador.

Na figura 2.3. ilustra-se o esquemático de uma microturbina single-shaft.

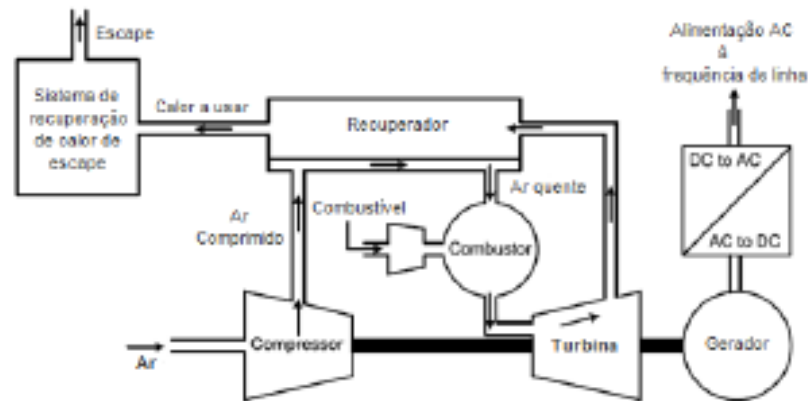


Figura 2.3: Esquema de uma microturbina Single-Shaft [12]

O grande segredo desta máquina está no recuperador de calor utilizado para pré-aquecer o ar comprimido na entrada da turbina a partir dos gases de escape. Este é um processo que aumenta em cerca de 30% a eficiência global. No entanto introduz também perdas devido a pressões internas.

São variadíssimos os exemplos de potenciais aplicações de microturbinas. O seu uso em hotéis, hospitais, piscinas municipais e outros serviços idênticos como cogeração é bem exemplo disso.

As principais vantagens [13] que tornam as microturbinas uma tecnologia apetecível face a outras tecnologias de geração distribuída são:

- Custos de manutenção e de operação mais baixos devido a uma maior simplicidade de estrutura.
- Não requer um sofisticado sistema de controlo eletrónico
- São de muito fácil instalação em qualquer tipo de local
- Podem atingir eficiências de até 80% quando usadas em sistemas de cogeração
- Têm poucas emissões atmosféricas
- Possibilidade de se usar diferentes tipos de combustível

2.2.1.4 Pilhas de Células de Combustível

Uma pilha de combustível é um dispositivo eletroquímico que converte energia química contida num determinado combustível diretamente em energia elétrica. Geralmente esse combustível é o hidrogénio ou um composto que tenha hidrogénio na sua constituição [14].

Na sua composição física existem dois eléctrodos separados por um eletrólito, com uma ligação elétrica exterior entre os dois eléctrodos (ânodo e cátodo) onde é ligada a carga. Uma pilha de combustível é constituída por uma associação em série de células de combustível já que cada célula individual produz uma tensão de apenas 0,8 V. O sistema produz energia em corrente contínua (CC) e é normalmente ligado à rede através de conversores DC-AC. A sua eficiência pode atingir valores perto dos 60%, dependendo do tipo de células de combustível usado [14,15].

De entre várias vantagens a que mais se destaca é o seu reduzido impacto ambiental por ser uma tecnologia que não emite ruído e que não tem qualquer tipo de combustão envolvida, o que a torna amiga do ambiente.

Contudo há desvantagens que limitam o potencial desta tecnologia. O custo elevado dos equipamentos conversores e a reduzida disponibilidade de uma rede de produção e distribuição de hidrogénio são as que mais se destacam.

2.2.2- Unidades de Armazenamento de energia

As unidades de armazenamento são vistas como um importante elemento para as futuras redes de distribuição ativas. De modo a conseguir o melhor ajuste entre os padrões de consumo e os padrões de geração, estas tecnologias de armazenamento terão um papel fundamental para uma maior integração de fontes de energias renováveis (FER).

Relativamente à aplicação pretendida, existe vários tipos de tecnologias de armazenamento que podem ser usadas, sendo que as baterias assumem-se como o dispositivo de armazenamento com mais potencial para no futuro constituírem soluções ideais para muitos dos problemas existentes nas redes de distribuição de baixa tensão.

As baterias de chumbo-ácido representam os dispositivos recarregáveis mais utilizados e antigos. Dado que quando se utiliza unidades de armazenamento para controlo de tensão, necessita-se de ter uma capacidade de carga e descarga total diariamente sem apresentar grandes variações na sua eficiência e operação, este tipo de bateria, devido ao reduzido ciclo de vida e à extrema sensibilidade na profundidade de descarga, representam constrangimentos à sua utilização.

As baterias de níquel - cádmio são mecanicamente robustas, mantêm as suas características estáveis a baixas temperaturas podendo ser hermeticamente seladas. São dispositivos que competem a nível de maturidade e popularidade com as baterias de chumbo-ácido. Estas assumem diversas vantagens em comparação com as baterias de chumbo-ácido, além de possuir capacidade de rápido carregamento e um favorável valor típico para potência específico, este tipo de baterias apresentam-se como boas soluções a nível ambiental, com custos de manutenção baixos e com capacidade cíclica, densidade energética, tempo de vida útil superiores.

As baterias de Sódio-Enxofre surgiram fruto de um aumento da capacidade de potência e densidade energética das baterias. As baterias de Sódio-Enxofre são consideradas uma boa solução para o uso na rede de distribuição de BT devido às suas capacidades de alta densidade energética e elevada eficiência. Embora não sejam envolvidos materiais tóxicos nas reações químicas, a temperatura de funcionamento elevada e a natureza corrosiva do sódio exigem medidas segurança de alto nível, representando os maiores obstáculos na sua produção.

Por fim as baterias de ião-lítio, tecnologia mais recente, apresentam como principais vantagens o facto de o seu tempo útil de vida não ser influenciado pelo número de ciclos carga e descarga e pela alta densidade energética. No futuro estas baterias serão economicamente competitivas e serão usadas largamente nas redes BT com alta eficiência.

De modo a se poder avaliar qual a competitividade e o lucro que se pode retirar das unidades de armazenamento deve-se, em primeiro lugar, determinar os parâmetros técnicos. Os mais importantes são a potência de pico (em MW), a capacidade energética (MWh) bem como o número de ciclos de carga que influencia o tempo de vida do dispositivo.

O investimento nesta solução em alternativa a um possível reforço da RD é cada vez maior pois trata-se de uma solução economicamente mais atrativa. O uso e a integração de tecnologias de armazenamento está a ser cada vez mais discutida e analisada em diversos artigos [16-21].

Em [16] é usado unidades de armazenamento com o foco na introdução de tecnologia fotovoltaica numa rede de baixa tensão. Recorre-se a esta solução sempre que produção de origem fotovoltaica exceda a capacidade da rede BT.

Em [17] apresenta-se um interessante estudo, propondo fazer uso da flexibilidade de carga/descarga dos veículos elétricos para mitigar os efeitos da produção intermitente das FER. Os resultados da simulação numa rede teste de 84 barramentos mostra que uma integração programada na rede de veículos elétricos e de recursos de PD consegue ser bastante eficaz.

Já [21] propõe uma abordagem eficaz e robusta que consegue coordenar várias unidades de armazenamento para controlar a tensão nas RD. Uma estratégia de controlo distribuído baseado num algoritmo consensual é proposto para gerir a carga da rede.

2.3- Regulamento e legislação

2.3.1- Regulamento Nacional

Nesta secção analisar-se-á a evolução da legislação em torno da microgeração, tendo assim uma visão do que tem vindo a ser feito em Portugal [22] de modo a facilitar a integração de unidades de microgeração. Os regulamentos deverão conseguir uma boa adaptação das unidades às redes elétricas atuais.

Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro

A microgeração de eletricidade, como atividade de produção de eletricidade em baixa tensão com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública, foi regulada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. Prevvia-se que a eletricidade produzida (<150 kW) se destinasse predominantemente a consumo próprio (> 50%), sendo o excedente entregue a terceiros ou à rede pública. No entanto, não teve sucesso por ser economicamente inviável.

Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, veio estabelecer as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de receção de eletricidade nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), de maneira a possibilitar a receção e a entrega de eletricidade proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente (SEI).

Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro

O Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro vem simplificar o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, sujeito a inspeção de conformidade técnica. A entrega e a análise de projeto são substituídas pela criação de uma

base de dados de elementos tipo preexistente que assim encurta um procedimento com duração de vários meses a um simples registo eletrónico.

Neste âmbito é formado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma eletrónica de interação com os produtores, no qual se poderá realizar todo o relacionamento com a Administração.

É ainda previsto um regime simplificado de faturação [23] e de relacionamento comercial, evitando a necessidade de emissão de faturas e acertos de IVA pelos particulares. O microprodutor recebe ou paga através de uma única transação, pelo valor líquido dos recebimentos relativos à eletricidade produzida e dos pagamentos relativos à eletricidade consumida.

O decreto-lei 363/2007 cria também dois regimes de remuneração:

- O regime geral apenas para a generalidade das instalações;
- O regime bonificado de tarifas feed-in apenas aplicável às fontes renováveis de energia. Neste caso existe a obrigatoriedade da instalação de um sistema de contagem separado para a microprodução. O acesso ao regime bonificado é também restrito à existência no local de consumo de coletores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respetivas medidas, no caso de condomínios.

O incentivo relacionado à venda de eletricidade é, assim, usado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º 80/2006, de 21 de Abril, que prevê a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios.

Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro

O Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro e cria condições para produzir mais eletricidade em baixa tensão ao simplificar o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.

• É aumentada a quantidade de eletricidade que pode ser produzida. A potência atribuída passa para 25 MW por ano. Passa a ser obrigatório para a generalidade dos comercializadores que fornecem a eletricidade comprar a eletricidade microgerada.

• São criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, a entidades que prestem serviços social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e protecção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

• Os procedimentos relacionados com o registo da produção em regime de microprodução passam a ser mais simples e mais transparentes. Qualquer particular que queira produzir energia neste regime passa a poder fazê-lo através de um registo aberto, que só deixa de estar disponível quando é atingida a potência máxima destinada para o ano em causa. Os registos passam a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter maior previsibilidade quanto à data em que poderão proceder à instalação da microprodução.

• O regime bonificado de venda de eletricidade, que apenas é acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, é ajustado para se tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução. Estabelece-se que o regime

bonificado fica também associado à implementação de medidas de eficiência energética, uma vez que se exige que o local de consumo disponha de coletores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria.

- Para a promoção e incentivo à investigação científica nesta área, cria-se um regime para que laboratórios do Estado e outras entidades públicas possam investigar, desenvolver, testar e aperfeiçoar novas tecnologias de produção de eletricidade.

Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de Fevereiro

Este Decreto-lei procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, e veio iniciar o processo de revisão do regime jurídico da microprodução, tendo sido adotadas soluções que permitam superar dificuldades práticas e operacionais.

Neste âmbito, os regimes jurídicos da microprodução foram alterados, instituindo unicamente ao comercializador de último recurso ou comercializador de recurso exclusivamente em BT a obrigação de celebrar com os microprodutores contratos de compra e venda da eletricidade produzida pelas respetivas unidades, separadamente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da inerente diferenciação de tarifários aplicáveis.

É previsto ainda, dentro do regime geral, a possibilidade de o microprodutor optar por prescindir da centralização no comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão da compra da eletricidade proveniente das respetivas unidades, dispondo diretamente da eletricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro

O Decreto-Lei veio criar os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

Entre os objetivos do novo diploma temos a dinamização da PD em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN evitando assim sobrecustos para o sistema, garantindo um desenvolvimento ordenado da atividade. Também visa um maior controlo nas instalações de PD de modo que sejam dimensionadas para fazer face ao consumo do local. A nova legislação também procura reduzir a vertente de negócio associada a microprodução, que motivava o sobredimensionamento das centrais e consequentemente o sobrecusto para o SEE.

Neste modelo as UPAC (unidade de produção) produzem preferencialmente para o consumo sendo que a energia produzida é instantaneamente injetada na instalação. O excedente é injetado na rede evitando o desperdício. Também é importante mencionar que a Potência de Ligação da UPAC é inferior à potência contratada na instalação de consumo e a Potência da UPAC não pode ser duas vezes superior à potência de ligação.

2.3.2 - Regulamentação Internacional

Um pouco por todo o Mundo a capacidade de microgeração instalada tem vindo a aumentar muito mais que o esperado, especialmente no que se trata a produção fotovoltaica. Estratégias de controlo variadas - algumas ainda com uma abordagem passiva das unidades de microgeração, enquanto outras com a exigência de uma participação ativa das mesmas - têm vindo a ser implementadas, através de códigos de rede avançados.

Com quase 80% da sua capacidade de produção Fotovoltaica instalada na baixa tensão, a Alemanha situa-se num lugar de destaque no que se trata deste tipo de geração. O guia técnico para a ligação nas rede de baixa tensão [24] foi revisto em 2011 para colmatar a falha do seu antecessor que não previa qualquer regulação relativa ao controlo da potência ativa e reativa e a subida de tensão estava limitada a 2 %. Com o novo regulamento, esse limite passou a ser de 3%. Os sistemas fotovoltaicos deverão ser capazes de controlar a potência ativa em casos como congestionamentos nas linhas, sobrecarga nos equipamentos, trabalhos de manutenção ou subida de frequência. Não há a exigência para que esse controlo seja feita de forma remota, como acontece na Média tensão, expeto para geradores com capacidade instalada maior que 100 kW. Em termos de controlo de frequência, todos os sistemas fotovoltaicos têm que reduzir a sua potência ativa através de uma função *Droop* de 40% da sua corrente por cada Hertz [25]. Por fim, os sistemas de geração fotovoltaica também deverão ser capazes de fornecer potência reativa. As sugestões de controlo adoptadas podem ser vistas ao pormenor em [26].

Já em Itália o conjunto de medidas difere e muito do que foi relatado para o caso Alemão. De acordo com a norma CEI 11-20, a potência máxima de sistemas fotovoltaicos que pode ser ligada a uma rede de baixa tensão depende das características desta e da carga. No que toca a controlo de potência ativa e reativa, não existe qualquer regulamentação implementada. No caso de sobretensão ou frequência máxima, os inversores deveram-se desligar da rede. No entanto está também regulamentado que os sistemas que entraram em operação desde janeiro de 2013 devem estar equipados com inversores capazes de providenciar serviços avançados de rede tais como controlo da potência reativa, desconexão remota da rede e imunidade à queda de tensão.

Em Espanha, as Cortes aprovaram a Ley del Sector Eléctrico, para vigorar a partir de 1998, que permitiu o acesso livre de terceiros às redes. Desde então, os incentivos fornecidos à instalação de microgeração (em especial fotovoltaica) através de tarifas feed-in, aliados às grandes condições atmosféricas verificadas em Espanha permitiram tornar este País no segundo da UE com maior capacidade instalada de produção renovável.

2.4- Ligação à rede

2.4.1- Impactos resultantes

Como já mencionado anteriormente, a elevada integração de PD nas redes de distribuição constitui um grande desafio para o ORD devido a diversos fatores tais como o perfil de produção dessas instalações, a garantia de potência produzida, o impacto no congestionamento dos ramos e as alterações aos perfis de tensão.

Se teoricamente, devido à proximidade das instalações de PD relativamente à carga, se poderia esperar que o seu contributo fosse positivo para o controlo de tensão na rede, a redução do congestionamento nos ramos e redução de perdas verifica-se existirem barreiras

técnicas que contrariam esta afirmação. Estas barreiras [2] estão relacionadas com a falta de experiência e conhecimento técnico para operar e controlar um número significativo destas unidades. Estas unidades nem sempre se encontram junto às cargas, muitas vezes têm produção não despachável e como consequência é frequente observar que a produção proveniente das instalações de PD não apresenta simultaneidade com as cargas.

Congestionamento nos ramos

A ligação de PD, quando introduzida corretamente na rede, contribui para a redução da corrente em alguns ramos visto que a produção se encontra mais perto do consumo conseguindo suportar grande parte ou até a totalidade do mesmo. Dependendo do ponto de ligação da PD e da sua potência, a corrente nos ramos sofre maiores ou menores alterações.

Devido à variabilidade da maioria das unidades de μG e à sua natureza de produção não despachável tem-se, em muitos casos, um problema de excesso de produção distribuída. Esse excesso altera significativamente o trânsito de potência (TP) nos ramos, havendo por vezes inversão do fluxo.

Nesta situação, quanto maior for a produção renovável e menor o valor de carga, maior o valor da corrente que transita nos ramos da rede de distribuição. Em situações extremas, esse valor pode ultrapassar os limites térmicos dos equipamentos presentes e resultar na saturação das linhas.

Esta situação tem também consequências ao nível das proteções, nomeadamente, a não deteção de falhas ou defeitos e o desligar da rede, de forma errada, de algumas instalações ou *feeders* não afetados por defeitos.

Harmónicos e tremulação

Relativamente à qualidade da energia entregue existem dois aspetos a ter em conta: distorção harmónica e a tremulação.

A ligação de inversores eletrónicos de potência ou a produção de energia sob a forma de corrente contínua (por exemplo, produção de origem fotovoltaica e pilhas de combustível) são as principais causas para a distorção harmónica [27-29]

A tremulação [30], por sua vez, origina flutuações de tensão. Este fenómeno ocorre especialmente associado a unidades de produção com elevada variabilidade de produção (eólica, por exemplo).

Em [31] pode-se consultar as normas em vigor que fixam os limite percentuais quanto a níveis de distorção harmónica e tremulação.

Subida de tensão

A subida de tensão nas RD é o principal fator limitador de uma maior integração de unidades de μG . Em redes rurais, tipicamente de grande extensão e de natureza radial, este problema causa ainda maior preocupação para o ORD.

Na figura 2.4, onde se ilustra o perfil típico de uma rede radial sem microgeração, observa-se que o ajustamento em vazio das tomadas de regulação de tensão nos

transformadores permite garantir níveis de tensão aceitáveis nos pontos de consumo mais afastados.

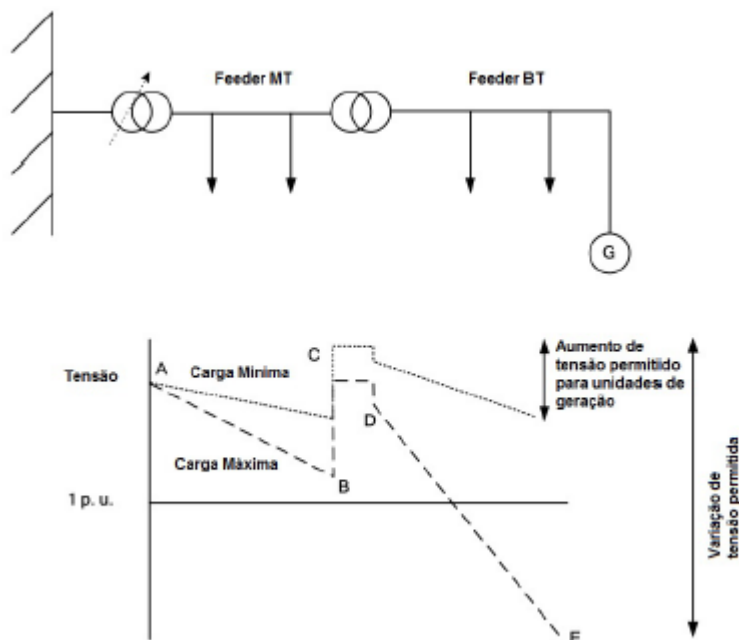


Figura 2.4: Perfil de tensão de uma rede distribuição radial sem microgeração[12]

Para os vários pontos da figura 2.4 tem-se que:

A: A tensão é mantida constante graças ao transformador de distribuição Alta tensão (AT)/Média Tensão (MT) com capacidade para regulação de tensão por comutação das tomadas;

A-B :Queda de tensão no feeder MT devido às cargas;

B-C: Subida de tensão por alteração das tomadas do transformador MT/BT (regulação em vazio);

C-D: Queda de tensão à saída do transformador de distribuição MT/BT;

E: Queda de tensão no feeder BT devido às cargas;

Desta forma compreende-se que a tensão varia com a injeção de potência associada à ligação das fontes de produção dispersa. Essa variação é dada por unidade (p.u.) pela seguinte expressão matemática (2.2):

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (2.2)$$

Em que V é a tensão nominal da rede, P e Q representam, respetivamente, a potência ativa e reativa produzidas pelas unidades de microgeração. R e X são, respetivamente, a resistência e a reatância da rede. Verifica-se que tanto a injeção de potência ativa como a injeção de potência reativa influenciam os níveis de tensão. O impacto da introdução das tecnologias de microprodução depende de três categorias:

- Unidades de PD a fornecer potência ativa e reativa;
- Unidades de PD a fornecer potência ativa e a absorver potência reativa;
- Unidades de PD a fornecer potência ativa com um fator de potência unitário.

No caso particular das redes de baixa tensão, caracterizadas pela predominância da resistência sobre a reactância, os efeitos sobre a tensão dependem diretamente da potência ativa injetada [32]. Para demonstrar como a μG pode alterar os valores de tensão acima do permitido considera-se a seguinte figura 2.5 onde se ilustra de modo simplificado de uma rede de distribuição MT/BT com microgeração.

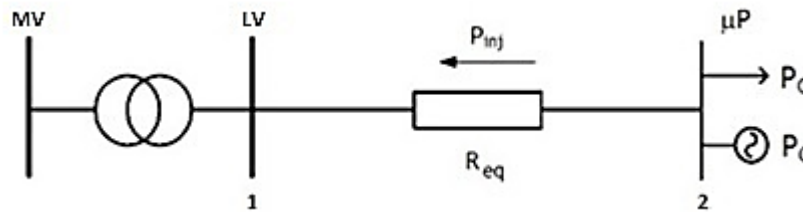


Figura 2.5: Esquema simplificado de uma rede de distribuição MT/BT com produção proveniente de unidades de microgeração [32]

Considera-se V_1 e V_2 os módulos da tensão enquanto θ_1 e θ_2 os argumentos, respetivamente. Sempre que exista um desequilíbrio entre a potência gerada e consumida no barramento dois, essa diferença será trocada com o barramento 1.

A potência aparente que é transitada entre o barramento 2 e 1 é dada por:

$$S = V_2 * \bar{I}_{21} = V_2 * \frac{\bar{V}_2 - \bar{V}_1}{Z_{eq}} \quad (2.3)$$

Desenvolvendo a equação tem-se que:

$$S = \frac{V_2^2 * \cos\theta_2 - V_1 * V_2 * \cos\theta_1 + j(V_2^2 * \sin\theta_2 - V_1 * V_2 * \sin\theta_1)}{R_{eq} + jX_{eq}} \quad (2.4)$$

Uma das principais características das linhas de distribuição BT é o fato da resistência ser normalmente bastante superior ao valor da reatância ($R \gg X$). Assim sendo, podemos simplificar a equação (2.4)

$$S \approx P = \frac{V_2^2 * \cos\theta_2 - V_1 * V_2 * \cos\theta_1}{R_{eq}} \quad (2.5)$$

Com esta simplificação observa-se que os níveis de tensão estão muito dependentes da injeção de potência ativa em cada nó das redes de distribuição de baixa tensão.

Para que se verifique uma situação de inversão do fluxo de potência será necessário que $U_2 > U_1$, sendo que neste caso existe o risco de U_2 estar acima do limite técnico permitido, dependendo da potência de microgeração produzida e da carga conectada na sua vizinhança.

Resumindo, em cenários que se verifique elevada penetração de microprodução poderá ser necessário implementar medidas que controlam a potência ativa injetada por estas unidades para mitigar potenciais riscos de tensões elevadas.

2.5- Redes elétricas inteligentes

A infraestrutura da rede de distribuição é bastante complexa e contém um elevado número de componentes ligados entre si: sistemas de produção distribuída, elementos para compensação de reativa, equipamento de corte e proteção, transformadores de potência, etc. Além disso, a natureza variável e a elevada penetração na rede de diversos tipos de unidades de produção distribuída torna a RD mais vulnerável no que à segurança de operação diz respeito [33].

O aumento de PD nas redes levou ao aparecimento de dificuldades técnicas na operação da mesma. De modo a resolver este problema tornou-se necessário explorar todos os recursos ligados à rede (incluindo cargas flexíveis) o que motivou o desenvolvimento das chamadas redes elétricas inteligentes (RI). Uma RI tem como objetivo primordial integrar na atual RD um sofisticado sistema de comunicação e informação bidirecional, de modo a permitir uma total exploração das fontes energéticas renováveis e uma maximização da eficiência energética de toda a rede.

