

Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu



Não é o trabalho, mas o saber trabalhar, que é o segredo do êxito no trabalho.

Saber trabalhar quer dizer: não fazer um esforço inútil,
persistir no esforço até ao fim, e
saber reconstruir uma orientação quando se verificou que ela era,
ou se tornou, errada.

“Fernando Pessoa”

NOTA PRÉVIA

Esta dissertação deu origem ao artigo: Ribeiro, S., Costa, P., Gouveia, E., Albuquerque, D., Sousa, P, “Flexible Power Control of Photovoltaic Plants Connected to Distribution Networks”, Proceedings of 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), setembro 2016.

RESUMO

Os sistemas elétricos foram projetados, em grande parte, tendo em conta a utilização de grandes centrais de produção de energia elétrica, as quais se caracterizam pela sua elevada disponibilidade e, em algumas tecnologias pela flexibilidade de operação (ou seja, permitem adaptar de forma relativamente simples o nível de produção).

A integração de produção distribuída nas redes elétricas, em particular aquela cujo regime de produção é dependente de condições climatéricas (e portanto com variações significativas, incluindo no curto prazo), tem vindo a produzir efeitos para os quais as redes elétricas não foram dimensionadas, em particular as redes de distribuição. Ao longo dos anos, têm-se vindo a estudar formas que permitam mitigar os efeitos negativos resultantes daquela integração, sem inviabilizar a operação das unidades de produção distribuída. O estabelecimento de limites à potência das unidades de produção distribuída (global e individual) tem sido uma das medidas mais comumente utilizadas. Estes limites são frequentemente, muito conservadores, uma vez que são estabelecidos considerando regimes extremos (carga mínima na rede e produção máxima das unidades de produção distribuída). No caso das centrais fotovoltaicas, estes limites determinam o máximo de potência a injetar na rede elétrica, mesmo existindo viabilidade técnica (existência de maior consumo na rede nesse período) e produção disponível por parte da central.

Esta dissertação propõe a implementação de um sistema destinado ao controlo da potência injetada de uma central fotovoltaica interligada à rede elétrica de distribuição. Este controlo tem como foco principal a definição da potência ativa máxima, que a cada momento, a central pode injetar na rede receptora, bem como, o fator de potência correspondente. Ademais, o sistema permite um controlo dinâmico da potência ativa injetada máxima e o respetivo fator de potência. Esse controlo dinâmico pode ser utilizado ao invés do limite conservativo que tradicionalmente são impostos no ponto de interligação da central com a rede elétrica.

O sistema implementado foi desenvolvido com base numa aplicação (a operar em sistema operativo Windows), a qual, se destina a aplicar, no inversor, os *setpoints* desejados de limite de potência ativa máxima, que pode ser injetada na rede elétrica, e o respetivo fator de potência. Como forma de estimar a influência das perdas desde a central ao ponto de interligação, foi desenvolvido um algoritmo que permite o cálculo dos valores de *setpoint* com a compensação das perdas. O sistema permite também, para além, do controlo através de comandos locais, o controlo através de comandos remotos (a partir de uma aplicação desenvolvida para envio de mensagens para a aplicação local).

ABSTRACT

The majority of the electrical systems were designed taking into account the use of large power plants, which are characterized by their high availability and, in some technologies, high operational flexibility (i.e., it is possible to adapt the generation in simple way).

The distribution networks were not designed to support the effects resulting from the integration of distributed generation (DG), comprising the ones that are influenced by weather conditions (and therefore with significant variations, including short term variations). Along the years, several methods have been used to mitigate the