2.5.1- Micro e multi-micro-redes

Diferentes tipos de tecnologias de algumas centenas de kW, tais como painéis fotovoltaicos, microturbinas e pilhas de combustível começaram a ser ligadas diretamente às redes de baixa tensão. Estas unidades de microgeração, integradas a nível do consumidor de baixa tensão surgiram como uma oportunidade promissora para responderem às crescentes necessidades energéticas do mesmo. Assim sendo, considerando um crescimento da integração destas unidades, não se pode considerar uma abordagem passiva nestas mesmas redes BT.

O conceito de micro-rede (MR) surge assim como uma possível arquitetura de controlo e gestão capaz de facilitar de microgeração e outros recursos flexíveis (cargas controláveis, por exemplo) nas redes de baixa tensão.

Pode-se definir de forma genérica como uma pequena rede de distribuição, incluindo as respetivas cargas e unidades de PD, juntamente com todos os sistemas e funcionalidades de gestão e controlo necessários, suportados por uma infraestrutura de comunicação.

A grande inovação presente no conceito de MR surge do fato de se apresentar na rede de distribuição como uma célula única com uma grande flexibilidade de operação, tendo capacidade de funcionar em dois modos distintos:

- **Modo de operação normal:** A MR encontra-se interligada com a rede de distribuição a montante, sendo total ou parcialmente alimentada por esta; eventualmente, a MR pode exportar o excedente de produção face à carga para a própria RD a montante
- **Modo de operação em Emergência:** no seguimento de alguma perturbação na RD a montante, ou em resultado da necessidade de se proceder à realização de operações planeadas sobre essa rede, a MR pode passar a operar em rede isolada ou até contribuir para a reposição de serviço na sequência de um blackout total ou parcial.

Esta ideia de ser possível permitir a operação em rede isolada, contrária à prática corrente dos operadores da rede de distribuição contribui para um aumento da fiabilidade do sistema na zona de rede onde a operação isolada é permitida.

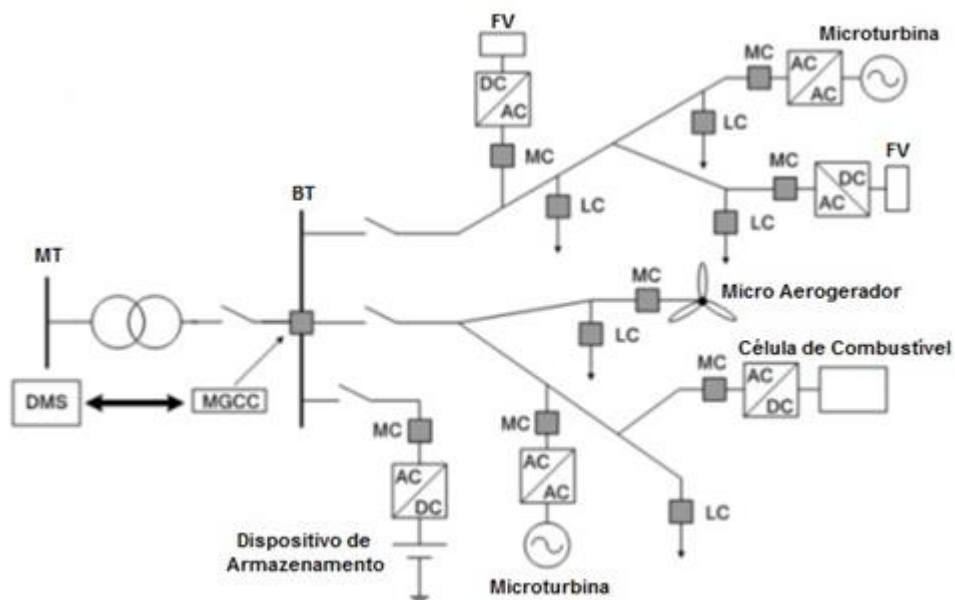


Figura 2.6: Arquitectura de uma micro-rede

Por forma a assegurar elevados níveis de flexibilidade acima referido existe um controlo hierárquico que controla a MR. O controlo central é feito pelo *Micro Grid Central Controller* (MGCC) que comunica com os demais controlos localizados no nível hierárquico inferior. No nível hierárquico inferior localizam-se os *MicroSource Controller* (MC), responsáveis pelo controlo das fontes de microgeração e dispositivos de armazenamento, e os *Load Controller* (LC), que controlam as cargas. Na figura 2.6 é possível observar o esquemático de uma micro-rede.

O Desenvolvimento e o alargamento do conceito de MR, juntamente com uma inclusão massiva de unidades PD nas redes de média tensão, levou a uma necessidade de se criar uma nova estrutura de controlo coordenado e hierárquico capaz de gerir a rede de média e de baixa tensão.

Surge assim o conceito de Multi-Micro-Rede (MMR). Este novo conceito consiste numa estrutura de nível superior, formada na média tensão, agregando as MR da baixa tensão e as unidades de produção distribuída ligada diretamente na média tensão.

Consequentemente, um grande número de redes de baixa tensão com unidades de microgeração e cargas deverão operar de modo coordenado, ou seja, o sistema a ser gerado aumenta em complexidade e dimensão, requerendo uma nova arquitetura de controlo.

Esta nova arquitetura envolve a adaptação das ferramentas do operador da rede de distribuição, bem como o desenvolvimento de novas funcionalidades capazes de lidar com tais condições de operação. Uma eficaz gestão deste tipo de sistema requer o desenvolvimento de uma arquitetura de controlo hierárquico, onde o controlo intermédio

será exercido por um novo controlador-CAMC- a ser instalado no lado da média tensão de uma subestação AT/MT, sobre a responsabilidade do ORD, que estará encarregue de cada MMR. Assim sendo, a complexidade do sistema poderá ser reduzida pela troca de tarefas entre as várias entidades de controlo. Na figura 2.7 está representado a arquitetura de um sistema deste tipo:

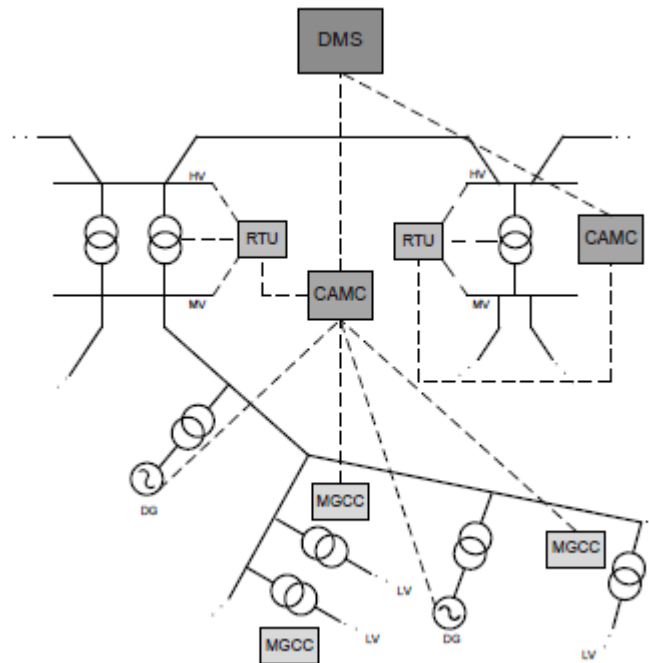


Figura 2.7:Arquitetura de controlo e gestão de um sistema MMR;

A estrutura está organizada em 3 níveis de controlo:

O nível 1, onde a rede AT é gerida pelo DMS responsável por toda a RD;

O nível 2, onde O CAMC gere a rede MT, as várias MR, as PD's e as cargas controláveis ligadas à rede;

O nível 3 onde a rede BT é gerida e controlada pelo MGCC que controla as unidades de carga e microgeração. Existem dispositivos deste nível que são coordenados pelo CAMC (e não pelo MGCC) como as unidades de armazenamento e as tomadas dos transformadores. Estes dispositivos do nível 3 recebem comando do CAMC e enviam informação do seu funcionamento e do local do mesmo, periodicamente.

O DMS controla os 2 níveis abaixo dele.

Neste contexto, o desenvolvimento e exploração de uma infraestrutura de comunicação como um meio para atingir um total funcionamento da rede de distribuição é necessário. Isto pode ser conseguido, como analisado mais à frente, através de uma infraestrutura de contagem inteligente.

A informação trocada entre os vários níveis de controlo resume-se da seguinte forma:

1. DMS e CAMC (Nível 1): ofertas do DMS para aumentar/diminuir a produção e resposta do CAMC;
2. CAMC e MGCC (Nível 2): MGCC faz ofertas para o aumento/diminuição do consumo e recebe respostas do CAMC;
3. CAMC e cargas controláveis fora da micro-rede (Nível 3): As cargas fazem ofertas para aumentar/diminuir o consumo e recebem resposta do CAMC sobre alteração do consumo;
4. MGCC e controlos locais (MC e LC) (Nível 3): MGCC envia *set-points* de geração de P e Q e informação sobre preços de mercado e recebe ofertas da microgeração.

2.5.2- Arquiteturas avançadas de Redes Inteligentes

O novo paradigma de operação dos SEE envolve um crescimento cada vez maior de unidades de produção distribuída que, para uma eficaz gestão e maximização do seu uso, requer um tratamento de um elevado número de informação.

Este novo cenário de RI requer então a adaptação das ferramentas do Operador da rede de Distribuição, assim como o desenvolvimento de novas funcionalidades, para estar apto a estas novas exigências de operação. O modo mais eficaz de gestão passa pelo desenvolvimento de uma estrutura hierárquica. Desde modo, a complexidade do sistema pode ser reduzida trocando tarefas e responsabilidades através de diferentes entidades de controlo.

A título exemplificativo analisa-se uma arquitetura de referência criada no projeto da União Europeia “Smart distribution System operatIon for mAximizing the integration of renewABLE generation” (suSTAINABLE) [34]. A sua organização é feita em 3 níveis principais que gerem desde os níveis de alta tensão até aos consumidores de baixa tensão. Na figura 2.8 está representada a arquitetura proposta:

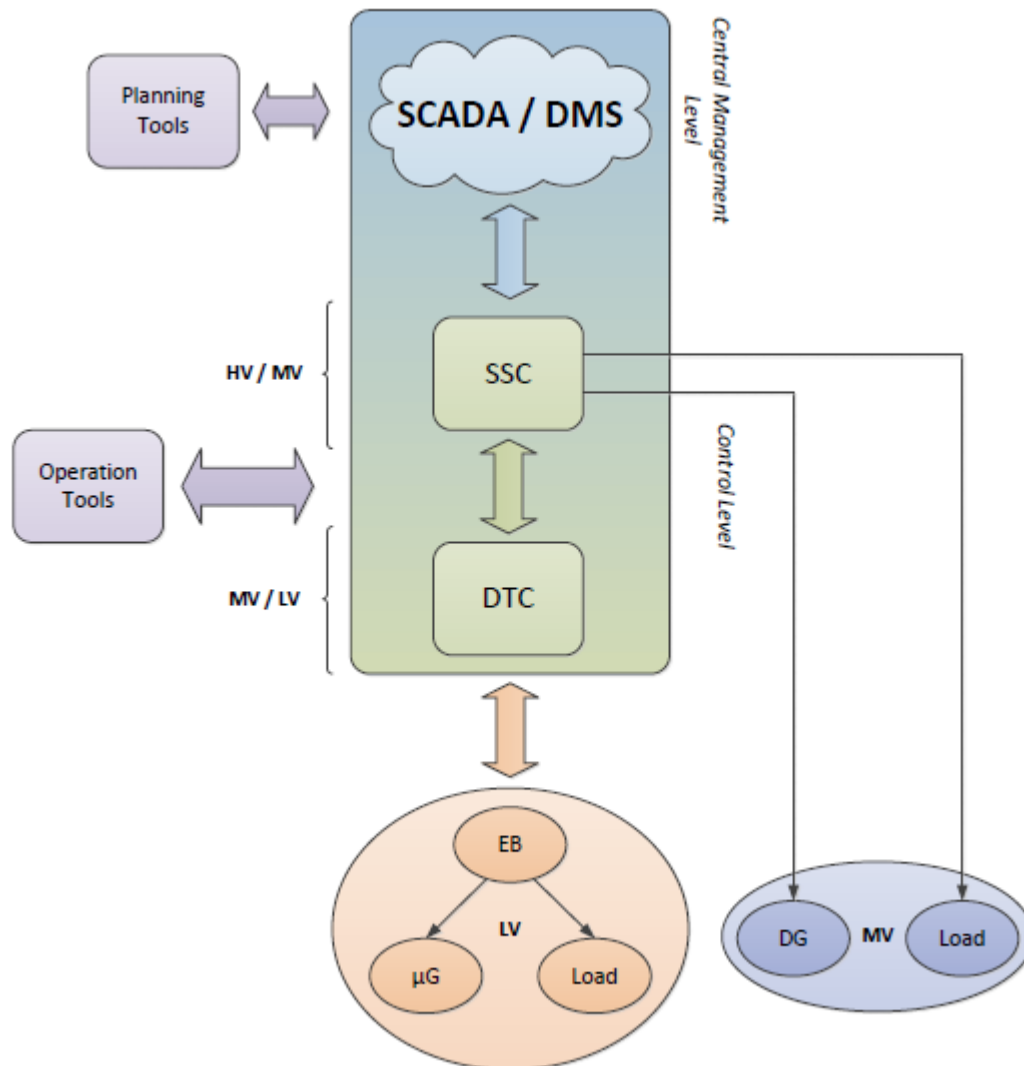


Figura 2.8: Arquitetura de uma rede inteligente [35]

Os Energy boxes (EB) - contadores inteligentes - desempenham um papel importante a nível da rede de baixa tensão, já que eles permitem uma ligação entre o controlador principal deste nível, o Distribution Transformer Controller (DTC), com cargas domésticas controláveis, inversores de microgeradores, unidades de carga de carros elétricos, bem como unidades de armazenamento.

Localizado junto ao consumidor, os EB permitem registar com bastante precisão perfis de geração/carga, detetar fraudes, providenciar informação útil que assegure o balanço energético e permitem ao consumidor gerir de forma ativa o seu comportamento energético, enquanto fornece ao DTC toda a informação necessária para controlar a microgeração.

O DTC é responsável pela gestão da rede de baixa tensão, gerindo um conjunto de ativos do consumidor BT e do microprodutor, bem como outro tipo de ativos, através de atuadores e sensores locais. A estrutura de controlo e monitorização localizada a nível do secundário da subestação MT/BT é o local onde o DTC está implementado.

O DTC é responsável por efetuar o controlo da flexibilidade de carga oferecida pelos carros elétricos e cargas controláveis em habitações, bem como unidades de armazenamento

presentes na baixa tensão através de ações de controlo locais nas unidades de microgeração ou através de estratégias de controlo provenientes do nível hierárquico superior (SSC). Além disso o DTC é capaz de atuar nos transformadores MT/BT com capacidade de regulação em carga- *on load tap changer* (OLTC)- bem como nas unidades de armazenamento presentes na BT.

É importante para o bom funcionamento desta arquitetura de rede inteligente que o DTC tenha a capacidade de atualizar a sua base de dados sobre as unidades que vão sendo ligadas na rede de baixa tensão, visto que estas redes estão em constante mudança (ligação de novas unidades de microgeração ou de dispositivos de armazenamento, por exemplo).

Além do nível inferior EB, o DTC comunica com um nível hierárquico superior chamado Smart Substation Controller-SSC- que gere a rede de média tensão.

O SSC instalado na subestação AT/MT vai ser responsável por gerir e controlar os diferentes dispositivos dentro da rede de média tensão e coordenar a operação das redes de baixa tensão.

A nível da MT, o SSC integra estratégias de controlo coordenadas, gestão de recursos energéticos distribuídos e localização de falhas. Estas estratégias de controlo coordenado têm o objetivo de minimizar o corte de energia renovável devido a restrições técnicas da rede. Após a identificação da violação de tensão (tanto nas redes MT como BT), os recursos pertencentes ao ORD (Transformadores OLTC, baterias de condensadores e outros dispositivos de compensação de reativa) bem como dispositivos de suporte de potência reativa provenientes das unidades de PD são exploradas para resolver o problema técnico. Se estes recursos não forem suficientes o de energia renovável é então considerada.

Atuando em coordenação com os sistemas centrais (SCADA/DMS), o SSC vai ser então calcular e enviar set-points para os dispositivos controláveis localizados na rede de MT, tais como unidades PD e unidades de armazenamento, dependendo dos perfis de tensão medidos localmente.

Baseado nesta arquitetura, a localização de falhas e possível funcionamento em rede isolada poderá ser conseguido com base na informação recolhida pelos EB, contribuindo para diminuir o tempo de reposição de serviço e os clientes afetados. Espera-se que estas funcionalidades sejam, num futuro próximo, automáticas e integradas no SSC, sendo independentes da intervenção humana.

O nível superior (i.e. nível de gestão central) - SCADA/DMS- é responsável por gerir toda a rede de distribuição e assegurar a comunicação com a rede de transporte. Está sobre a responsabilidade do operador da rede de distribuição.

Esta arquitetura foi inspirada no controlo hierárquico associado aos conceitos de MR e MMR. No contexto de uma MMR, as EB desempenham funções de Load Controller e Microgenerator controller. O DTC funciona como o controlador central da MMR. Por fim o SSC desempenha as mesmas funções que o CAMC.

2.5.3- Funcionalidades de controlo avançadas

Tendo por objetivo conseguir uma maximização de recursos renováveis na rede de distribuição há a necessidade de se desenvolver um conjunto de funcionalidades mais avançadas. Estas novas funcionalidades, sobre o controlo do operador da rede de distribuição, vão explorar os recursos locais sempre que possível impedindo que ocorram

problemas técnicos na rede de distribuição [36]. Por isso a sua abordagem de controlo e gestão baseado em funcionalidades de previsão tem um papel preponderante.

As principais funcionalidades requeridas numa rede de distribuição ativa são:

- Previsão de produção e carga
- Estimação de estados
- Controlo de tensão coordenado

2.5.3.1- Previsão de carga e geração de origem renovável

Com a incerteza associada a determinado tipo de cargas às fontes de geração renovável [37] torna-se necessário conseguir efetuar previsões da quantidade de potência líquida injetada no nó, com a maior precisão possível. Ferramentas avançadas de previsão conseguem previsões credíveis de carga na média tensão, num horizonte de 15 minutos a 3 horas.

A sua importância é tal que os resultados obtidos serão posteriormente usados em outras ferramentas de controlo avançadas na Média Tensão tal como o controlo coordenado de tensão.

A previsão de carga constitui um desafio na medida em que com a implementação de funcionalidades de previsão avançadas se pretende fazer uma desagregação da carga total, identificando o volume de cargas controláveis e não controláveis. Para efetuar a previsão são usados como *inputs* series temporais provenientes de cada DTC. Assim sendo é feita uma previsão para o total das subestações MT/BT e uma individual para cada rede MT.

Semelhante à previsão de cargas, novas ferramentas de previsão avançadas para fazer previsões de geração das unidades de PD (baseadas em fontes renováveis) são igualmente necessárias. Estas ferramentas utilizam informação relacionada com estados recentes do sistema, previsões de unidades de PD localizadas na vizinhança, variáveis temporais e ambientais, tais como nível de radiação e velocidade e direção do vento, para produzir resultados sobre as unidades locais. Um trânsito de potência ótimo alimentado por informação transmitida por previsão de alta precisão pode resolver problemas de tensão, enquanto minimiza o corte de microgeração através de ações de controlo. No entanto, previsões com um elevado erro poderão ter um efeito contrário [38]. Nestes sistemas de previsão pode ser incluído também previsões temporais numéricas para varias coordenadas de uma região, produzindo previsões de produção para horizontes mais longos (48 horas, por exemplo).

2.5.3.2- Estimação de Estados

Um conhecimento detalhado de toda a rede de distribuição é essencial para se conseguir definir qual as ações de controlo mais adequadas a efetuar em momentos que se verifique a possibilidade de aparecer problemas técnicos derivados da elevada PD na rede. Sendo que, apesar de um esforço para aumentar o nível de comunicação nas novas redes ativas, é difícil saber em tempo real o valor exato de todo o conjunto de variáveis necessárias, a funcionalidade de estimação de estados assume o papel de encontrar os valores que melhores se ajustam a essa realidade [39]. Isto inclui o uso de informação do estado de dispositivos de

medições em tempo real, pseudo-medições (através de previsões ou históricos de carga), bem como informação proveniente de contadores inteligentes [35].

A estimação de estados é implementada no nível da subestação primária AT/MT, sendo a funcionalidade instalada no SCADA/DMS. Apenas as variáveis de estado da Média Tensão são calculadas.

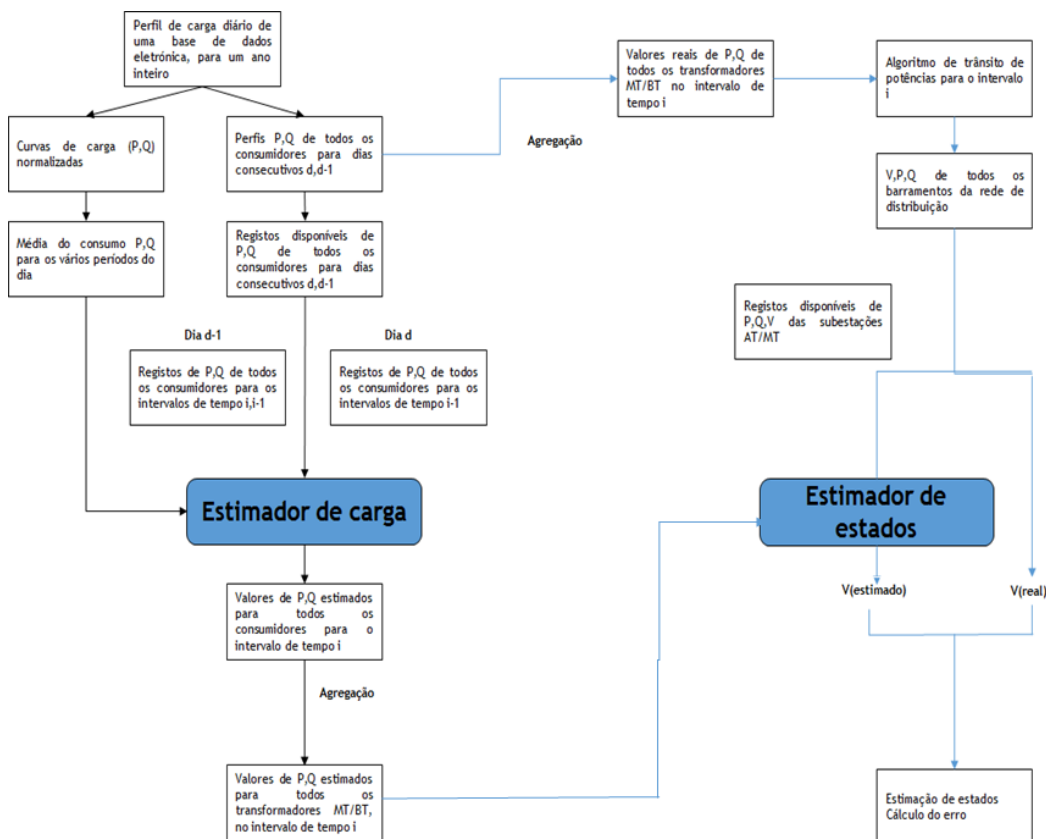


Figura 2.9: Algoritmo de estimação de estados e carga no dia d , intervalo de tempo i [36]

Da figura 2.9 vemos um possível algoritmo, que assume conhecer o perfil de carga dos consumidores no dia anterior bem como informação quase real das unidades de produção distribuída. A estimação de cargas é feita através da interpolação de curvas de carga obtidas de um histórico. Neste algoritmo assume-se que os contadores inteligentes medem o consumo energético dos consumidores de BT. Mais ainda, a geração de potência ativa e reativa e as medições de tensão dos geradores ligados à rede são também incorporados no estimador de estados, que é também alimentado pelo resultado da estimação de cargas.

2.5.3.3- Controlo de tensão

Um dos aspetos que mais atenção merece na gestão e operação de uma rede de distribuição ativa é, no caso da Baixa Tensão, as características altamente resistivas das linhas que leva a sobrelevações dos níveis de tensão nos barramentos quando existe excesso de produção distribuída [40].

A estratégia para resolver o problema de controlo de tensão de modo eficiente passa por coordenar ações de controlo globais (transformadores com capacidade de regulação em carga, bateria de condensadores e dispositivos de armazenamento) com ações locais nos inversores eletrónicos de potência associados às unidades de produção distribuída [41] (alterar o valor da reativa injetada e/ou cortar potência ativa).

No que respeita a níveis de controlo existem 3 diferentes abordagens realizadas em média e baixa tensão.

A figura 2.10. ilustra a abordagem de controlo proposta por esta arquitetura:

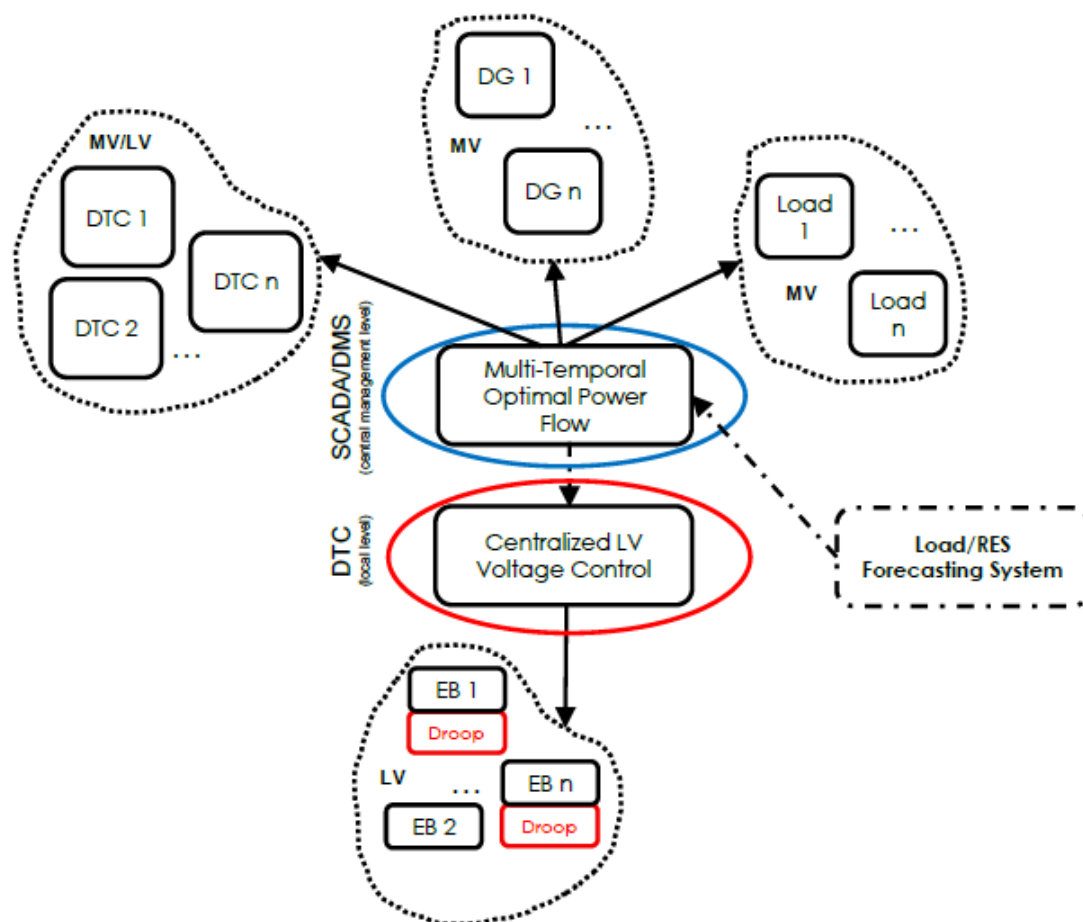


Figura 2.10 :sistema de controlo de tensão da arquitetura proposta [37]

2.5.3.3.1- Controlo Coordenado

O controlo da Média Tensão é efetuado a nível do SSC e consiste na realização de um trânsito de potências ótimo multi-temporal de forma a coordenar vários dispositivos controláveis (Fontes de PD, unidades de armazenamento, cargas, tomadas de transformadores, etc) para evitar problemas técnicos através da resolução de um problema de optimização onde se pretende minimizar, ente outras coisas, o valor de produção dispersa cortada.

Em [7] é apresentado um algoritmo desenvolvido de acordo com a arquitetura previamente analisada, sobre o paradigma de rede inteligente. O problema de controlo de tensão é formulado como um problema de optimização não-linear que inclui variáveis

discretas (tomadas de transformadores) e variáveis contínuas (geração de potência ativa e reativa). A função objetivo pretende minimizar as perdas ativas e o corte de microgeração (que pode se necessário em caso de sobretensões permanentes) sem ultrapassar as restrições técnicas e operacionais. O problema de otimização é resolvido usando uma abordagem meta-heurística EPSO para encontrar a solução ótima. Na medida de se desenvolver um eficiente método coordenado para o controle de tensão nas redes de distribuição, envolvendo os níveis MT e BT, as características específicas destas redes têm de ser consideradas. No caso da rede MT, uma rotina de trânsito de potências ótima é usado para verificar o impacto da PD e da microgeração. No entanto, para os sistemas de baixa tensão, onde se encontram ligadas unidades de microgeração e cargas monofásicas que provocam desequilíbrios entre fases, implementa-se um trânsito de potências trifásico para avaliar esses efeitos.

Por outro lado, o principal problema quando se trata da otimização destas redes de distribuição é a sua dimensão, sendo impraticável a representação total de toda a rede MT, incluindo os feeders de baixa tensão. Assim sendo, de modo a acelerar o algoritmo de controle coordenado, o autor propõe o uso de um modelo de redes neuronais para simular o comportamento da rede BT.

Explorando a infraestrutura de comunicação inteligente, o SSC consegue recolher informação crítica sobre várias unidades ligadas à rede, principalmente informação sobre previsão de carga e produção renovável, bem como resultados do despacho de geração. Usando esta informação o algoritmo de controle de tensão é usado e, após terminado, produz um conjunto de comando na forma de set points. Estes comandos são assim enviados para as unidades PD, de microgeração (através do DTC), e tomadas de transformadores.

2.5.3.3.2- Transformadores com capacidade de regulação em carga (OLTC)

Com os transformadores convencionais, a relação entre os valores de tensão primária e secundária não pode ser alterada enquanto os transformadores estiverem em carga. No entanto, o aumento do número de unidades de geração distribuída nas redes BT torna necessário começar a considerar o uso de novos recursos controláveis. Por esse motivo tem vindo a ser proposto um novo conceito inovador que consiste no uso de transformadores de distribuição de BT equipados com equipamento capaz de controlar as tomadas em carga, vulgarmente conhecidos por *on-load tap changer (OLTC) transformer*. Na atualidade esta solução já foi adotada em transformadores que fazem ligação entre a média tensão e alta tensão.

A maioria dos dispositivos usados são mecânicos mas, nos últimos tempos, tem vindo a ser implementado nos novos transformadores de distribuição um sistema eletrónico de troca de posição de tomadas [42]. Enquanto estes sistemas requerem um esforço maior nos seus designs para assegurar uma robustez no sistema elétrico, oferecem vantagens muito significativas em não ter partes móveis (o que reduz as perdas joule) e a habilidade de passar de uma posição para outra posição repetidamente em intervalos de meio-ciclo. É esta capacidade que os torna tão atrativos para uso em controle de tensão extremamente rápidos, como é o caso da gestão em redes onde existe constantes flutuações do nível da produção de fontes de energia renováveis.

Diferentes estratégias de controle usando transformadores com capacidade de regulação em carga foram apresentadas.

Um possível algoritmo é detalhado em [42], baseado na potência ativa transferida através do transformador de distribuição baseando a posição de um valor máximo entre 1.1 ou 1.05 a um mínimo de 0.95 ou 0.9 quando as unidades de produção distribuída estão a produzir em excesso. Assim sendo, é proposto a seguinte relação linear a ser usada para alterar a posição das tomadas:

$$TAP_{pos} = TAP_{nominal} + k_{tap} P_{trans} \quad (4.9)$$

Onde TAP_{pos} é a posição da tomada eletrónica, $TAP_{nominal}$ é a posição nominal 1 p.u., P_{trans} a potência transferida no terminal do transformador de distribuição e k_{tap} um coeficiente baseado da impedância da rede de baixa tensão. Este valor é determinado através do cálculo da subida/queda de tensão que é requerida para manter a tensão no feeder dentro do limite máximo

2.5.3.3.3 - Controlo central e local

Já o controlo de tensão a nível da baixa tensão pode ser feito de duas formas distintas.

Esquema de controlo central: É um controlo alojado no DTC que envia um conjunto de set-points para os dispositivos controláveis de uma rede de baixa tensão específica partindo de informação transmitida pelos EB ou através de ordens enviadas pelo nível superior SSC.

Esquema de controlo local: É um esquema que se baseia em *droops* de potência que operam a nível do próprio inversor, respondendo assim de modo imediato a uma súbita subida de tensão. Abordagens de controlo local não envolvem qualquer comunicação entre entidades individuais.

A ideia geral por trás deste controlo local trata-se de uma "banda morta" de tensão em que o operador de sistema pode atuar para definir a P_{ref} que pode ser injetada na rede.

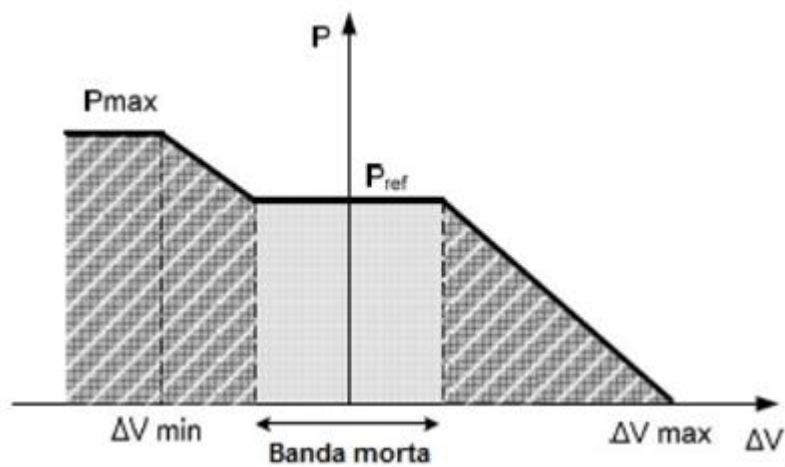


Figura 2.11: Relação controlo P/V

O controlo droop reduz autonomamente a injeção de potência caso a tensão assuma um valor acima da banda morta. Se o contrário ocorrer, ocorre um aumento da injeção de potência, limitando a P_{max} que pode ser extraída da unidade de microgeração. Os parâmetros de controlo são ajustados a partir do ORD. No entanto, a redução de injeção é uma solução mais penalizadora no que diz respeito ao objetivo principal de minimizar o corte de potência ativa.

Além disso, existem redes de baixa tensão em que a relação X/R está próxima da unidade (por exemplo redes urbanas), não verificando a premissa de elevada resistividade da rede tornando este método menos eficaz.

Nesta situação pode-se usar o potencial de sistemas de baterias de armazenamento de energia que, se controlados de forma inteligente podem ser bastantes benéficos devido ao facto de, caso a sua eficiência e duração forem suficientemente altas, possibilitarem o carregamento enquanto o custo da energia está baixo, e a injeção de energia quando o custo se encontra elevado.

O controlo de tensão através do uso das capacidades oferecidas por um inversor fotovoltaico é outra possível solução e das mais fáceis de implementar na rede BT. Os inversores FV de hoje em dia possuem os seguintes métodos para controlo de tensão: fator de potência constante, potência reativa constante, controlo $Q(U)$ e $FP(P)$.

Panigis em [44] tenta demonstrar qual o verdadeiro impacto de um controlo centralizado e distribuído numa rede de distribuição com PD. Conclui-se que ambos os controlos têm um impacto muito grande na integração de PD, sendo o impacto muito mais significativo nas redes de BT. No entanto, apesar dos benefícios presentes nestes dois métodos verificou-se um aumento das perdas devido à gestão de potência reativa, que deverá no futuro ser um fator a ter em conta para o ORD. Já em [45] o autor propõe um método baseado numa limitação precisa de potência ativa usando o equivalente de thevenin da rede. A potência ativa do sistema fotovoltaico pode ser modelado em tempo real tal que a tensão no ponto de ligação à rede se mantenha sempre dentro dos limites.

Em [46] propõe-se duas metodologias de controlo droop. Na primeira o coeficiente droop é igual em todas as unidades fotovoltaicas, enquanto na segunda o coeficiente é tal que todos partilham do mesmo corte de potência ativa. O autor demonstra a eficácia dos dois tipos de controlo, sugerindo que cada técnica deve ser escolhida com base na importância de partilhar a os custos da prevenção de sobretensão sobre todas as habitações ou maximizar a energia exportada de cada feeder.

2.6- Contadores inteligentes

As tecnologias de informação e comunicação representam um elemento fundamental no crescimento e performance das redes inteligentes. A elevada integração de recursos renováveis (com produção variável) nas redes de distribuição requer uma eficaz gestão de todos os recursos distribuídos e controláveis da rede tais como os geradores distribuídos, tomadas de transformadores, sistemas de armazenamento e mesmo algumas cargas para um aumento da eficácia da rede sem ser necessário investimentos avultados no reforço da

infraestrutura. É assim que, aproveitando esta flexibilidade verificada no lado do consumo, se caminha para um novo paradigma em que o consumo segue a geração e não o oposto. Nos próximos parágrafos é feita uma análise sobre o conceito de contadores inteligentes, as suas potenciais aplicações e o que ainda se está por explorar.

2.6.1- O Conceito e a arquitectura

Como o conceito de rede inteligente, as comunicações representam uma infraestrutura de suporte que permite a troca necessária de informação para alocar novos serviços e funcionalidades.

Para um consumidor doméstico poderá funcionar como um monitor que providência em tempo real informação sobre o uso energético, tarifas e permite um controlo sobre os aparelhos domésticos, o que irá facilitar a este o controlo sobre a sua própria habitação obtendo melhor eficiência [48].

A figura 2.12 ilustra uma possível arquitetura de contagem inteligente, desenvolvida segundo os *standards* europeus. Este Sistema de comunicação consiste em 3 níveis. 1) *Home Area Network (HAN)*; 2) *Neighborhood Area Network (NAN)*; 3) *Wide Area Network (WAN)*. Em seguida, uma breve descrição das três categorias de transmissão é dada [33]:

- **HAN** é formada pelas aplicações e dispositivos presentes numa habitação para suporte de diferentes aplicações distribuídas. Neste nível os EB instalados no lado do consumidor final disponibilizam leituras em tempo real da potência ativa e tensão e oferecem vários serviços remotos (ligação/desconexão, modificações da tarifas, alarmes, etc).
- **NAN** onde o DTC atua como um agregador de informação transmitida por todas as HAN ou, mais concretamente, todos os EB. Monitoriza a tensão por fase e providencia outras funcionalidades, tais como a monitorização da potência ativa e reativa e de sensores locais, tanto na baixa como na média tensão. A comunicação a este nível é baseado em PLC e GPRS.
- **WAN** comporta-se como uma rede de transporte de informação que leva toda a informação medida até aos centros de controlo. Providencia comunicação entre a rede elétrica e as subestações.

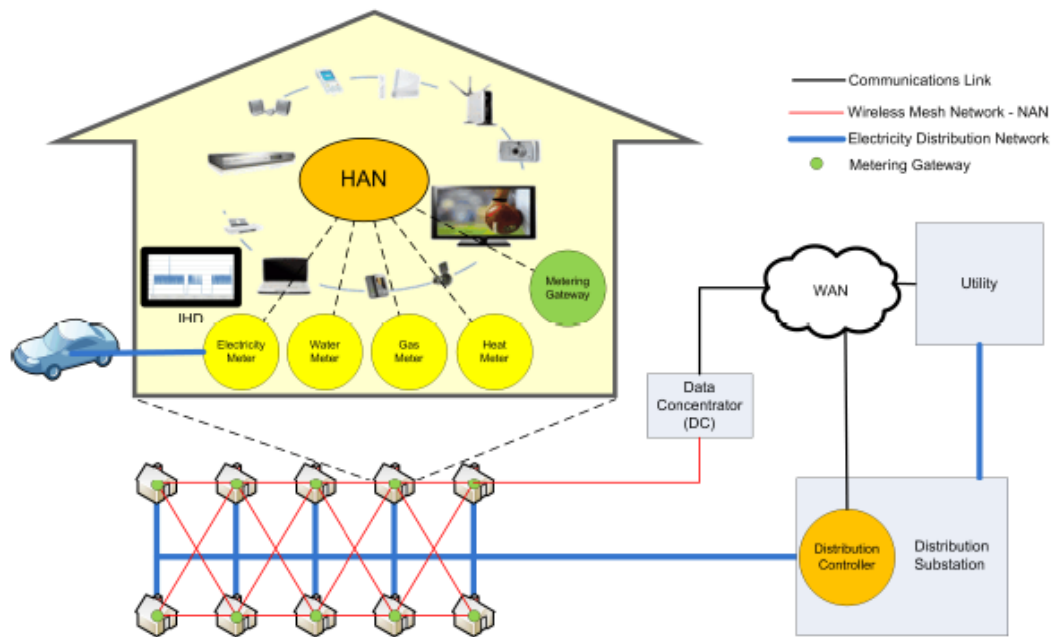


Figura 2.12: arquitetura típica de uma infraestrutura de contagem inteligente [48]

2.6.2- Aplicações e vantagens

Os benefícios esperados abrangem todos os intervenientes da rede (produtores de energia, operadores de rede e consumidores finais) e podem-se caracterizar em benefícios a curto prazo ou a longo prazo.

Em [49] enumera-se numa tabela todas as funcionalidades e vantagens principais de uma estrutura de contagem inteligente:

Tabela 2.1: Funcionalidades e benefícios de uma infraestrutura de contagem inteligente

Funcionalidades principais	<ul style="list-style-type: none"> - Controlo remoto e possibilidade de gerir as cargas do consumidor final (desde que haja prévio acordo no contrato de serviço); - registo e documentação sobre a qualidade do fornecimento de energia (qualidade de energia, falhas de longo prazo, falhas de curto prazo); - Criação de uma plataforma de comunicação aberta que permita a integração de vários outros tipos de sistema de medição (gás e água, por exemplo). - Detecção de manipulações não autorizadas feitas em aparelhos finais, como o caso de fraudes efetuadas nos próprios contadores. - controlo remoto de toda a infraestrutura da rede de distribuição - medições monofásicas e trifásicas em redes de baixa tensão; - medição da potência ativa e reativa consumida e produzida; - capacidade de operar simultaneamente com duas estruturas tarifárias; - traçado de perfil de carga; registo do máximo consumo verificado; gestão do controlo de potência, com a capacidade de remotamente trocar o máximo de consumo e desligar/ligar cargas; registo de eventos e gestão de alarmes; - Comunicação local que permite a comunicação com o equipamento de uma habitação;
Benefícios	<p>A instalação de contadores inteligentes e de uma estrutura avançada de medição deverá permitir:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Processos automáticos do consumidor no que diz respeito a pagamentos, troca de tarifa, recolha de informação, etc. - Implementar vários modelos tarifários e adquirir informação sobre a potência reativa fornecida/consumida; - Guardar informação sobre a utilização da capacidade de equipamentos tais como cabos e transformadores de modo a otimizar os intervalos de manutenção, minimizar as perdas e obtendo informação adicional para um possível planeamento de expansão da rede - minimizar o tempo de falha de serviço pela aquisição e diagnóstico de erros. - Integração de microprodução na rede de distribuição - Registo da quantidade de energia fornecida ao consumidor no ponto de entrega (no contador) para a finalidade de fornecer uma melhor informação e para o planeamento da geração -suporte na gestão e resolução de eventuais distúrbios provocados por falhas na rede

2.6.3- Gestão do consumo

A gestão do consumo consiste na alteração dos padrões normais de consumo de energia do consumidor final em resposta às alterações do preço de eletricidade ao longo do tempo. Mais ainda, pode significar também o pagamento de incentivos concebidos para induzir um menor uso de eletricidade em alturas que o preço de mercado é mais alto ou que há a necessidade de regular a rede. Assim sendo, os mecanismos de incentivo existentes para a geração, consumidores residenciais, comerciais ou mesmo industriais para o corte ou alteração do uso ou geração de energia ocorre nas seguintes situações [50]:

- Durante alturas de pico de consumo ou máxima geração de recursos de produção distribuída.
- Para equilibrar a geração e o consumo, em cada momento
- Durante um congestionamento da rede
- Quando a qualidade de serviço está em causa
- Na participação do mercado energético ou para reduzir custos

As estratégias de gestão de consumo podem ser divididas em despacháveis e não despacháveis, de acordo com o nível de controlo dos recursos. Contrariamente a uma gestão despachável, onde se consegue uma alteração no consumo elétrico através de sinais de controlo, as não despacháveis não garantem que essa redução de carga seja feita, podendo o consumidor optar por deixar continuar ligada a carga independentemente do período tarifário [51].

Em [52] aborda-se o tema da interface de contadores inteligentes em habitações, através de um olhar à atual legislação da União Europeia e internacional, às tecnologias disponíveis no mercado e propondo uma arquitetura específica devidamente orientada para o consumidor.

2.7- Cenários de validação de redes inteligentes

O verdadeiro avanço para se obter uma rede de distribuição ativa passa pela implementação e desenvolvimento de pequenos projetos no qual se implementa toda a arquitetura e todas as funcionalidades de uma rede inteligente com o objetivo de validar a visão futurista aqui abordada.

Em Portugal, a maior implementação de um projeto de rede inteligente foi realizada em Évora, ficando conhecido como projeto InovGrid. O projecto InovGrid começou em 2008 e foi conduzida pelo operador da rede de distribuição de Portugal, Energias de Portugal (EDP) distribuição, envolvendo vários parceiros industriais e institutos de investigação.

O projeto foi dividido em 3 fases. A fase inicial consistiu na especificação de uma arquitetura avançada de medição. Na segunda e terceira fase, esta arquitetura mais básica foi sendo atualizada para uma arquitetura descentralizada, promovendo uma gestão ativa das redes de média e baixa tensão e a integração em grande escala de microgeração.

As especificações associadas ao projeto InovGrid foram implementadas em Évora, com o objetivo de testar num cenário real a arquitetura de controlo projetada.

Um esquema da arquitetura implementada é ilustrada na figura 2.13.

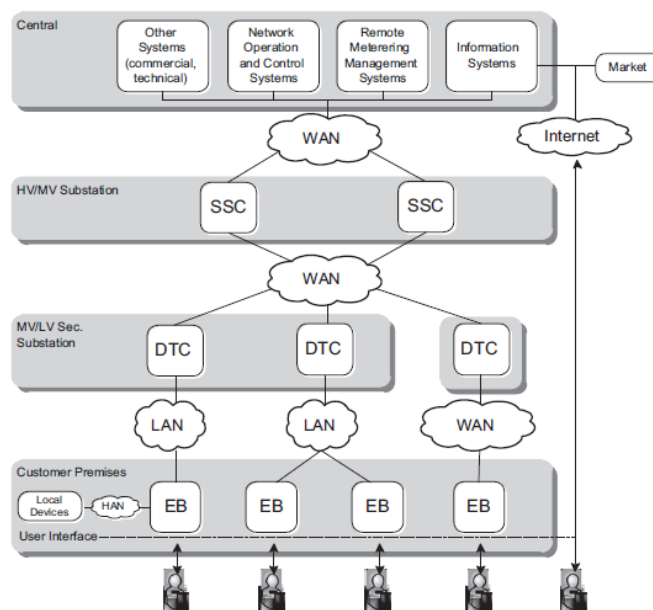


Figura 2.13: Arquitectura [52]

O projeto tem como foco principal testar a infraestrutura de contagem inteligente e testar o benefício para a operação de rede relativo à atitude ativa do consumidor, tentando entender o impacto que um maior número de informação disponibilizada ao consumidor terá nos seus padrões de consumo. Nesse sentido foi disponibilizado mais de 37.200 contadores inteligentes.

As comunicações representam uma componente fundamental no projeto, porque disponibilizam todo o suporte de infraestrutura a todas as funcionalidades e serviços. A infraestrutura divide-se nas seguintes redes:

WAN (Wide Area Network) -Interliga os Sistemas de Informação / SCADA/DMS com os DTC;

LAN (Local Area Network) -Interliga o DTC e as EB;

HAN (Home Area Network) -Interliga a EB com dispositivos instalados na casa do consumidor/ produtor.

A visão do projeto InovGrid é sustentada pela nova plataforma de IT e os sistemas técnicos e comerciais existentes. Os Sistemas de Informação Centrais processam a informação recebida de todos os componentes envolvidos, suportando as operações e o controlo da rede de distribuição de energia. A integração dos sistemas técnicos e comerciais permite a implementação de uma forma precisa dos processos de facturação, através da utilização de dados de consumo/ produção obtidos em tempo real. Os sistemas centrais disponibilizam uma visão global de todos os dispositivos existentes, permitindo a operação de uma rede activa [53]

Para avaliar a evolução da performance do projeto foi tido em conta um número de indicadores [52] relativos à eficiência energética, eficiência na operação de sistema, qualidade de serviço e tecnologias emergentes:

- Redução de consumo
- Transferência de consumo nas horas de pico para horas de vazio
- Redução de perdas comerciais e técnicas
- Recuperação de energia
- Rácio de deteção de fraudes
- Redução de custos na operação e manutenção
- Custos na leitura de medições de consumo
- Redução do tempo médio de trabalho
- Redução da interrupção de serviço
- Qualidade de fornecimento de energia
- Satisfação do cliente
- Aumento da integração da microgeração
- Integração de veículos elétricos

2.8- Conclusão

Neste capítulo analisam-se diferentes tecnologias de microgeração disponíveis atualmente, bem como as tecnologias de armazenamento, destacando as suas principais potencialidades.

Devido à sua característica fortemente resistiva, uma forte produção destas unidades de microgeração em redes BT pode levantar problemas relacionados com níveis de tensão fora dos limites máximos admissíveis. Este efeito que a microprodução tem nas redes BT é assim analisado, com especial destaque ao problema de sobretensão.

Estes impactos negativos conduziram assim a uma necessidade de se rever a forma como estas unidades são integradas na rede BT. Assim sendo, surge o conceito de rede inteligente que engloba uma arquitetura de gestão e monitorização avançada, capaz de gerir todos os recursos distribuídos ao seu dispor de forma a manter um funcionamento eficiente sem grande prejuízo de corte de microgeração.

Este conceito de rede inteligente é estudado neste capítulo, abordando primeiro o desenvolvimento das micro e multi micro-redes e posteriormente uma arquitetura específica inspirada no conceito da multi micro-rede.

Capítulo 3

Trânsito de potências em redes trifásicas desequilibradas

3.1 Introdução

Este trabalho centra-se no desenvolvimento de soluções para minimizar os impactos que a introdução de unidades de microgeração representa nos perfis de tensão de uma rede de baixa tensão (BT).

Neste sentido é necessário simular diversas condições de operação de modo a validar a eficácia das metodologias propostas nesta dissertação. Esta consiste no emprego de diversas formulações, recorrendo a cálculo matemático, através da utilização de modelos que reproduzem o comportamento real do sistema em questão.

Ao contrário do que acontece em redes de média tensão (MT), as redes de baixa tensão (BT) como a que é estudada neste trabalho é uma rede trifásica com neutro, no qual se encontram ligadas cargas e unidades de microgeração monofásicas. É então necessário abordar o problema do trânsito de potências considerando uma rede desequilibrada.

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático por detrás do trânsito de potência (TP) em redes de distribuição de BT e uma breve referência sobre a ferramenta computacional utilizada para realizar a simulação da operação da rede.

3.2 Formulação do problema de trânsito de potências

O algoritmo de trânsito de potência [54-56] a utilizar tem de ter em consideração a especificidade das redes de distribuição de BT: redes trifásicas com neutro, incorporando cargas e sistemas de microgeração que podem ser monofásicos. Apesar dos desequilíbrios que surgem neste tipo de redes, a sua estrutura radial permite o desenvolvimento de algoritmos específicos que exploram essa característica de radicalidade da rede.

No algoritmo do trânsito de potência de três fases deve-se fazer uma numeração dos nós, ou seja, numerar os nós por camadas (layers), começando na raiz, e descendo na árvore, de modo a que cada nó receba um número inferior a qualquer um dos seus sucessores. A Figura 3.1. representa a secção de linha l entre os nós i e j com admitâncias shunt e cargas

ligadas aos nós. Se alguns dos componentes da linha (por exemplo uma fase ou neutro) não existir, a linha e coluna correspondente na matriz será substituída por zero.

No algoritmo do trânsito de potência deve-se fazer uma numeração dos nós, ou seja, numerar os nós por camadas (layers), começando na raiz, e descendo na árvore, de modo a que cada nó receba um número inferior a qualquer um dos seus sucessores. A Figura 3.1. representa a secção de linha l entre os nós i e j com admitâncias shunt e cargas ligadas aos nós. Se alguns dos componentes da linha (por exemplo uma fase ou neutro) não existir, a linha e coluna correspondente na matriz será substituída por zero.

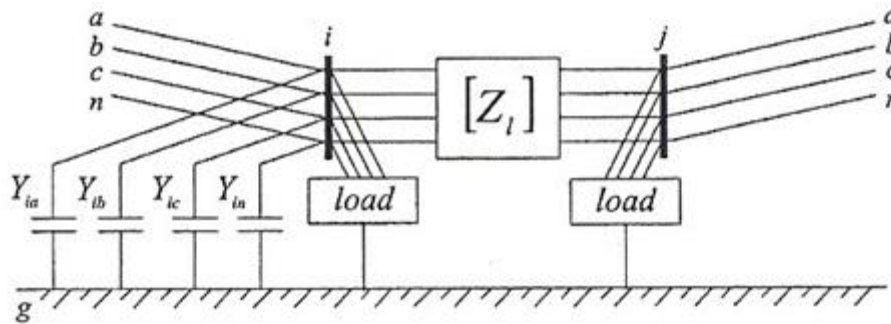


Figura 3.1: Secção de linha trifásica de quatro condutores, considerando a terra.

Onde,

- a, b, c representam as fases;
- n é o neutro;
- g a terra.

Tendo por base a ilustração da linha trifásica da figura 3.1, constrói-se uma matriz 5×5 representativa da matriz das impedâncias Z_l da secção de linha l :

$$[Z_l] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} & Z_{cg} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} & Z_{ng} \\ Z_{ag} & Z_{bg} & Z_{cg} & Z_{ng} & Z_{gg} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

O modelo de uma linha de distribuição trifásica de quatro condutores está representada na figura 3.2.

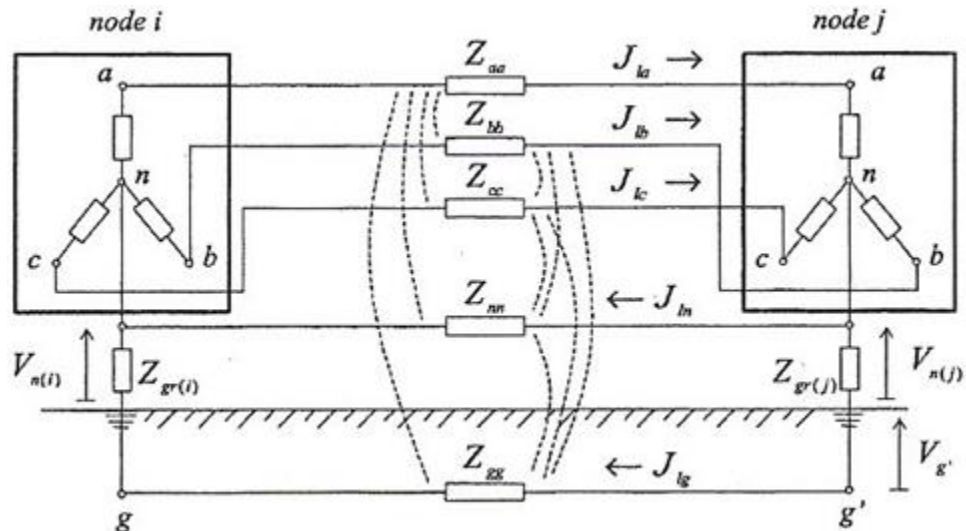


Figura 3.2: Modelo de uma linha de distribuição trifásica com quatro condutores, ligada à terra em vários pontos.

Assumindo a raiz como o barramento de referência com valores de módulo de tensão e fase conhecidos, e a tensão em 1 p.u. em todos os nós para o arranque do processo iterativo, o algoritmo iterativo proposto consiste em três passos, que se apresentam em seguida.

Cálculo das correntes injetadas nos nós

Na iteração K:

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \\ I_{in} \\ I_{ig} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}^*}{V_{ia}} \right)^{(K-1)} \\ \left(\frac{S_{ib}^*}{V_{ib}} \right)^{(K-1)} \\ \left(\frac{S_{ic}^*}{V_{ic}} \right)^{(K-1)} \\ -\frac{Z_{gi}}{Z_{nni} + Z_{gi}} (I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)}) \\ -\frac{Z_{nni}}{Z_{nni} + Z_{gi}} (I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ia} & & & & \\ & Y_{ib} & & & \\ & & Y_{ic} & & \\ & & & Y_{in} & \\ & & & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \\ V_{ig} \end{bmatrix}^{k-1} \quad (3.2)$$

Onde para o barramento i:

- I_{ia} , I_{ib} , I_{ic} , I_{in} e I_{ig} são as injeções de corrente;
- S_{ia} , S_{ib} e S_{ic} as injeções programadas de potência;
- V_{ia} , V_{ib} , V_{ic} , V_{in} e V_{ig} as tensões;
- Y_{ia} , Y_{ib} , Y_{ic} e Y_{in} representam as admitâncias de todos os elementos shunt;
- Z_{gri} é a impedância de terra ($Z_{gi} = Z_{gri} + Z_{ggi}$).

Fase ascendente

Iniciando pela secção de linha da última camada, e deslocando-se para o nó de raiz, a corrente na secção de linha l é dada pela seguinte lei dos nós:

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \\ J_{lg} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \\ I_{jn} \\ I_{jg} \end{bmatrix}^{(K)} + \sum \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \\ J_{mn} \\ J_{mg} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.3)$$

Onde,

- J_{la} , J_{lb} , J_{lc} , J_{ln} e J_{lg} representam os fluxos de corrente na secção de linha l ;
- m é o conjunto de linhas conetadas a jusante do nó j .

Fase descendente

Nesta fase calcula-se as tensões nos nós, começando desde o nó da raiz e descendo em direção até ao último nível da rede, procedendo à atualização dos nós tendo em conta a estimativa das correntes nas linhas calculada anteriormente, sendo que a tensão em j define-se como:

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \\ V_{jn} \\ V_{jg} \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} & Z_{cg} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} & Z_{ng} \\ Z_{ag} & Z_{bg} & Z_{cg} & Z_{ng} & Z_{gg} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \\ J_{lg} \end{bmatrix}^k \quad (3.4)$$

Deve-se realizar uma correção de tensão nos nós em que o neutro está ligado à terra, como representado pela equação em baixo:

$$V_{in}^k = Z_{gri} J_{lg}^k, \quad i \in \text{barramentos ligados terra} \quad (3.5)$$

Critério de convergência

No final de todos os passos referidos anteriormente serem executados numa iteração, calculam-se as variações em cada nó para todas as fases, neutro e terra:

$$\Delta S_{ia}^{(K)} = V_{ia}^K (I_{ia}^K)^* - Y_{ia}^* |V_{ia}^k|^2 - S_{ia} \quad (3.6)$$

$$\Delta S_{ib}^{(K)} = V_{ib}^K (I_{ib}^K)^* - Y_{ib}^* |V_{ib}^k|^2 - S_{ib} \quad (3.7)$$

$$\Delta S_{ic}^{(K)} = V_{ic}^K (I_{ic}^K)^* - Y_{ic}^* |V_{ic}^k|^2 - S_{ic} \quad (3.8)$$

$$\Delta S_{in}^{(K)} = V_{in}^K (I_{in}^K)^* - Y_{in}^* |V_{in}^k|^2 \quad (3.9)$$

$$\Delta S_{ig}^{(K)} = V_{ig}^K (I_{ig}^K)^* \quad (3.10)$$

Se a parte real ou imaginária de cada uma das variações de potência for superior a um critério de convergência, então será necessário repetir os passos numa nova iteração até se atingir convergência.

3.3 Ferramenta de simulação

O protótipo da rede foi implementado utilizando o Simulink®, integrado com o Matlab®. Este é um *software* matemático voltado para as áreas de engenharia e ciência possuindo um ambiente de simulação *Model-Based Design* para sistemas dinâmicos e integrados. Proporciona acesso a inúmeras ferramentas que permitem desenvolver algoritmos, analisar e visualizar simulações entre outros. Os blocos podem ser construídos conforme a necessidade de simular componentes, permitem projetar, simular, implementar e testar uma variedade de sistemas variantes no tempo.

A utilização do solver próprio do simulink permitiu uma simplificação do processo de cálculo do trânsito de potências, não sendo assim necessário usar o modelo apresentado acima.

3.3.1. Modelização da rede BT

3.3.1.1 Transformador de Distribuição

Para o transformador de distribuição representado no modelo de simulação utilizou-se um bloco do simulink que implementa um transformador trifásico. A rede de distribuição de MT ao qual se liga o transformador de distribuição MT/BT é modelizada através de um bloco que implementa uma fonte de tensão trifásica em série com uma linha RL que representa o equivalente da rede MT. A figura 3.3 ilustra os dois blocos mencionados.

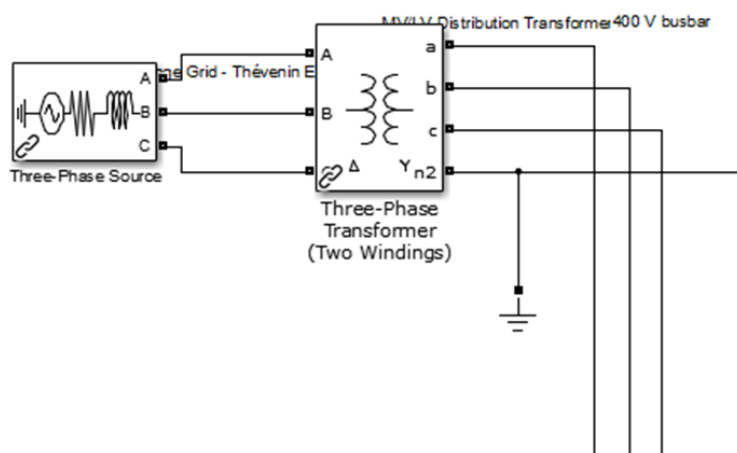


Figura 3.3: Modelização do transformador de distribuição MT/BT

O simulink, ao contrário da formulação matemática anteriormente descrita, considera que o transformador MT/BT funciona em regime desequilibrado.

Foi considerada na simulação a potência aparente de 250kVA e uma tensão sempre próxima de 1.05 p.u. do lado da média tensão.

3.3.1.2 Linhas

Do ponto de vista da simulação, as linhas em BT foram modelizadas por elementos passivos de parâmetros fixos (resistência e reatância), adotando o modelo RL série. Considerou-se a impedância do neutro igual à impedância das fases. Para a modelização foram utilizados os seguintes blocos ilustrados na figura 3.4:

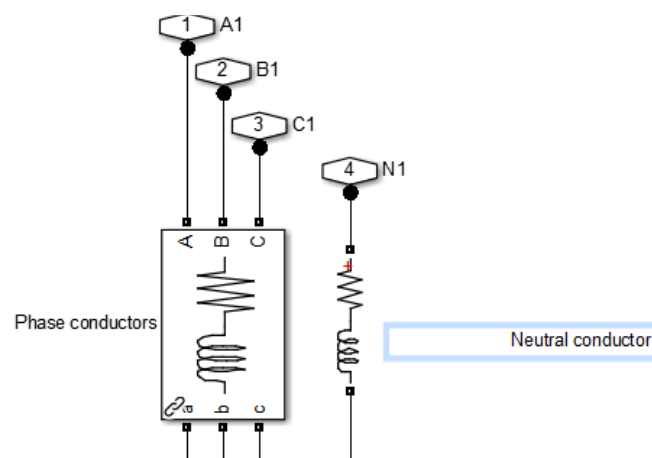


Figura 3.4: Modelos das linhas

Neste caso não se considera acoplamentos mútuos e portanto a matriz $[Z]$ descrita na equação (3.1) seria uma matriz diagonal.

3.3.1.3 Cargas

O modelo para as cargas monofásicas está representado na figura 3.5.

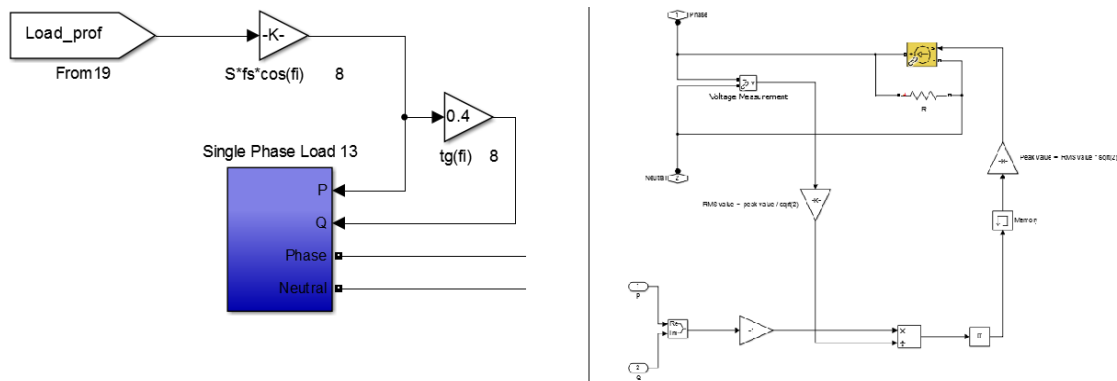


Figura 3.5:Esquerda: Bloco representativo da carga; Direita: esquemático da implementação de uma carga

Para cada modelo que simula a carga, definiu-se um fator de simultaneidade que multiplica, para cada período, pela potência contratada e um valor normalizado lido a partir de um diagrama de cargas diário (ver tabela A.2 dos anexos). Tendo em conta a tensão da fase em que essa carga está ligada, e a potência ativa e reativa consumida em cada momento, é calculado o valor eficaz da corrente.

3.3.1.4 Microgeração (painéis fotovoltaicos)

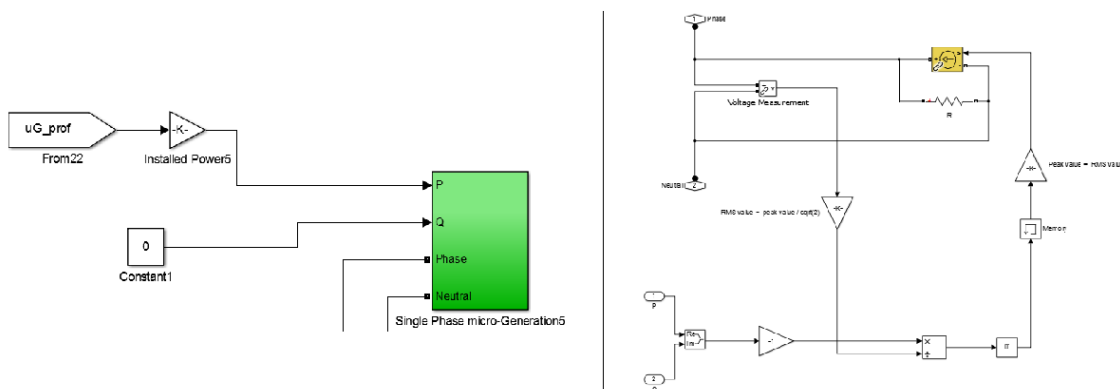


Figura 3.6:Esquerda: bloco representativo de um microgerador; Direita: esquemático da implementação de um microgerador

A implementação dos painéis fotovoltaicos (figura 3.6) é em tudo idêntica à implementação das cargas. A única diferença reside no fato de se considerar que a potência instalada corresponde toda ela a potência ativa, sendo o valor da potência reativa nula. Em cada período é lido um valor de um diagrama normalizado de produção solar diária que multiplica pela potência instalada. Considera-se que esse será, em cada momento, o valor máximo que o MPPT consegue extrair.

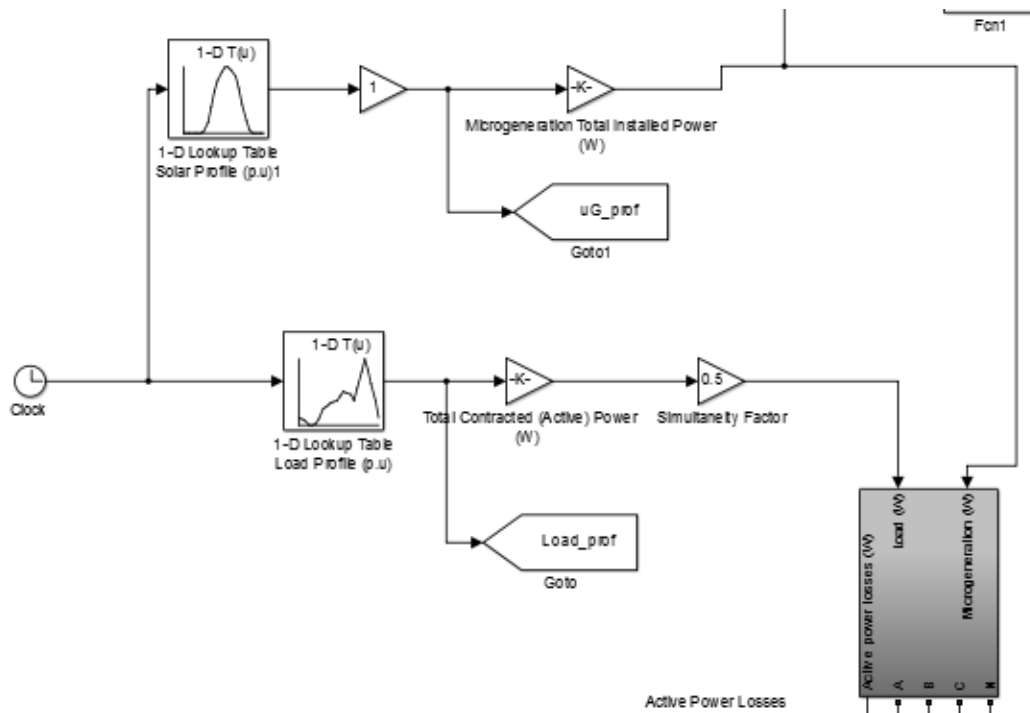


Figura 3.7: ligação com os blocos representativos dos diagramas de carga e produção diários

Na figura 3.7 vemos a implementação dos dois diagramas (produção e geração) normalizados mencionados acima.

3.4 Conclusões

Neste capítulo explicou-se a formulação de um problema de trânsito de potências numa rede trifásica desequilibrada. No entanto, essa formulação não foi utilizada para o estudo da rede de baixa tensão desta dissertação. A sua implementação em simulink permitiu calcular o trânsito de potências para cada período utilizando o solver incluído neste programa o que simplificou o processo.

Quanto à rede estudada, esta foi modelizada implementando os vários componentes (linhas, cargas, transformador e unidades de microgeração), procurando fornecer a informação mais relevante para um estudo credível.

Capítulo 4

Estratégias de controlo de tensão

4.1- Introdução

Tendo em consideração o conceito de Rede Inteligente (RI) e os seus meios de controlo e de comunicação abordados no capítulo 2, apresenta-se neste capítulo um conjunto de estratégias de controlo de tensão que permitam mitigar os efeitos adversos resultantes da ligação destas unidades à rede.

De modo a se conseguir um estudo credível e realista sobre o verdadeiro impacto destas estratégias e qual o seu contributo para uma maximização de produção de origem renovável, recorreu-se a um estudo de dois diferentes cenários.

No cenário 1 considera-se que o ORD está limitado relativamente ao conhecimento da rede, não dispondo qualquer tipo de informação quanto às características das linhas, disposição de carga e unidades de microgeração e qualquer outro tipo de informação que possa estar disponível através de uma estrutura inteligente de comunicação. Tendo em conta que as redes de distribuição de baixa tensão (BT) são bastante antigas é muito comum nos dias de hoje existir uma falta de informação relativa às características das mesmas.

No cenário 2 esse conhecimento já está disponível, o que permite executar um trânsito de potência, criando assim um controlo coordenado gerindo todos os recursos da rede.

4.2- Estratégias de controlo de tensão

4.2.1- Definição de um limite para a potência ativa injetada

As redes de distribuição de baixa tensão atuais foram projetadas há varias décadas atrás e a sua estrutura está constantemente em mudança cada vez que a rede expande. A comunicação entre os seus elementos é pouco ou mesmo nula e as cargas que estão a ela ligada são de composição complexa e difíceis de conhecer na sua totalidade. Neste caso, o ORD encontra-se bastante limitado e terá de recorrer a estratégias de controlo de tensão mais penalizadoras para evitar problemas na qualidade de serviço.

Assim sendo, o primeiro método explora alguns princípios no uso de códigos de rede, mediante o qual se estabelece uma limitação da potência ativa injetada pelas unidades de

microgeração. Este método já é utilizado em países como a Alemanha em instalações com uma potência aparente menor que 30 KVA sem qualquer tipo de controlo remoto [57]. A limitação da potência ativa injetada é requerida continuamente seja qual for o estado da rede. Na figura 4.1 ilustra-se o funcionamento do controlo da potência ativa das instalações de produção distribuída

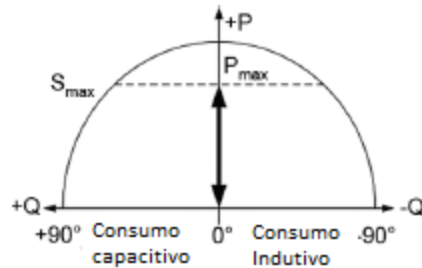


Figura 4.1: Esquema de operação de controlo do método limitador da potência ativa gerada; figura adaptada de [26]

Para um estudo mais aprofundado aconselha-se a leitura de [58]. Neste artigo, o autor propõe uma estratégia de controlo de potência avançada que limita a máxima potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos, assegurando uma transição rápida e suave entre o seguidor do ponto de potência máxima (*MPPT*) e o ponto de geração de potência ativa constante.

Apesar de esta solução ser muito penalizadora, devido à enorme quantidade de potência ativa cortada, é um controlo bastante simplificado que consegue evitar desconexões constantes dos sistemas fotovoltaicos. Estas frequentes desconexões não intencionais causadas por variações dos níveis de tensão levam a um maior deterioramento dos equipamentos e a um prejuízo económico para o proprietário do sistema fotovoltaico por energia não produzida [59].

4.2.2- Gestão da potência reativa

Os inversores eletrónicos de potência têm capacidade para conseguir gerir a potência reativa no ponto de ligação à rede de modo independente da potência ativa entregue no mesmo momento. Existem várias formas desse controlo ser feito, sendo que não é possível combinar dois métodos de controlo de reativa ao mesmo tempo.

Em [60-62], técnicas de controlo de tensão a partir do controlo do potência reativa são apresentadas por diversos autores.

São quatro os métodos para controlo de tensão que podemos encontrar nos inversores fotovoltaicos. As possibilidades mais simplistas são os controlos com fator de potência constante e Q constante. As funcionalidades mais avançadas consistem nas seguintes ideias:

Controlo Q (V)

Neste modelo de gestão da potência reativa, o controlo local do inversor vai providenciar uma quantidade de reativa em função da tensão na rede, de acordo com um conjunto de pontos definidos pelo utilizador, como mostra a figura 4.2.

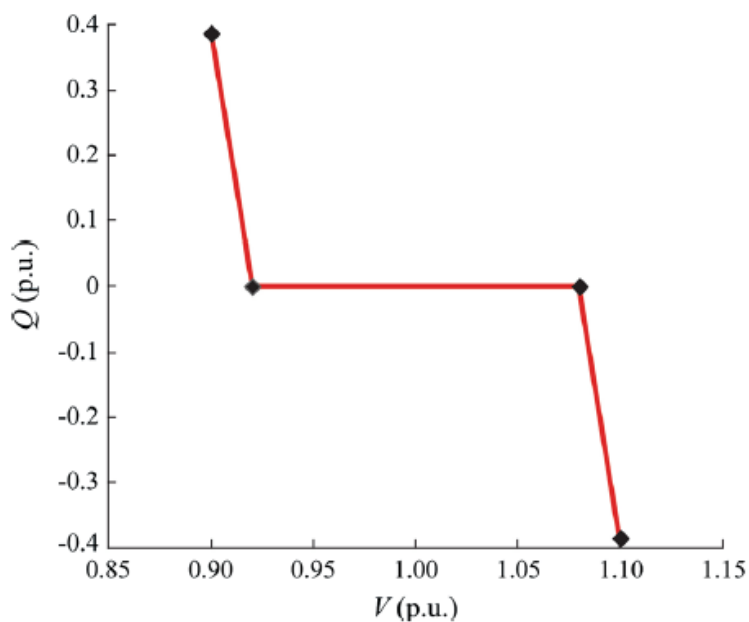


Figura 4.2: Esquema de controle de potência reativa Q(V)

Controlo $\cos \varphi$ (P)

O controlo da potência reativa $\cos \varphi$ (P) consiste na redução do fator de potência (FP) com o aumento da potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico. Neste modo de operação, o inversor trabalha como uma carga indutiva absorvendo potência reativa da rede o que, dependendo muito das características da rede, poderá fazer a tensão baixar. O fator de potência é programado como uma função da potência ativa injetada pelo inversor, de acordo com um conjunto de pontos definidos previamente pelo utilizador.

A figura 4.3 ilustra o esquema de controlo aplicado ao código de rede proposto na Alemanha.

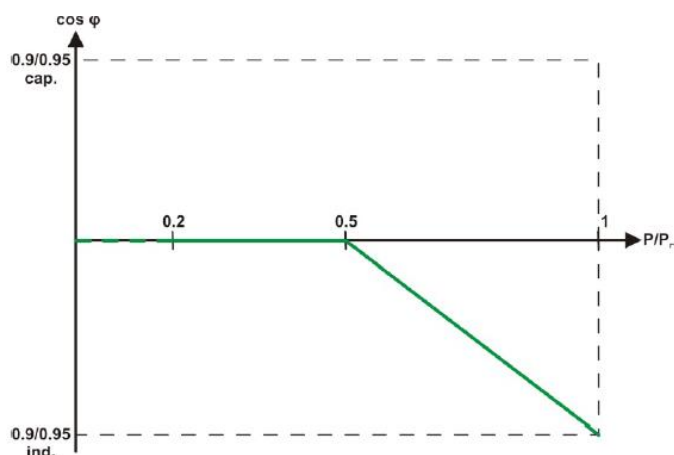


Figura 4.3: Esquema de operação de controlo $\cos \varphi$ (P) [62]

Tal como referido no capítulo 2, a relação X/R característica da generalidade das redes de distribuição BT mostra que é a potência ativa o fator que mais influência os valores de tensão nas mesmas redes. Desse modo, ao contrário do que acontece na Média Tensão (MT) e em redes urbanas, uma compensação de energia reativa por parte dos inversores eletrónicos por si só não basta para manter o perfil de tensão aceitável [63].

Assim sendo, propõe-se a possibilidade de realizar um controlo combinado recorrendo a potência ativa e reativa, combinando o método de controlo apresentado no subcapítulo 4.2 (corte fixo de potência ativa) com a capacidade dos inversores fotovoltaicos em absorver reativa.

4.2.3- Controlo coordenado

Em ambiente de RI, a existência de uma infraestrutura de comunicação bidirecional permite ao ORD gerir todos os recursos energéticos distribuídos de uma forma mais competente e eficaz, através de um sistema de controlo hierárquico.

Descreve-se assim uma nova estratégia de controlo, um controlo coordenado, que se apoia em informação detalhada da rede, bem como informação em tempo real de parâmetros como carga e valores de microgeração de forma a decidir a melhor solução de controlo da rede para cada hora.

4.2.3.1- Formulação matemática:

Um controlo hierárquico coordenado em redes de distribuição de BT com elevada penetração de unidades de microgeração pode ser formulado a partir de um problema de otimização. No caso específico desta Dissertação procura-se implementar um controlo capaz de manter a tensão em níveis aceitáveis minimizando a quantidade de microgeração a ser cortada. Assim sendo, considera-se a seguinte formulação matemática, onde x corresponde ao vetor das variáveis de estado do problema (tensões nodais por fase) e u ao vetor das variáveis de controlo (microgeração cortada em cada nó e posição das tomadas do transformador MT/BT).

$$\min f(x, u) = \sum_{i=1}^n \mu P^i_{cortada} \quad (4.1)$$

Sujeito a,

$$V_i^{\min} \leq V_i^f \leq V_i^{\max} \quad (4.2)$$

$$0 \leq \mu P^k_{cortada} \leq \mu P^k \quad (4.3)$$

$$t_m^{\min} \leq t_m \leq t_m^{\max} \quad (4.4)$$

$$|S_{ij}^f| \leq S_{ij}^{\max} \quad (4.5)$$

Onde

$\mu P^k_{cortada}$ é a quantidade de microgeração cortada na unidade K

μP^k é a potência disponível na unidade de microgeração K num dado momento

V_i é a tensão no barramento i

t_m é a posição da tomada do transformador m com capacidade de regulação em carga (OLTC)

S_{ij}^f é o trânsito de potências nas linhas

$K=1\dots m$, é o nº da instalação de microgeração

$i=1\dots n$, é o nº do barramento

$f=a,b,c$ é a fase do barramento

Além destas restrições de desigualdade que são normalmente associadas a limites físicos de dispositivos e/ou infraestruturas é preciso ter em conta as restrições de igualdade correspondentes às equações do trânsito de potências.

$$G(x,u) = 0 \quad (4.6)$$

Os recursos disponíveis e utilizados para controlar a tensão na rede em estudo são:

- Potência ativa das unidades de microgeração;
- Transformadores OLTC;

Estas variáveis de controlo são set-points que são enviados pelo Smart Substation Controller (SSC) para cada dispositivo através da infraestrutura de comunicação avançada das RI. Como pode ser visto, enquanto a potência ativa é uma variável contínua, a posição das tomadas do transformador é uma variável discreta.

Neste trabalho a abordagem escolhida foi apenas a de usar uma única função objetivo. No entanto, como proposto em [7] a possibilidade de se formular uma função multiobjectivo com a inclusão da minimização de perdas seria outra hipótese. No entanto, devido à muita integração de uG é mais relevante minimizar o corte da mesma do que a preocupação com as perdas.

4.2.3.2- Algoritmo de otimização

Como visto anteriormente, o controlo coordenado proposto foi formulado como um problema de otimização, caracterizado pela sua não linearidade. Exige-se que, previamente, seja escolhido qual a melhor técnica de otimização a ser usada atendendo às características do problema.

Os métodos clássicos são bem conhecidos e capazes de resolver problemas simples ou mais complexos desde que algum conhecimento sobre o problema esteja disponível á priori. Por outro lado, métodos meta-heurísticos são os mais indicados para problemas onde não existe qualquer tipo de informação inicial e que envolve modelos mais complexos. No entanto, ao contrário dos métodos clássicos, nem sempre garantem convergência.

Nesta Dissertação optou-se por uma abordagem meta-heurística visto que o problema formulado contém variáveis de controlo contínuas e discretas e não existe informação prévia sobre o problema. A abordagem meta-heurística escolhida foi o Evolutionary particle Swarm Optimization (EPSO), que será apresentado em detalhe de seguida.

4.2.3.3- EPSO

O EPSO é um método híbrido desenvolvido no INESC Porto e que se baseia em duas técnicas de otimização meta-heurísticas bem desenvolvidas: *Evolutionary Strategies (ES)* e *Particle Swarm Optimization (PSO)*.

Foi pela primeira vez proposto em 2002, como método verdadeiramente auto-adaptativo. Houve ainda diversas tentativas de construção de pontes entre o PSO e os algoritmos evolucionários, bem como a tentativa de conferir um carácter adaptativo a algoritmos do tipo enxame.

O seu comportamento, quando comparado com o PSO e o ES é muito satisfatório e justifica a sua escolha. O motivo principal parece residir no fato de que, no EPSO, duas operações sucessivas contribuem para uma progressão em direção ao ótimo: a mutação e a seleção - enquanto que nos métodos evolucionários ou de PSO clássicos apenas um dos operadores contribui para a progressão.

As características híbridas da computação evolucionária e do PSO conferem-lhe uma garantia acrescida de convergência. Relativamente à experiência, há uma aceleração eficaz para o ótimo local mais rápida do que nas abordagens clássicas.

Os parâmetros no EPSO são divididos em parâmetros de controlo (variáveis X) e parâmetros estratégicos (pesos ω). Neste algoritmo, cada partícula corresponde a uma alternativa de solução para um dado problema de otimização. Dada uma população de n partículas, cada partícula i tem a seguinte composição:

Um vetor posição X_i ;

Um vetor velocidade V_i ;

Numa dada iteração, tomando uma determinada população (conjunto de partículas) tem-se o seguinte esquema geral do EPSO:

Replicação - cada partícula é replicada r vezes

Mutação - cada clone sofre mutação nos seus parâmetros estratégicos ω

Reprodução - cada partícula gera 1 descendente de acordo com a equação do movimento

Avaliação - cada descendente tem a sua adaptação avaliada

Seleção - por torneio estocástico (ou elitismo) a melhor partícula de cada grupo de r descendentes de cada indivíduo da geração anterior é selecionada para formar uma nova geração.

A regra do movimento no EPSO é a seguinte: dado uma partícula X_i , uma nova partícula X_i^{novo} é criada a partir de

$$X_i^{novo} = X_i + V_i^{novo} \quad (4.7)$$

$$V_i^{novo} = \omega_{i1}^* \cdot V_i + \omega_{i2}^* \cdot (b_i - X_i) + \omega_{i3}^* \cdot (b_g^* - X_i) \quad (4.8)$$

Onde

X_i é a posição da partícula

V_i a velocidade da partícula

ω_{ik}^* os parâmetros estratégicos (pesos)

b_i a melhor solução de cada partícula

b_g^* a melhor solução de todas as partículas

O símbolo * presente nos parâmetros estratégicos indica que estes foram sujeitos a um processo de mutação, feita do seguinte modo

$$\omega_{ik}^* = \omega_{ik} + \tau \cdot N(0,1) \quad (4.9)$$

Onde

τ é um parâmetro fixo de aprendizagem, controlando a amplitude das mutações - valores mais pequenos conduzem a maior probabilidade de valores próximos de 1.

$N(0,1)$ é uma variável aleatória com distribuição lognormal derivada da distribuição Gaussiana $N(0,1)$, de média 0 e variância 1.

Uma diferença que torna o EPSO mais interessante face ao PSO clássico é o tratamento dado ao ótimo global corrente (o melhor ponto encontrado até ao momento pelo enxame). A ideia consiste em controlar a “dimensão” de uma zona difusa em volta do ótimo corrente encontrado pelo enxame. Na verdade, em muitos processos verifica-se que nas fases finais o peso do termo de inércia tende a reduzir-se, ficando a progressão essencialmente dependente do termo de cooperação. Esta expressão introduz um novo peso ω_{i4} que também deverá ser objeto de mutação, tal como qualquer dos outros parâmetros estratégicos. O ótimo global b_g^* é também mutado como se demonstra abaixo:

$$b_g^* = b_g + \omega_{i4}^* \cdot N(0,1) \quad (4.10)$$

Com este procedimento, o processo auto-adaptativo pode focar mais ou menos a orientação de um enxame e permite que este continue a ser “agitado” mesmo quando as partículas já convergiram todas para a mesma região do espaço e se encontrem todas muito próximas entre si. A figura 4.4 ilustra o processo de reprodução de uma partícula no EPSO.

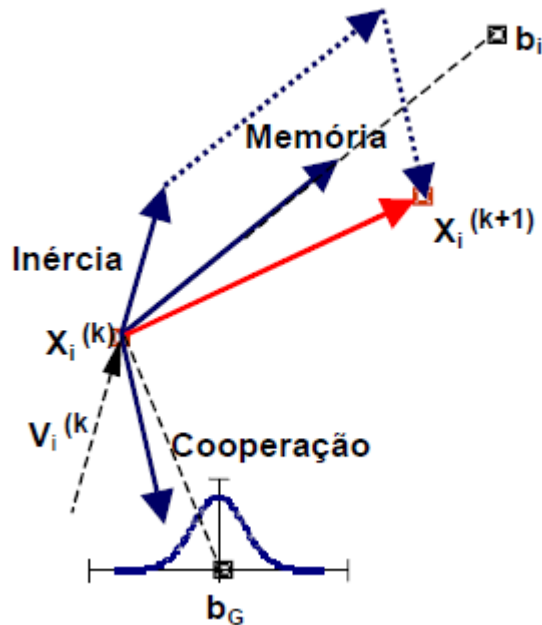


Figura 4.4: Reprodução de uma partícula no EPSO

Depois de uma breve referência à meta-heurística selecionada para a resolução do problema de otimização proposto, apresenta-se agora a caracterização de uma partícula referente ao problema em causa na figura 4.5.

$uG(1)$	$uG(2)$	$uG(i)$...	OLTC
---------	---------	---------	-----	------

Figura 4.5: exemplo de partícula usada no EPSO

Onde,

$uG(i)$ representa o set-point de potência ativa a enviar para uma unidade de microgeração fotovoltaica

OLTC representa a posição das tomadas do transformador MT/BT

Apesar de a variável de controlo referente ao transformador ser uma variável discreta, esta foi introduzida com uma variável contínua de valor mínimo 0.9 e valor máximo 1.1. Assim sendo, controlo coordenado foi dividido em dois momentos distintos:

No primeiro momento é simulado o algoritmo contendo 19 variáveis de controlo (18 unidades fotovoltaicas + OLTC). Após a simulação, de entre um conjunto de possíveis valores discretos, a posição das tomadas é fixada no valor que mais se aproxima da solução ótima encontrada na simulação anterior.

Tendo em conta a limitação de posições num transformador MT/BT partiu-se do pressuposto que a posição das tomadas do transformador variavam 2,5% relativamente à posição nominal, num intervalo entre 0.9 e 1.1, resultando nas possíveis posições seguintes:

Tabela 4.1: posições possíveis para as tomadas do transformador MT/BT

1,1	1,075	1,05	1,025	1	0,975	0,95	0,925	0,9
-----	-------	------	-------	---	-------	------	-------	-----

Fixado o valor das tomadas simula-se novamente o algoritmo, considerando neste caso apenas 18 variáveis de controlo (18 unidades fotovoltaicas). Para o caso em estudo considera-se não existirem restrições no número de alterações das tomadas.

Foi então desenvolvido um código em *Matlab* que implementa o fluxograma representado na Figura 4.6. Inicialmente definem-se os parâmetros pretendidos, mais concretamente número de iterações, número de partículas de uma população e parâmetros estratégicos. São também definidos os limites mínimos e máximos das variáveis de controlo. Enquanto os limites das tomadas são iguais para todos os períodos estudados, os limites de produção das unidades fotovoltaicas variam consoante a hora do dia, tendo de ser constantemente atualizadas para uma nova simulação de períodos diferenciados.

Após se gerar a primeira população inicia-se o ciclo de reprodução de uma partícula do EPSO já explicada anteriormente. Como assinalado no fluxograma, na função avaliar o programa recorre ao simulink para efetuar um trânsito de potências, tal como já explicado no capítulo 3, para cada um dos indivíduos ou partícula. A função avaliar calcula qual a diferença entre o limite máximo de produção das unidades fotovoltaicas, definido no início do algoritmo, e os valores de uma determinada partícula. A avaliação é feita de modo a penalizar mais as partículas cuja diferença seja maior e/ou onde se verifique violação dos limites técnicos.

Por fim selecionam-se os *pop* melhores indivíduos/partículas, onde *pop* corresponde ao número de partículas de uma população, valor que também se define no início do algoritmo.

Caso se atinja o valor de iterações máximo o algoritmo chega ao fim, caso contrário o processo explicado atrás é repetido novamente.

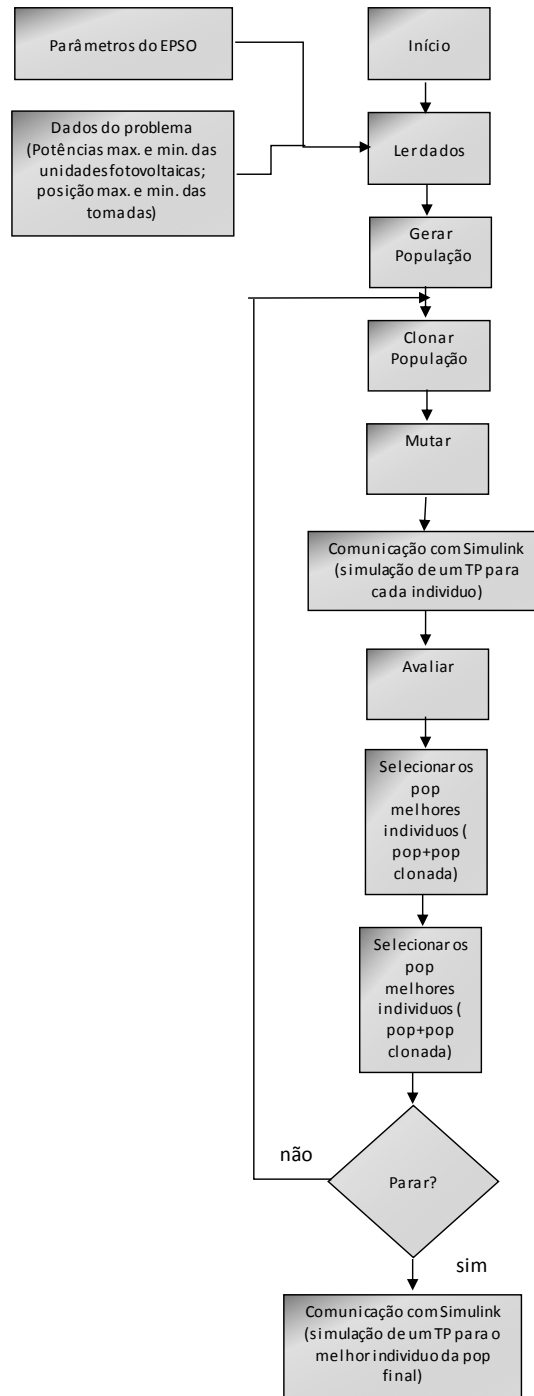


Figura 4.6: fluxograma do algoritmo EPSO usado para o controlo coordenado

Na prática, a minimização da microgeração cortada é conseguida pela aplicação de penalidades à função objetivo. De entre várias escolhas possíveis, optou-se por uma penalização quadrática como ilustra a figura 4.7.

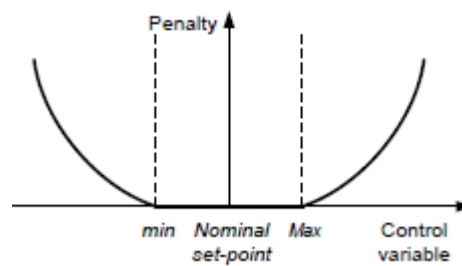


Figura 4.7: Método de penalidades usado no algoritmo de otimização

4.3- Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as estratégias de controlo que serão implementadas no capítulo 5. Todas as estratégias foram criadas com o objetivo de minimizar o corte de microgeração tendo em conta que, devido às características das redes BT em questão, o trânsito de potência de ativa influencia muito o problema da subida de tensão.

Foi visto que, num cenário limitador em que não existe qualquer tipo de informação sobre as características da rede, é necessário recorrer a estratégias muito mais limitadoras quanto à potência ativa gerada pelas unidades de microgeração.

É nessa medida que se desenvolve também um eficiente controlo de tensão coordenado, fazendo uso da infraestrutura de comunicação presente numa rede inteligente. Com esta abordagem pretende-se uma otimização das condições de operação fazendo um uso total das unidades de microgeração e das capacidades de controlo dos transformadores OLTC. Considerando as especificações do problema de otimização formulado, particularmente o facto de se lidar com variáveis discretas e contínuas, escolheu-se uma abordagem meta-heurística para a sua resolução.

.

Capítulo 5

Avaliação do desempenho das estratégias de controlo de tensão

5.1- Introdução

Neste capítulo são apresentados alguns dos resultados mais relevantes obtidos com a implementação das diversas metodologias de controlo estudadas no capítulo anterior. Primeiro, é feito um estudo sobre os efeitos da microgeração numa rede sem controlo. Estes resultados servirão como ponto de comparação para verificar a eficácia das várias metodologias na mitigação dos impactos negativos. De seguida são implementados os vários controlos, seguindo uma ordem de complexidade, desde os controlos mais básicos sem qualquer conhecimento da rede até ao controlo coordenado dentro de um ambiente de rede inteligente.

Em cada caso escolheu-se uma hora mais crítica para um estudo mais pormenorizado, alargando depois o estudo para o cenário diário.

5.2- Caso de estudo

5.2.1- Caracterização da rede em estudo

A rede que será alvo de estudo nesta Dissertação baseia-se numa rede semi-rural, trifásica com neutro e desequilibrada, com cargas domésticas e elevada penetração de unidades de microgeração. Tem instalada 48 cargas e 18 unidades de microgeração.

É alimentada a partir de um posto de transformação de 250 kVA. Este posto de transformação é alimentado a partir de uma rede de Média Tensão (MT) de 15 kV. Considera-se que do lado MT se encontra uma tensão sempre próxima de 1.05 p.u.

Como se pode ver pela figura 5.1, a rede apresenta 33 barramentos divididos por 3 feeders, todos eles compridos. As 32 linhas existentes são caracterizadas por uma componente resistiva muito elevada.

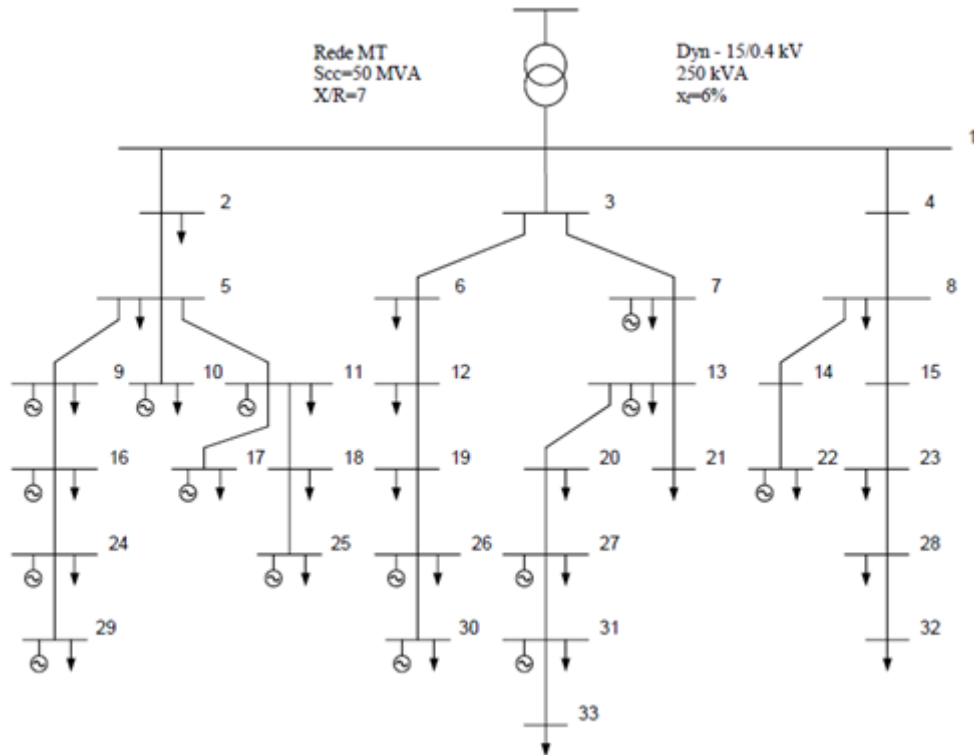


Figura 5.1: Rede de baixa tensão (BT) estudada

As instalações de microprodução são todas do tipo solar fotovoltaico (PV). As suas potências instaladas podem ser consultadas em anexo, bem como as potências contratadas por cada cliente. De modo a se obter uma boa aproximação de um cenário crítico com excesso de produção fotovoltaica, considerou-se que a potência instalada em cada unidade era igual à potência contratada pelo cliente ligado à mesma fase do mesmo barramento. A partir dos diagramas de carga e de produção diário da figura 5.2 é possível verificar que existe excesso de produção PV, sensivelmente entre o período das 9 até às 17 horas.

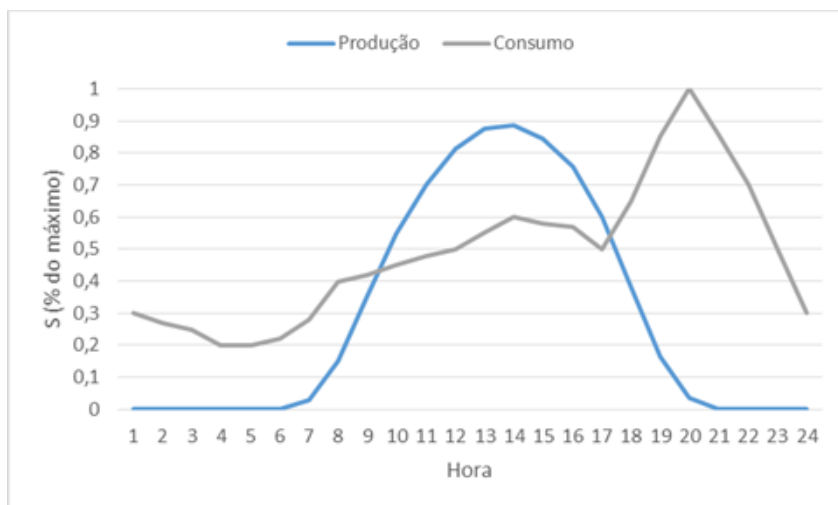


Figura 5.2: Diagrama de carga e de produção diário.

5.2.2- Definição de cenários de estudo

Por forma a conseguir uma correta avaliação e comparação do desempenho das várias estratégias de controlo definidas no capítulo 4 e implementadas neste capítulo, é necessário ter conhecimento sobre quais as condições que o operador de rede tem ao seu dispor em cada momento. Assim sendo foram considerados dois cenários distintos:

Cenário 1 - O ORD não dispõe de qualquer conhecimento sobre as características das linhas, disposição de cargas e unidades de microgeração. Assim para evitar violações dos limites técnicos do nível de tensão terá de recorrer a técnicas simples mas muito penalizadoras para os produtores de microgeração. É sobre este cenário que foram implementadas as duas primeiras estratégias abordadas no capítulo 4 (Definição de um limite para a potência ativa injetada e gestão da potência reativa).

Cenário 2 - Neste segundo cenário considera-se que a gestão e controlo da rede de baixa tensão é feita sobre uma arquitetura de rede inteligente. É nesta situação que se implementa então o controlo coordenado formulado no capítulo 4.

5.3- Rede sem controlo

Inicialmente, procedeu-se a um estudo do funcionamento da rede sem qualquer tipo de controlo, com a existência de uma forte produção de origem fotovoltaica em períodos de consumo reduzido.

Devido ao desequilíbrio existente nas 3 fases da rede de baixa tensão, os valores de tensão nas diferentes fases será diferente. Isto leva a que seja necessário analisar individualmente o efeito da microgeração em cada uma delas.

Como ponto de partida observam-se os resultados obtidos para a hora 14, no qual se verifica o maior valor de produção fotovoltaica em contraste com um consumo moderado.

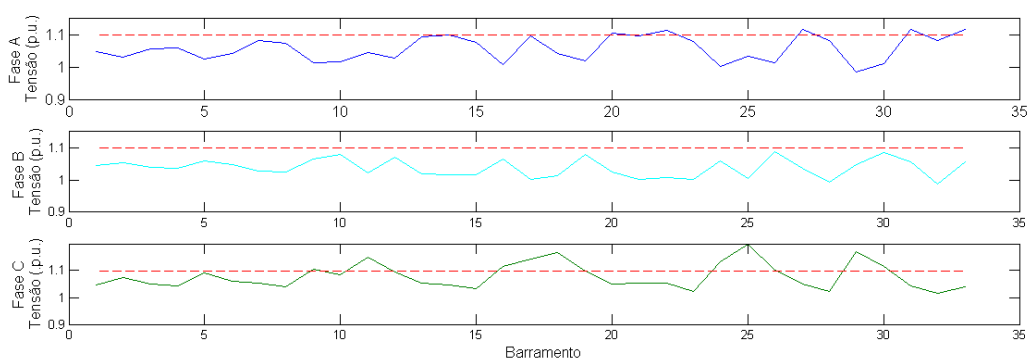


Figura 5.3: Perfil de tensão na rede com microgeração e sem controlo (hora 14)

Por observação da figura 5.3 é possível verificar o efeito de subida de tensão na rede resultante da integração de microgeração tal como estudado no capítulo 2, com vários

barramentos a excederem o limite de 1.1 p.u. A fase B é a única em que o limite não é violado, enquanto se observa que é na fase C que está instalado a maior parte da produção fotovoltaica.

De modo a se conseguir ter uma visão do comportamento da rede num período de 24 horas, revela-se de seguida o perfil de tensão diário para alguns dos barramentos mais críticos no qual se verificou a violação do limite máximo de tensão para a hora 14.

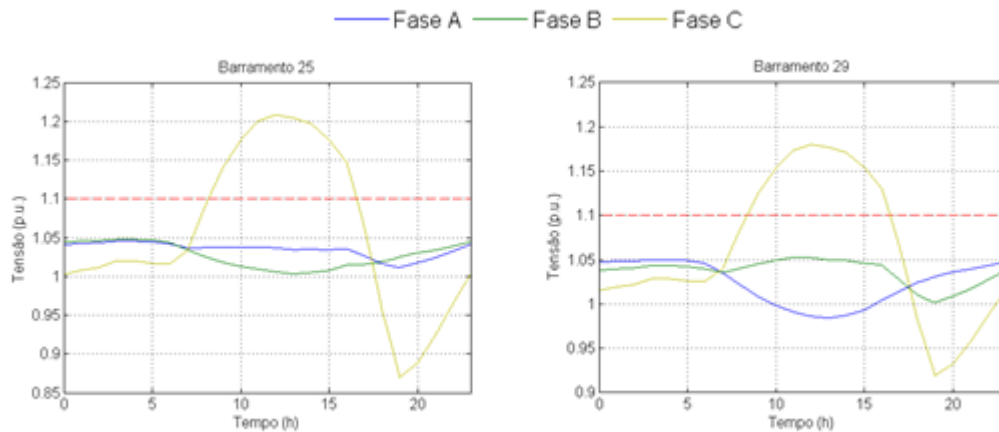


Figura 5.4: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 sem controlo de tensão. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 sem controlo da rede

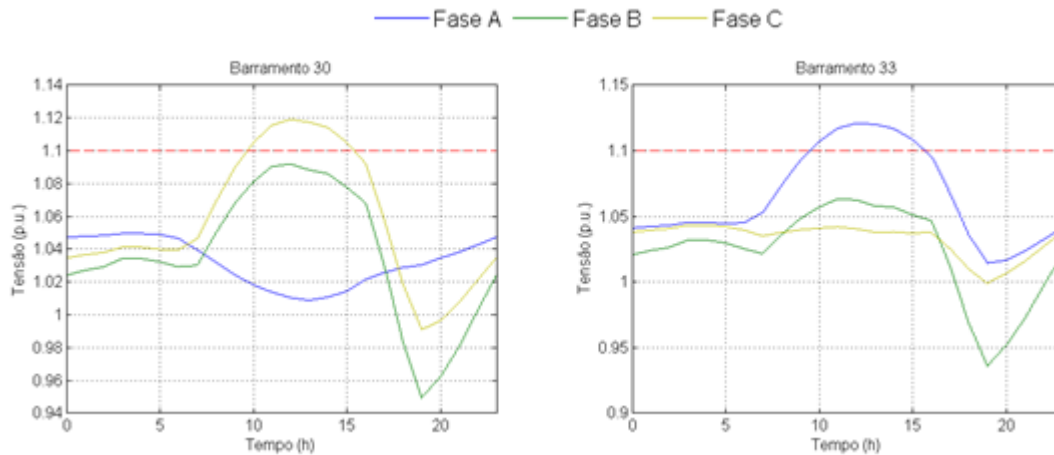


Figura 5.5: Esquerda: Perfil de tensão no barramento 30 sem controlo de tensão; Direita: Perfil de tensão no barramento 33 sem controlo de tensão

As figuras 5.4 e 5.5 permitem, com maior clareza, obter algumas conclusões importantes:

- Nas horas de maior produção solar (sensivelmente entre as 9 h e as 17h) todos os barramentos analisados ao pormenor têm pelo menos umas das fases com valores de tensão acima de 1.1 p.u.
- Em 3 desses 4 barramentos observamos que é na fase C que o problema de sobretensão surge, confirmando o que foi anteriormente dito sobre ser a fase com maior potência instalada.

- Ao contrário do que seria de esperar numa rede com fluxo unidirecional, a queda de tensão não aumenta quanto mais a montante se encontra o barramento;
- Sendo estes dois dos barramentos que se encontram mais a jusante na rede, o impacto é ainda maior. O desequilíbrio entre fases torna-se também mais evidente.
- No barramento 25 em hora de maior consumo (aproximadamente 20 horas) as tensão ultrapassa o valor mínimo de 0.9. No entanto trata-se de uma violação do mínimo de tensão da rede, ao qual poderia ser resolvida considerando a ação do OLTC no transformador MT/BT.

O impacto na rede num cenário com excesso de produção fotovoltaica pode ser analisado através das perdas. O que acontece é que nas horas de maior produção haverá sempre excesso face ao consumo, o que faz com que os fluxos de potência se invertam. Quanto maior a diferença, mais o trânsito de potências nos ramos aumenta. Consequentemente, isto traduz-se num maior número de perdas. É isto que se verifica na figura 5.6 onde se atinge um valor maior que 6 kW entre a 13 e as 14h, período no qual o nível de carga é moderado.

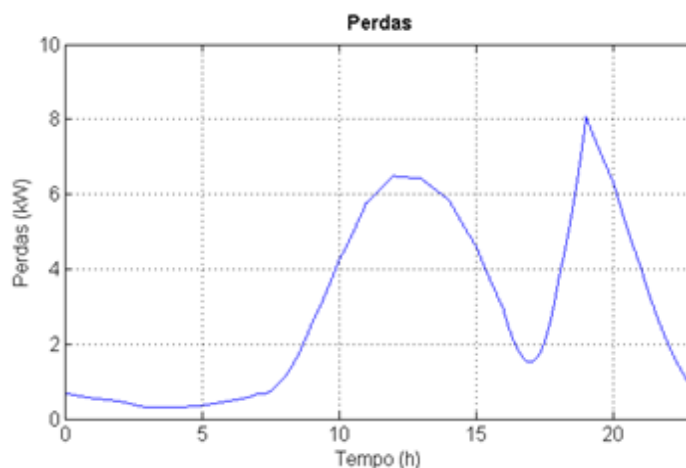


Figura 5.6: Perfil de perdas diário para rede sem controlo de tensão

5.4- Avaliação das estratégias de controlo

Na sequência da avaliação dos impactos causados pela integração de microgeração na rede em estudo é necessário implementar as estratégias de controlo definidas no capítulo anterior, para avaliar e validar o seu impacto.

O estudo será feito pela mesma ordem de ideias que se explicou anteriormente. Primeiro serão implementadas as estratégias de controlo mais simples, considerando um cenário em que o operador da rede de distribuição não tenha qualquer conhecimento das características das linhas, disposição de cargas e das unidades de microgeração. Por fim será implementado o controlo coordenado através da resolução do problema de otimização formulado nesta Dissertação.

O fator de comparação de cada uma das estratégias será a capacidade mitigar o problema de sobretensão verificado no subcapítulo anterior com o menor valor possível de geração fotovoltaica cortada.

5.4.1- Definição de um limite para a potência ativa injetada

O princípio de funcionamento desta prática consiste na definição de um limite máximo de potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos, independentemente do estado da rede. Inicialmente, optou-se por limitar a produção dessas unidades a 50% da sua potência instalada (P_n).

Seguindo em linha de conta com o que foi analisado no subcapítulo anterior, ilustra-se na figura 5.7 o perfil de tensão nas 3 fases para a hora 14.

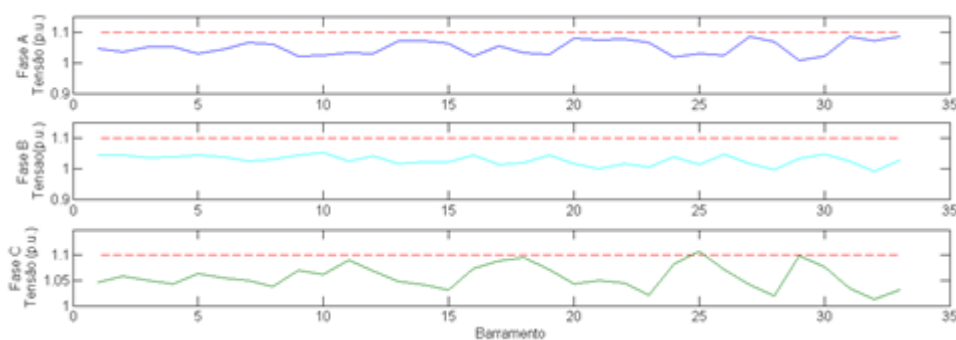


Figura 5.7: Perfil de tensão na rede após limitar a 50% de P_n a produção fotovoltaica (hora 14)

Comparando as figuras 5.3 e 5.7 verifica-se que o problema de sobretensão na fase A para a hora 14 foi resolvido. No entanto, parece existir ainda problemas na fase C, nomeadamente no barramento 25. Com a repetição do processo adotado anteriormente, é traçado o perfil de tensões diário para os mesmos barramentos 25,29,30 e 33 de modo a perceber o efeito deste corte de potência nas restantes horas.

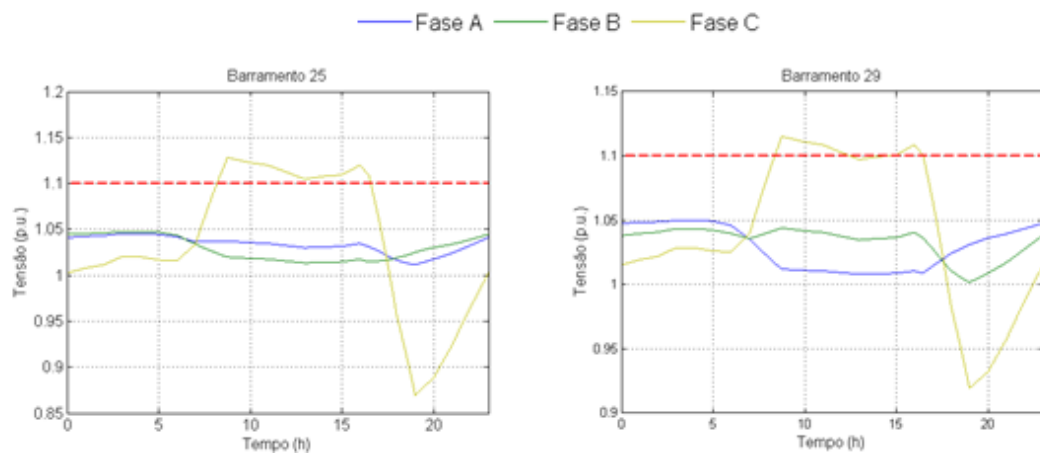


Figura 5.8: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 50% de P_n de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 50% de P_n de microprodução:

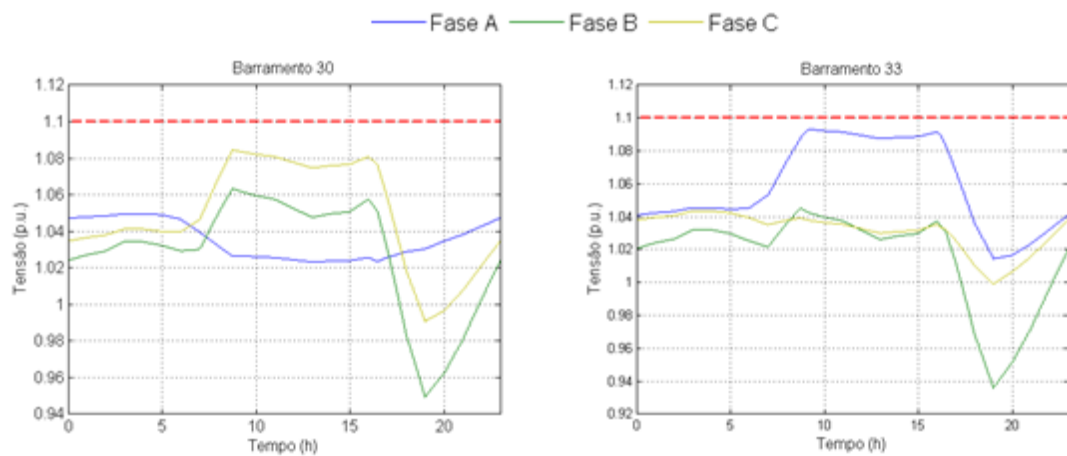


Figura 5.9: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 30 com limite de 50% P_n de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 33 com limite de 50% P_n de microprodução

Apesar de um elevado corte na produção fotovoltaica (figura 5.10) e de uma atenuação dos perfis de tensão, a figura 5.8 mostra que o problema de sobretensão persiste no barramento 25 e 29.

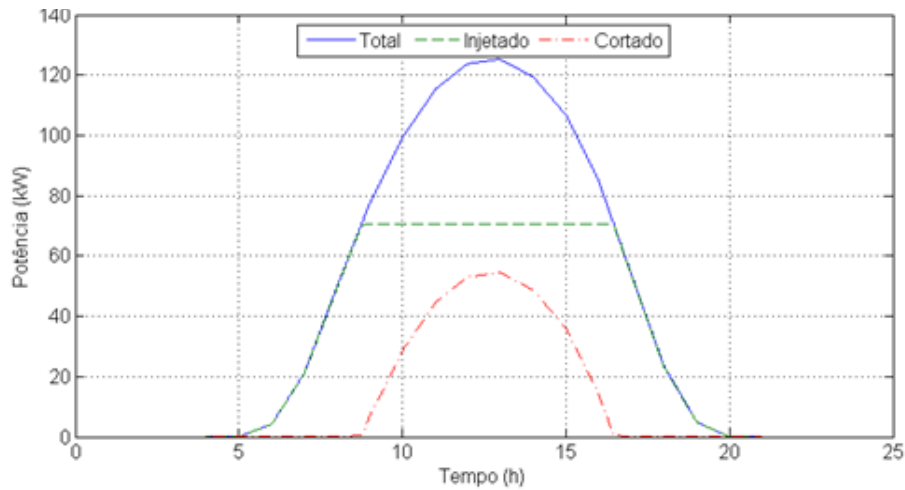


Figura 5.10: Potência total gerada sem controlo, potência injetada e potência cortada (limite fixo 50% P_n)

Detetado a continuação deste problema procede-se à implementação de regras mais exigentes, limitando apenas a 40% de P_n toda a produção fotovoltaica independentemente do estado da rede.

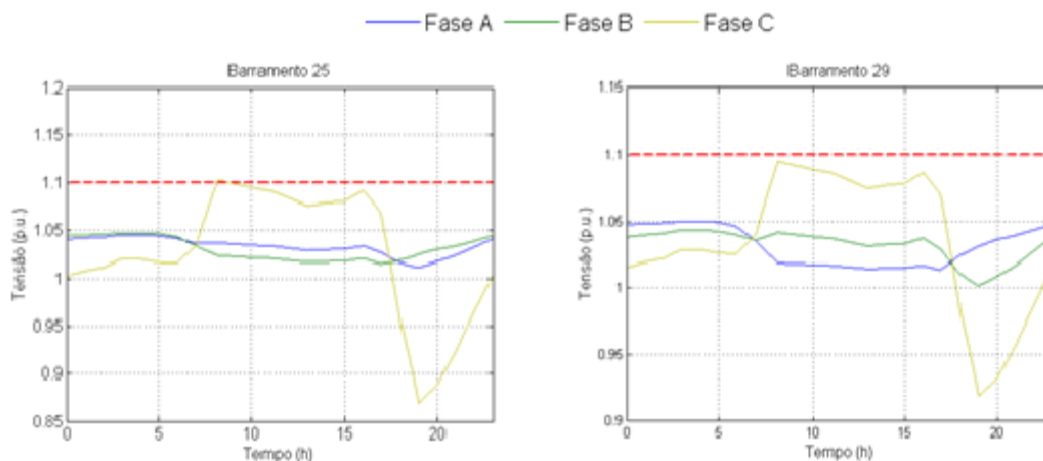


Figura 5.11: Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 40% de microprodução. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 40% de microprodução:

Através da figura 5.11 constata-se que o problema de tensão é então resolvido nos dois barramentos onde ainda se verificava tensões superiores a 1.1 p.u.. Apesar do sucesso no controlo do problema das sobretensões vê-se que a limitação existe neste tipo de controlo, já que foi necessário limitar a mais de metade da potência instalada para conseguir obter estes resultados (figura 5.12).

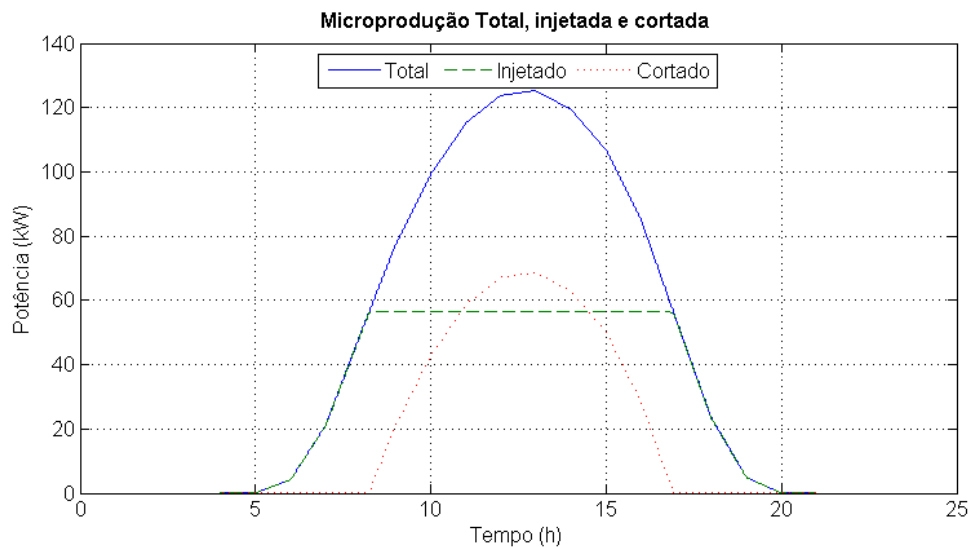


Figura 5.12: Potência total gerada sem controle, potência injetada e potência cortada (limite fixo 40% Pn)

A tabela 5.1. apresenta uma comparação entre os resultados obtidos na rede sem controle e a primeira metodologia de controle implementada. Os resultados consistem na comparação entre a energia total gerada num dia pelas unidades fotovoltaicas e o corte de microgeração que é necessário assegurar para garantir os limites de tensão na rede..

Tabela 5.1: comparação de resultados numa simulação diária

	ENERGIA TOTAL GERADA [KW]	ENERGIA CORTADA [KW]	TENSÃO MÁXIMA (P.U.)
REDE SEM CONTROLO	1010.231	-	1.2093
LIMITAR PRODUÇÃO A 50% DE PN	723.5829	286.6481	1.1283
LIMITAR A PRODUÇÃO A 40% DE PN	610.4229	399.8081	1.1

5.4.2- Influência do controlo da potência reativa

Ainda num cenário limitador, onde o ORD não tem qualquer informação sobre as características da rede, é testada uma nova estratégia de forma a conseguir aumentar o valor de produção fotovoltaica na rede.

Viu-se que, apesar de não ter sido suficiente, limitar a produção fotovoltaica a 50% conseguiu atenuar muito os perfis de tensão. Assim sendo, de forma a conseguir um maior valor de produção fotovoltaica propôs-se uma nova regra de controlo local onde se utiliza a capacidade do inversor em controlar a potência reativa que consome na rede, aliada à limitação de 50% Pn na produção de potência ativa já estudada anteriormente.

Tendo em conta a limitação da potência ativa, a regra de controlo local da potência foi adaptada relativamente à regra FP(P) explicada no capítulo 4. O controlo está ilustrado na figura 5.13.

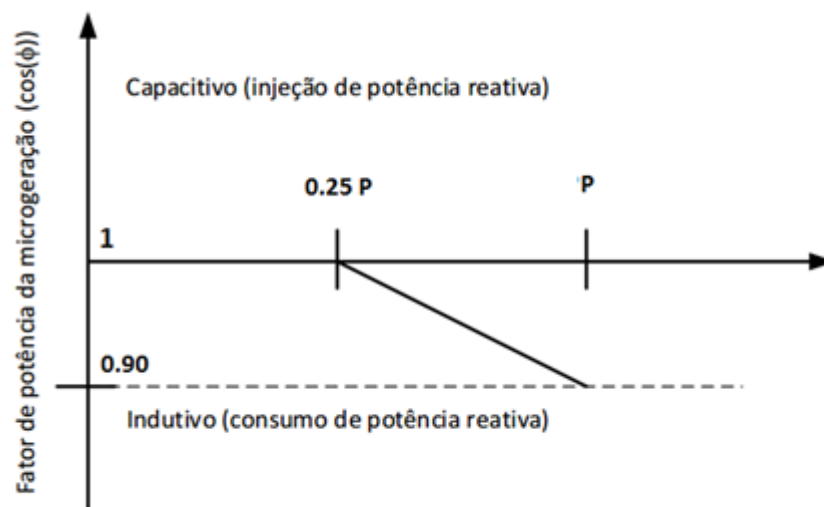


Figura 5.13: regra de controlo da potência reativa

Também para este caso observa-se através da figura 5.14 o perfil de tensão em toda a rede para a hora 14. Verifica-se que o problema de sobretensão é então resolvido.

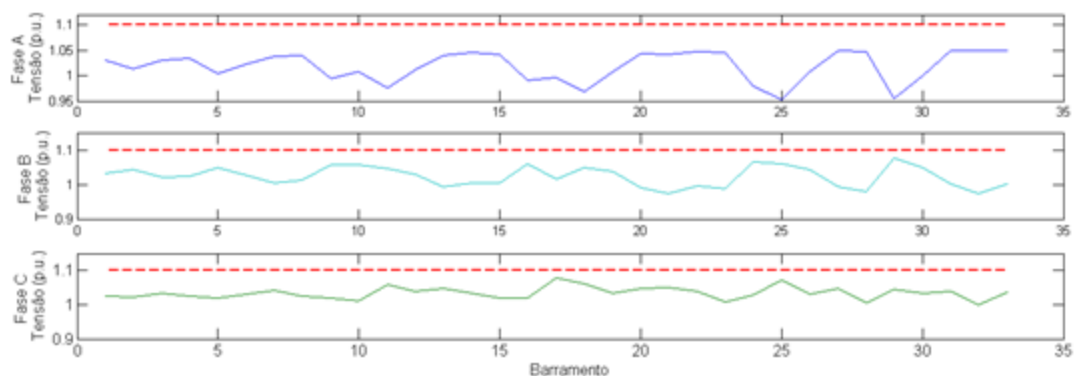


Figura 5.14:- Perfil de tensão na rede após limite de 50% Pn + absorção de reativa (hora 14)

Quando se estende o estudo do funcionamento da rede neste cenário para o resto do dia, concluímos que o mesmo se passa nas restantes horas.

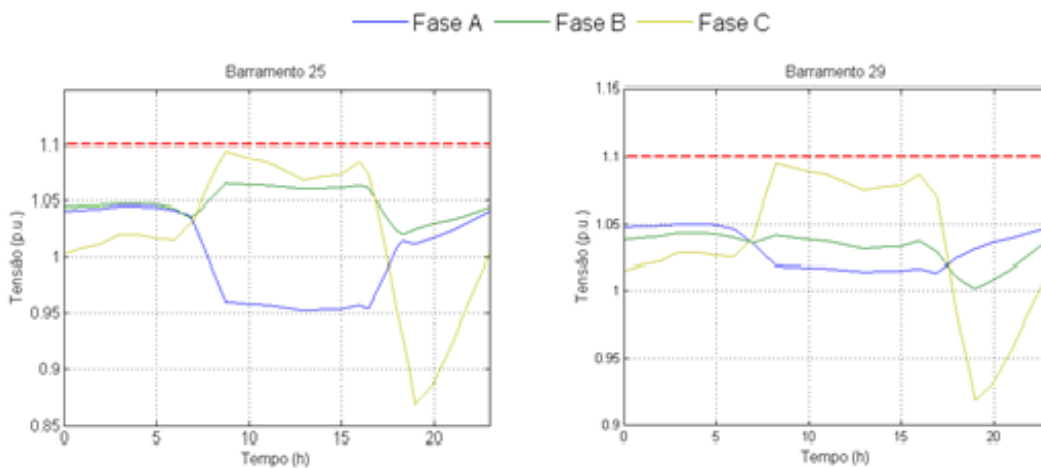


Figura 5.15: - Esquerda: perfil de tensão diário no barramento 25 com limite de 50% Pn de microprodução + reativa. Direita: Perfil de tensão diário no barramento 29 com limite de 50% Pn de microprodução + reativa:

Mesmo conseguido aproveitar mais produção fotovoltaica quando comparado com a estratégia anterior, verifica-se pela figura 5.16 e 5.17 que isso é feito à custa de um elevado valor de perdas. Este aumento de perdas deve-se ao aumento de reativa na rede devido ao consumo dos inversores. Sendo assim, este tipo de controlo não se torna viável para redes com resistência muito elevadas, sendo que o seu benefício é muito pequeno.

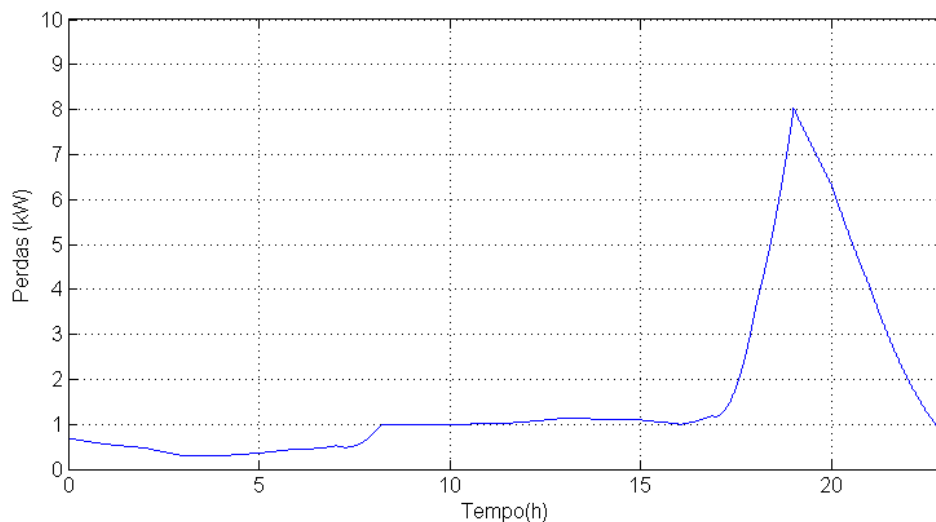


Figura 5.16: Perdas com limite da produção em 40% de Pn

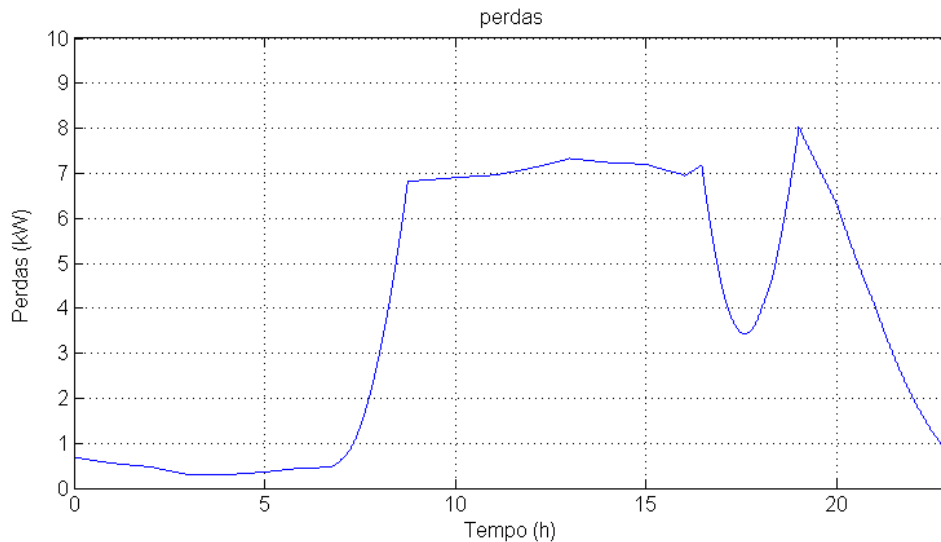


Figura 5.17: Perdas com limite da produção em 50% de P_n + absorção de potência reativa

5.4.3- Controlo coordenado

Nesta secção é analisada a performance e os resultados obtidos através do algoritmo de otimização desenvolvido no capítulo 4.

Este controlo faz uso de todos os recursos controláveis suportado por um ambiente de rede inteligente para conseguir minimizar o desaproveitamento de potência ativa proveniente das unidades de microgeração mantendo ao mesmo tempo as tensões dos barramentos de acordo com as condições técnicas de operação em vigor.

Como já foi visto, as possíveis ações de controlo identificadas são: corte de produção das unidades de microgeração; tomadas de transformadores com capacidade de regulação em carga.

De acordo com a formulação apresentada no capítulo 4, os parâmetros usados no algoritmo do EPSO foram:

Tabela 5.2: parâmetros EPSO

Parâmetro	Valor
Número de partículas	10
Número de replicações	1
Número de interações	150
parâmetro de aprendizagem	0,1

O tempo requerido para correr o algoritmo em cada hora ultrapassou em alguns casos as 5 horas de simulação. A razão principal poderá estar no peso computacional do mesmo devido à utilização do simulink para a simulação do trânsito de potências.

Apesar de se reconhecer que um programa totalmente otimizado e o mais completo possível deveria conter um valor muito maior de iterações bem como um maior valor de partículas, devido ao tempo extremamente longo para simular cada hora, optou-se por não o fazer. Importa referir que objetivo principal desta dissertação é aferir a robustez e qualidade

dos resultados proporcionados pela solução baseada no controlo coordenado e não o desenvolvimento de algum tipo de aplicação computacional mais sofisticada.

De modo a perceber-se qual o potencial do uso de transformadores com capacidade de regulação em carga dividiu-se o estudo desta metodologia em duas partes:

No controlo coordenado 1 considerou-se apenas a possibilidade de controlar as unidades de produção fotovoltaica, enquanto no controlo coordenado 2 adiciona-se então a capacidade de regulação em carga das tomadas do transformador.

5.4.3.1- Controlo coordenado 1

Por observação da figura 5.18 onde também é traçado o perfil de tensão na hora 14 observa-se que o algoritmo foi aplicado com sucesso, já que todas as tensões se encontram abaixo do limite técnico.

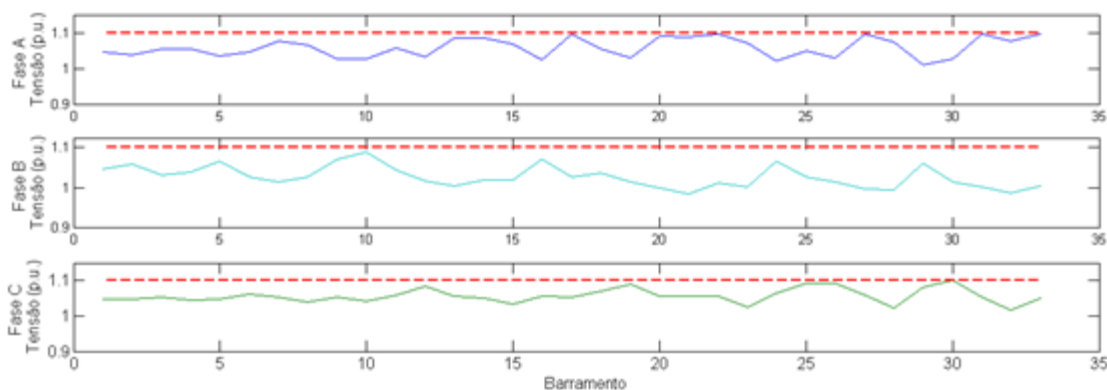


Figura 5.18: perfil de tensão na rede após controlo coordenado (hora 14)

De modo a analisar a performance do algoritmo, ilustra-se na figura 5.19 a evolução da função de avaliação para a hora 14. Por comparação da figura da esquerda com a da direita, rapidamente chegamos à conclusão que a solução inicial gerada pelo EPSO estava bastante longe do ideal. A partir da segunda iteração, o algoritmo continua a melhorar de forma idêntica, iteração a iteração.

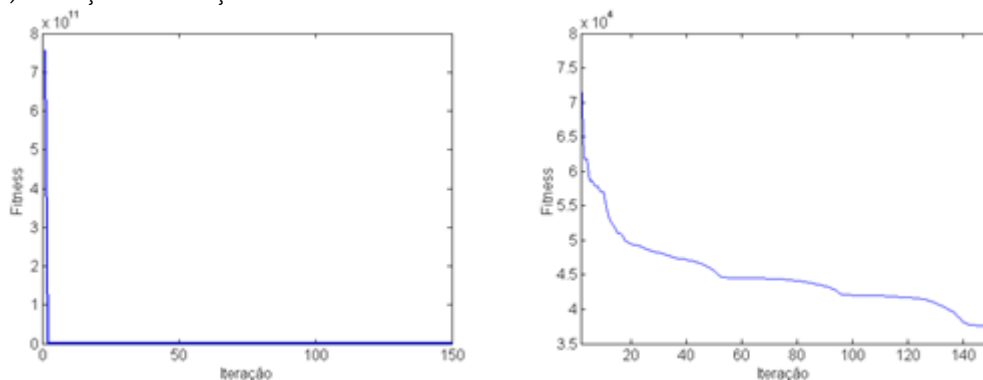


Figura 5.19: Esquerda: função de avaliação desde a primeira iteração (14h); Direita: Função de avaliação desde a segunda iteração (14 h)

Na figura 5.20 ilustra-se a performance do algoritmo EPSO para mais duas horas (10h e 17 h). Concluímos que o comportamento e a velocidade de convergência é diferente em cada um deles. Para as 10 h há uma significativa melhoria nas primeiras 30 iterações sendo que depois a convergencia se torna muito mais lenta até à iteração 150. Já na hora 17 parece que o algoritmo estabiliza a partir da iteração 50 até que, já depois da centésima iteração evidencia um clara melhoria no melhor resultado.

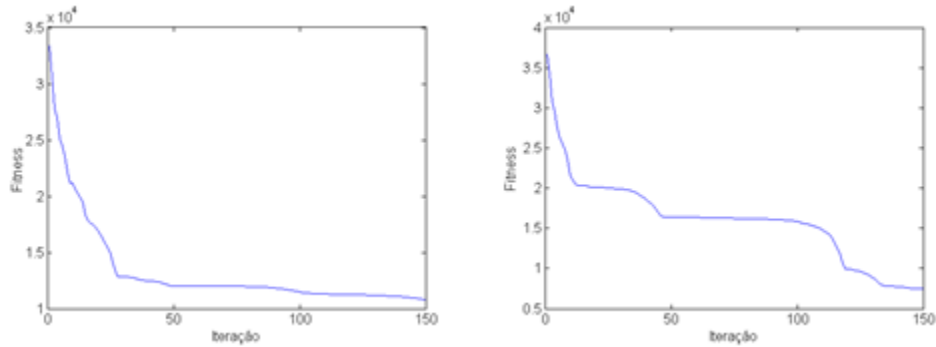


Figura 5.20: Esquerda: Função de avaliação (10 h); Direita: função função de avaliação (17 h)

Reconhece-se que, para um estudo mais completo sobre a performance do EPSO num controlo coordenado, se deveria realizar várias simulações para a mesma hora comparando assim se todas as simulações independentes convergiam para o mesmo valor ótimo. No entanto, a partir dos gráficos da função de avaliação analisados atrás podemos chegar á conclusão que, independentemente do padrão de convergência, o algoritmo EPSO parece convergir sempre para uma solução menos penalizadora, comparado com os metodos estudados anteriormente.

Na tabela 5.3 estão expostos os resultados obtidos de forma detalhada para cada unidade fotovoltaica, onde se pretende comparar com a estratégia que limita a produção de cada unidade de microgeração para apenas 40% de P_n .

Tabela 5.3: Produção detalhada de cada unidade fotovoltaica para os vários cenários (14h)

Barramento	Fase	Máximo [kW]	Limite fixo (40% P _n) [kW]	Controlo Coordenado [kW]	Corte de microgeração [kW]
7	A	9.1680	4.1400	6.5621	2.6059
9	B	3.0560	1.3800	3.0560	0
10	B	9.1680	4.1400	9.1680	0
11	C	6.1120	2.7600	0.0006	6.1114
13	A	6.1120	2.7600	6.1120	0
	C	3.0560	1.3800	1.5188	1.5372
16	B	6.1120	2.7600	4.7822	1.3298
17	A	9.1680	4.1400	7.5949	1.5731
22	A	9.1680	4.1400	7.3864	1.7816
	C	3.0560	1.3800	3.0560	0
24	C	9.1680	4.1400	4.9957	4.1723
25	C	9.1680	4.1400	7.1002	2.0678
26	B	9.1680	4.1400	3.1369	6.0311
27	A	6.1120	2.7600	3.1369	2.9751
	C	3.0560	1.3800	3.0557	0.0003
29	C	9.1680	4.1400	7.8162	1.3518
30	C	9.1680	4.1400	6.4664	2.7016
31	B	6.1120	2.7600	2.8490	3.2630
Total		125.2958	56.5800	87.7390	37,502

A tabela 5.3. corrobora a eficiência do uso de um controlo coordenado.

O controlo que limita a produção a 40% de P_n, porque carece de informação sobre a rede em estudo, corta de forma igual em todas as unidades fotovoltaicas.

Já no controlo coordenado, existem unidades de geração fotovoltaicas a produzir o seu máximo de potência ativa para as 14 h (barramento 13_A e barramento 9_B, por ex.), enquanto em outros barramentos há um corte mais significativo (barramento 25, barramento 31) ou um corte quase total (barramento 11).

Estes resultados provam que, com cortes em pontos específicos da rede, consegue-se o mesmo objetivo e com um valor muito maior de produção fotovoltaica.

Através da figura 5.21 confirmamos o sucesso de um controlo coordenado para as restantes horas (10-17 h). Nos períodos de maior exposição solar o valor de potência ativa cortada é sempre maior. No entanto fica a ideia que o controlo poderia ser ainda mais eficaz quanto á minimização do corte se o número de iterações do utilizado no EPSO fosse muito maior.

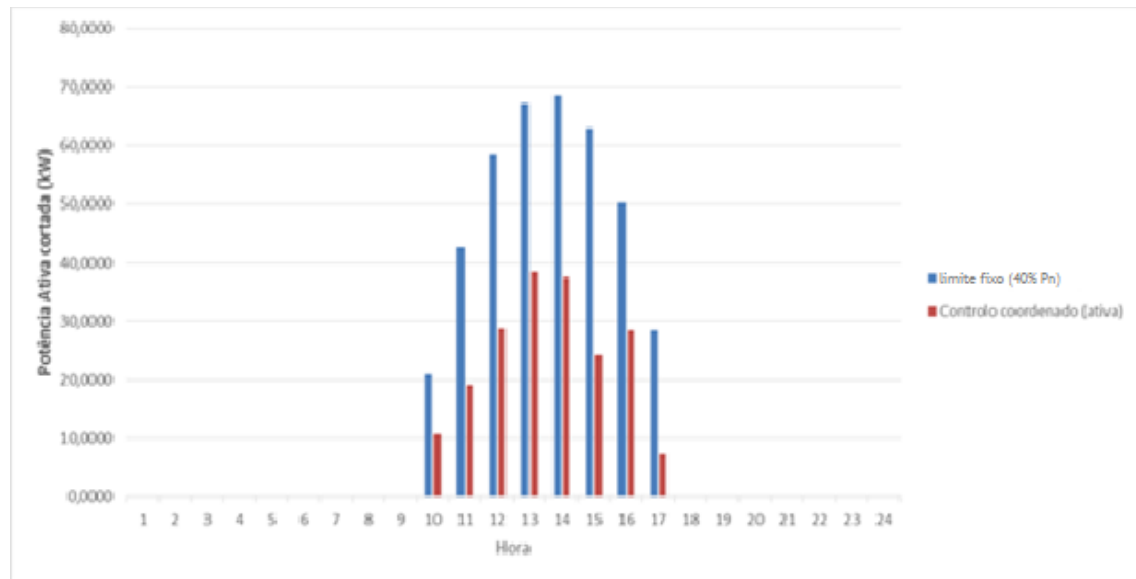


Figura 5.21: Potência ativa cortada para a metodologia mais simplificada e para o controlo coordenado

5.4.3.2- Controlo coordenado 2

Após realizar o controlo coordenado recorrendo apenas à capacidade de controlo da potência ativa injetada pelas unidades de microgeração, estuda-se agora a possibilidade de realizar um controlo coordenado recorrendo também a transformadores com capacidade de regulação em carga.

A implementação do algoritmo segue exatamente as mesmas regras, com a diferença de introduzir mais uma variável de controlo - OLTC. Como explicado no capítulo 4, a metodologia será feita em duas fases:

- Inicialmente, resolve-se o problema de optimização recorrendo ao EPSO considerando que a variável OLTC é contínua.
- Posteriormente, fixa-se a posição das tomadas num dos possíveis valores previamente determinados e resolve-se novamente o problema de optimização, considerando neste caso apenas o problema do corte de microgeração.

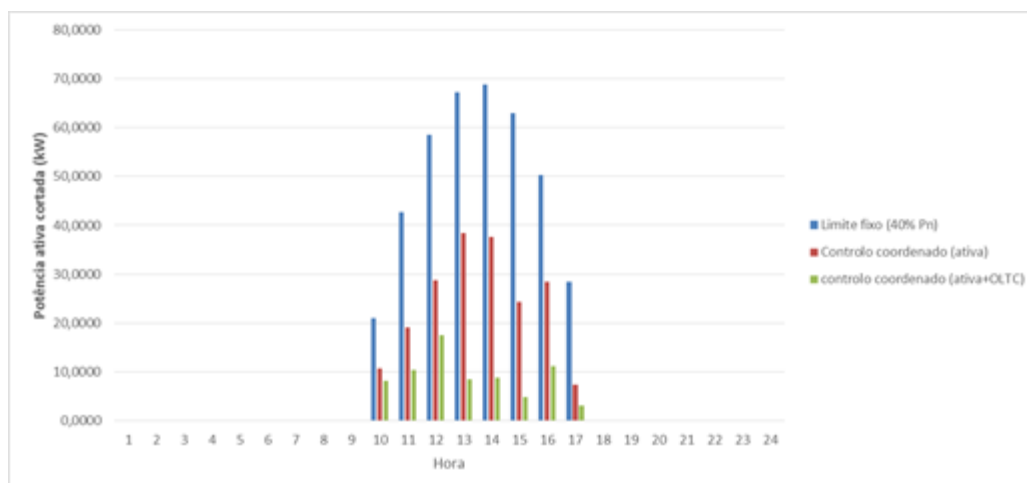


Figura 5.22: Potência ativa cortada para a metodologia mais simplificada e para o controlo coordenado

A figura 5.22 deixa patente os benefícios que poderão advir no uso de transformadores OLTC. Contudo, verificamos um padrão de corte diferente dos restantes métodos. Nos dois métodos estudados anteriormente existe uma tendência para o valor de potência ativa cortada aumentar consoante o aumento de produção das unidades fotovoltaicas. Já nesta estratégia verifica-se que nas horas de maior exposição solar (13h, 14h e 15h) há uma redução significativa de potência ativa cortada.

Os dados ilustrados na mesma figura mostram também que em certos períodos (10h e 17 h) não se verifica uma diferença muito significativa entre os dois controlos coordenados analisados nesta Dissertação. Isto explica-se pelo fato de a tensão mínima passar a ser um fator limitador no uso dos recursos controláveis da rede (figura 5.23).

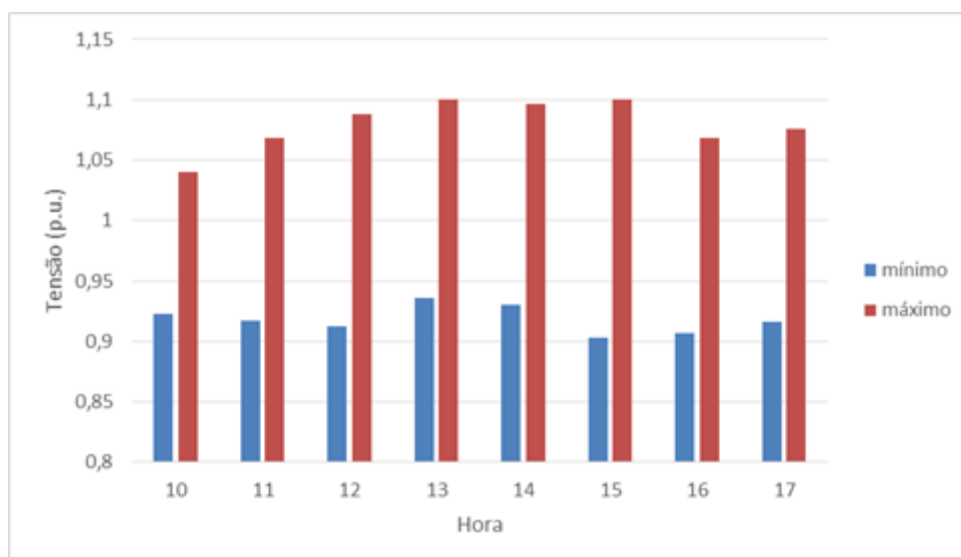


Figura 5.23: Tensões mínimas e máxima na rede para o controlo coordenado (ativa + OLTC)

Na tabela 5.4. mostra-se os resultados obtidos para a posição das tomadas na simulação inicial e qual o respetivo valor fixado.

Tabela 5.4: posições das tomadas do transformador OLTC para as duas simulações

Hora	Posição tomadas (1º simulação)	Posição Tomadas (simulação final)
10	0.9234	0.925
11	0.9204	0.925
12	0.9170	0.925
13	0.9286	0.950
14	0.9266	0.950
15	0.9241	0.925
16	0.9231	0.925
17	0.9245	0.925

Tal como se comprova na figura 5.24, nos períodos de maior produção há sempre a necessidade de baixar a posição das tomadas.

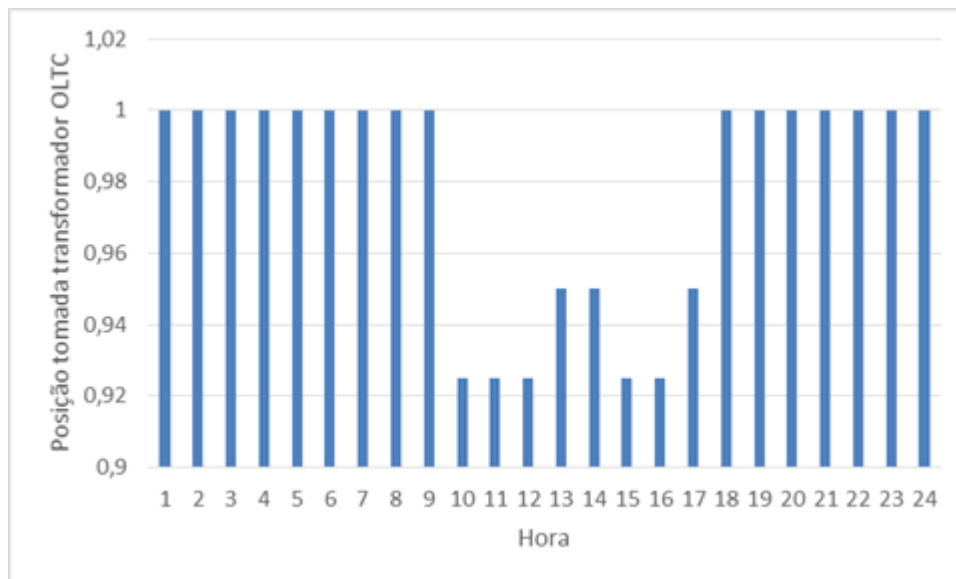


Figura 5.24: posição das tomadas do transformador OLTC

5.5- Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados da implementação de diferentes estratégias de controlo estudadas no capítulo 4. Como recurso a uma simulação de um período de 24 horas de uma rede com bastante microgeração e sem controlo foi possível verificar o problema de sobretensão que ocorre em vários barramentos da rede de baixa tensão.

Para além disso, foi testada, avaliada e validada uma estratégia de controlo muito simples que se baseia em códigos de rede avançados. Verificou-se que, sempre que não seja possível ao ORD ter conhecimento da rede é necessário adotar metodologias mais penalizadoras, que afetam de forma igual todos os produtores. Só a limitar a produção para menos de metade da potência instalada em cada unidade (40% de P_n) foi possível mitigar os efeitos da sobretensão. Verificou-se ainda que o benefício de gerir a potência reativa consumida pelos inversores é um controlo pouco benéfico na baixa tensão, e que só deve ser utilizado em último caso.

Por fim analisaram-se os resultados de um verdadeiro controlo coordenado, ou se validou a sua eficiência na gestão do corte de microgeração, atuando apenas nas unidades mais críticas.

O uso do transformador OLTC revelou-se bastante benéfico para alguns períodos horários. No entanto, as tensões mínimas e a limitação de posições foram fatores impeditivos de um melhor resultado.

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Conclusões

A preocupação crescente dos vários governos mundiais no âmbito de políticas ambientais promoveu o desenvolvimento de tecnologias que exploram fontes energéticas renováveis de maneira a produzir energia elétrica com o menor impacto possível para o ambiente. Assistese assim a desenvolvimentos tecnológicos bastante relevantes de tecnologias de produção em pequena escala, que levou a uma integração massiva das mesmas na rede elétrica e a uma consequente alteração do paradigma do sistema elétrico.

No entanto, embora esta alteração do paradigma seja em vários fatores benéfica, existem vários entraves à integração massificada de microgeração nas redes elétricas, com complicações ao nível de operação da rede. De entre os vários impactos negativos existentes, apenas foi abordado com mais detalhe neste trabalho o efeito de variação dos perfis de tensão na rede de BT. Este efeito é comum nas redes de distribuição de baixa tensão devido à sua característica predominantemente resistiva. Com o objetivo de manter este efeito em ordem com os limites técnicos de tensão em vigor para a operação das redes, múltiplas estratégias de controlo de tensão têm sido desenvolvidas num ambiente de Redes Inteligentes.

Neste trabalho foram identificados e analisados comparativamente várias estratégias de controlo que podem ser aplicadas para mitigar o problema de sobretensão nas redes BT. A escolha destas estratégias dependeu da informação disponível. Foi considerado o caso de uma rede BT onde estava implementada uma estrutura de RI que permitiu ao ORD ter informação completa sobre a topologia da rede, bem como das características elétricas de todos os componentes da rede. Neste caso implementou-se um controlo coordenado, fazendo uso de todos os recursos flexíveis disponíveis em cada período. O controlo coordenado dividiu-se em dois momentos, no qual em um deles se explorou a capacidade de regulação das tomadas de transformadores em carga.

Contudo a disponibilização deste tipo de informação não é comum, pois as redes de distribuição atuais são redes bastante antigas. Com falta desta visão global da rede por parte do ORD, propôs-se duas estratégias baseadas em métodos locais mais simples mas mais

penalizadores, com a capacidade de funcionar sem qualquer tipo de informação sobre o estado da rede.

Usando como estudo uma rede semi-rural, trifásica desequilibrada, com cargas domésticas e elevada penetração de unidades de microgeração, foram analisados os dois cenários, onde foi possível observar com sucesso o dinamismo e eficiência de cada uma das estratégias propostas, comparando-as e recorrendo a parâmetros e indicadores em comum sempre que possível.

Com a simulação, avaliação e comparação de todas as estratégias de controlo de tensão locais e coordenadas a que este trabalho se propôs, foi possível observar o seu sucesso na mitigação do efeito de sobretensão inerente à integração massiva de microgeração na rede de teste. No entanto, as estratégias locais implementadas com falta de conhecimento da rede necessitaram de um corte muito mais significativo de potência ativa para obtenção desse sucesso. Esta maior penalização das estratégias mais simples advém do fato de estes métodos cortarem de forma igual em todas as unidades de microgeração, ao revés do controlo coordenado que corta apenas em pontos específicos onde se encontra realmente o problema de sobretensão.

Verificou-se também que o uso das capacidades de controlo da potência reativa pelos inversores fotovoltaicos é uma solução que, neste tipo de redes fracas e radiais, só deverá ser utilizada em último recurso. Devido à elevada resistência destas redes para se obter resultados verdadeiramente positivos nos perfis de tensão é necessário uma enorme quantidade de potência reativa, o que leva a perdas exageradas para aquele período do dia.

O uso de transformadores OLTC revelou-se ser um recurso bastante útil a ser utilizado no controlo coordenado. Apesar disso, a sua limitação no número de posições das tomadas e o problema de subtensão são fatores decisivos e que, em certos períodos, impediu obter resultados que previamente se pensaria obter.

Em suma, a implementação de uma arquitetura de RI é um passo fundamental para se conseguir o objetivo de uma maximização de unidades de produção dispersa na rede. No entanto, reconhecendo o longo caminho que ainda há a percorrer para mudar totalmente o paradigma de toda a rede, poderá se recorrer a estratégias mais simples e penalizadoras mas que conseguem de igual modo o objetivo de manter as tensões dentro dos limites legais.

6.2 Trabalhos futuros

O trabalho abordado iniciou um estudo do uso de transformadores OLTC num controlo coordenado. No entanto, não contemplou fatores como a restrição de alteração da posição das tomadas em dois períodos consecutivos. A realização de uma análise mais profunda à capacidade deste tipo de transformadores seria bastante útil.

Seria também importante alargar o conjunto de recursos flexíveis a poderem ser usados no controlo coordenado formulado neste trabalho. Refere-se por exemplo um uso de gestão de consumo através de possíveis cargas flexíveis ou ao uso de unidades de armazenamento, bem como a inclusão de veículos elétricos.

Por fim, para uma melhor análise da performance do EPSO num controlo coordenado seria útil efetuar várias simulações para um mesmo período, aumentando os parâmetros utilizados nesta dissertação e fazendo um ponto de comparação com os resultados obtidos em cada uma

das simulações. Posteriormente seria igualmente importante aferir a possibilidade de desenvolver uma aplicação computacionalmente mais eficiente que permita aplicar a estratégia proposta em ambiente de operação de rede.

Anexos

Tabela A.1: Caracterização dos ramos da rede de Baixa Tensão

Ramo	De	Para	Resistência (Fase e Neutro) [Ω]	Reactância (Fase e Neutro) [Ω]
1	1	2	0,0567	0,0085
2	1	3	0,0190	0,0040
3	1	4	0,0367	0,0055
4	2	5	0,0310	0,0065
5	3	6	0,0769	0,0180
6	3	7	0,0700	0,0105
7	4	8	0,0667	0,0100
8	5	9	0,0467	0,0070
9	5	10	0,1040	0,0053
10	5	11	0,2187	0,0105
11	6	12	0,2917	0,0140
12	7	13	0,0233	0,0035
13	8	14	0,1989	0,0098
14	8	15	0,1242	0,0098
15	9	16	0,0233	0,0035
16	11	17	0,2496	0,0053
17	11	18	0,0955	0,0075
18	12	19	0,0381	0,0080
19	13	20	0,1528	0,0120
20	13	21	0,4841	0,0158
21	14	22	0,1212	0,0255
22	15	23	0,2674	0,0210
23	16	24	0,0467	0,0035
24	18	25	0,1614	0,0053
25	19	26	0,0238	0,0050
26	20	27	0,1875	0,0090
27	23	28	0,0935	0,0210
28	24	29	0,1844	0,0060
29	26	30	0,0533	0,0040
30	27	31	0,2142	0,0105
31	28	32	0,3227	0,0105
32	31	33	0,1614	0,0053

tabela A.2: Potências contratadas por fase [KVA]

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
2	3,45	3,45	0
5	0	0	3,45
6	3,45	0	0
7	10,35	0	0
8	0	0	6,9
9	6,9	3,45	3,45
10	3,45	10,35	0
11	3,45	0	6,9
12	3,45	3,45	0
13	6,9	3,45	3,45
16	0	6,9	0
17	10,35	0	0
18	0	3,45	3,45
19	3,45	3,45	0
20	0	3,45	3,45
21	0	6,9	0
22	10,35	3,45	3,45
23	0	0	3,45
24	0	6,9	10,35
25	0	3,45	10,35
26	0	10,35	0
27	6,9	3,45	3,45
28	0	6,9	0
29	3,45	3,45	10,35
30	0	0	10,35
31	0	6,9	0
32	0	3,45	3,45
33	0	0	3,45

Tabela A.3: Potência instalada em unidades de microgeração [kW]

NÓ	Fase A	Fase B	Fase C
7	10.35	0	0
9	0	3.45	0
10	0	10.35	0
11	0	0	6.9
13	6.9	0	3.45
16	0	6.9	0
17	10.35	0	0
22	10.35	0	3.45
24	0	0	10.35
25	0	0	10.35
26	0	10.35	0
27	6.9	0	3.45
29	0	0	10.35
30	0	0	10.35
31	0	6.9	0

Tabela A.4: Diagramas de produção(PG_sol) e carga (Pcarga) normalizados

HORA	PG_Sol(%)	Pcarga (%)
1	0	0.3
2	0	0.27
3	0	0.25
4	0	0.2
5	0	0.2
6	0.000495	0.22
7	0.029293	0.28
8	0.149139	0.4
9	0.351948	0.42
10	0.549126	0.45
11	0.702091	0.48
12	0.813801	0.5
13	0.874829	0.55
14	0.885796	0.6
15	0.844803	0.58
16	0.755799	0.57
17	0.601255	0.5
18	0.38228	0.65
19	0.16635	0.65
20	0.035232	1
21	0.000731	0.86
22	0	0.7
23	0	0.
24	0	0.3

Bibliografia

- [1] LOPES, JA Peças, Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 2007, 77.9: 1189-1203.
- [2] LOPES, João Abel Peças; MADUREIRA, André Guimarães; MOREIRA, Carlos Coelho Leal Monteiro. A view of microgrids. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2013, 2.1: 86-103.
- [3] DA COSTA, Paulo Moisés Almeida. Regulação da integração de microgeração e microredes em sistemas de distribuição de energia eléctrica. 2008. PhD Thesis. Universidade do Porto.
- [4] JOYCE, António. As tecnologias fotovoltaicas. *Renováveis Magazine*, 2011, 40-44.
- [5] SONNENENERGIE, Deutsche Gesellschaft Fur. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers. Earthscan, 2007.
- [6] VALENTE, Miguel Ângelo Silveiro. Caracterização automática de um painel fotovoltaico. 2011. PhD Thesis. Faculdade de Ciências e Tecnologia.
- [7] MADUREIRA, André Guimarães. Coordinated and optimized voltage management of distribution networks with multi-microgrids. PhD, Faculty of Engineering, Universidade do Porto, 2010.
- [8] RESENDE, Fernanda. Tecnologias de conversão de energia eólica para grandes sistemas ligados à rede. 2º trimestre, 2010.
- [9] MOURA, Júlio César. Proteções de sistemas eléctricos: Uma visão de sua utilização em parques eólicos, 2011;
- [10] DUTRA, Ricardo; MONTEZANO, Bruno; FERREIRA, José Carlos E. Energia Eólica-Princípios e Tecnologia [2008]. CRESESB/Cepel.[Online], 2011.
- [11] PUTTGEN, Hans B.; MACGREGOR, Paul R.; LAMBERT, Frank C. Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era?. *IEEE power and energy magazine*, 2003, 1.1: 22-29.
- [12] FERREIRA, João Carlos Gonçalves. Avaliação de estratégias de controlo de tensão em redes de baixa tensão com unidades de microgeração. 2014.
- [13] BOLLEN, Math H.; HASSAN, Fainan. Integration of distributed generation in the power system. John Wiley & Sons, 2011.7
- [14] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits", *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 119-128, October 2004.
- [15] SANTOS, Fernando António Castilho Mamede dos; SANTOS, Fernando Miguel Soares Mamede dos. Células de combustível. *Millenium*, 2004, 146-156.
- [16] LÖDL, Martin, et al. „Comparison of energy storage and grid enforcement in low-voltage distribution grids with a high degree of decentralized generation”. In: *Proceedings of VDE-Kongress*. 2010.

- [17]ZAKARIAZADEH, Alireza; JADID, Shahram; SIANO, Pierluigi. Integrated operation of electric vehicles and renewable generation in a smart distribution system. *Energy Conversion and Management*, 2015, 89: 99-110.
- [18]MAKAROV, Yuri V., et al. Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 2012, 3.1: 34-40.
- [19]ABEYRATNE, S. G., et al. Soft Switching fast charger for batteries used in Renewable Energy applications and electric vehicles. In: *Industrial and Inform*
- [20]NYKAMP, Stefan, et al. Storage operation for peak shaving of distributed PV and wind generation. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES. IEEE*, 2013. p. 1-6.
- [21]MOKHTARI, Ghassem; NOURBAKHS, Ghavameddin; GHOSH, Arindam. Smart coordination of energy storage units (ESUs) for voltage and loading management in distribution networks. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2013, 28.4: 4812-4820.
- [22] Legislação da microgeração [Online]. Disponível em: <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm/legislacao>. Acedido em junho 2016.
- [23]Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 363/2007,” in *Diário da República*, 2007.
- [24]VDE FNN. Technical standard for the connection and parallel operation of generators at low voltage levels, VDE-AR-N 4104. Frankfurt, August 2011.
- [25]VON APPEN, Jan, et al. Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *IEEE power and energy magazine*, 2013, 11.2: 55-64.
- [26]STETZ, Thomas; MARTEN, Frank; BRAUN, Martin. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 2013, 4.2: 534-542.
- [27]GIRAUD, Francois; SALAMEH, Ziyad M. Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2001, 16.1: 1-7.
- [28]YANG, Kai; BOLLEN, Math HJ; ANDERS LARSSON, E. O. Aggregation and amplification of wind-turbine harmonic emission in a wind park. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 2015, 30.2: 791-799.
- [29]ENSLIN, John HR; HESKES, Peter JM. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. *IEEE transactions on power electronics*, 2004, 19.6: 1586-1593.
- [30]SPRING, Andreas; WITZMANN, Rolf; BECKER, Gerd. How Much photovoltaic capacity can handle distribution grid with regard to the long term flicker?, *CIREN 23rd conference and exhibition on Electricity Distribution*, June 2015.
- [31]IPQ, “Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica: NP EN 50160:2010,” 2010
- [32]SOUSA, Osvaldo; TORRÃO, Paulo. Technical implication of microgeneration integration in low voltage distribution grids; *CIREN 23rd conference and exhibition on Electricity Distribution*, June 2015.
- [33]GUNGOR, V. Cagri, et al. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, 2013, 9.1: 28-42.
- [34]EFACEC. Definition of Overall System Architecture. *SuSTAINABLE project*. 2012.
- [35]MADUREIRA, André, et al. Coordinated management of distributed energy resources in electrical distribution systems. In: *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On. IEEE*, 2013. p. 1-8.

- [36] SuSustainable Validation Scenarios Definition. SuSustainable project. 2012.
- [37] SABER, Ahmed Yousuf; VENAYAGAMOORTHY, Ganesh Kumar. Resource scheduling under uncertainty in a smart grid with renewables and plug-in vehicles. *Systems Journal, IEEE*, 2012, 6.1: 103-109.
- [38] MADUREIRA, André; BESSA, Ricardo. The impact of solar power forecast errors on voltage control in smart distribution grids. CIREC 23rd conference and exhibition on Electricity Distribution. 2015.
- [39] ABUR, Ali; EXPOSITO, Antonio Gomez. Power system state estimation: theory and implementation. CRC press, 2004.
- [40] TONKOSKI, Reinaldo; TURCOTTE, Dave; EL-FOULY, Tarek HM. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 2012, 3.3: 518-527.
- [41] GHIANI, Emilio; FABRIZIO, P. I. L. O. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2015, 3.4: 504-511.
- [42] ESSLINGER, Peter; WITZMANN, Rolf. Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation. In: Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on. IEEE, 2012. p. 1-7.
- [43] MOKHTARI, Ghassem, et al. Smart robust resources control in LV network to deal with voltage rise issue. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 2013, 4.4: 1043-1050.
- [44] VOLOS, Panagis N., et al. Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2007, 22.1: 476-483.
- [45] WANG, Yang, et al. Online overvoltage prevention control of photovoltaic generators in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, 3.4: 2071-2078.
- [46] TONKOSKI, Reinaldo; LOPES, Luiz AC; EL-FOULY, Tarek HM. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, 2.2: 139-147.
- [47] DEPURU, Soma Shekara Sreenadh Reddy; WANG, Lingfeng; DEVABHAKTUNI, Vijay. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2011, 15.6: 2736-2742.
- [48] FAN, Zhong, et al. Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *Communications Surveys & Tutorials, IEEE*, 2013, 15.1: 21-38.
- [49] ZDRALLEK, Markus. Smart Grids on the Distribution level - Hype or Vision? Cired's Point of View. 2013
- [50] RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2010, 1.1: 82-88.
- [51] GELLINGS, Clark W. The smart grid: enabling energy efficiency and demand response. The Fairmont Press, Inc., 2009.
- [52] GOUVEIA, C., et al. Development and implementation of Portuguese smart distribution system. *Electric Power Systems Research*, 2015, 120: 150-162.
- [53] Integration of variable distributed resources in distribution networks. SuSustainable project book, 2013.

- [54] CIRIC, Rade M.; FELTRIN, Antonio Padilha; OCHOA, Luis F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003, 18.4: 1283-1290.
- [55] CIRIC, R. M., et al. Fault analysis in four-wire distribution networks. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 2005, 152.6: 977-982.
- [56] PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios. 2003. PhD Thesis. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho.
- [57] HANDELSMAN, Ior. Implementing advanced codes. eliot conference. 2012
- [58] SANGWONGWANICH, Ariya; YANG, Yongheng; BLAABJERG, Frede. High-performance constant power generation in grid-connected pv systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 2016, 31.3: 1822-1825.
- [59] GHIANI, Emilio; PILO, Fabrizio. Investigation on unintentional disconnection of photovoltaic plants in LV distribution networks. In: *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014 IEEE 16th International Conference on*. IEEE, 2014. p. 39-43.
- [60] DEMIROK, Erhan, et al. Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies. In: *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*. IEEE, 2009. p. 1-6.
- [61] RAFA, Adel H.; ANAYA-LARA, Olimpo; MCDONALD, James R. Power factor control for inverter-interfaced microgeneration. In: *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*. IEEE, 2008. p. 1-5.
- [62] CARVALHO, Pedro; CORREIA, Pedro F.; FERREIRA, Luís AFM. Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *Power Systems, IEEE transactions on*, 2008, 23.2: 766-772.
- [63] KABIR, M. N., et al. Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, 2014, 10.2: 967-977.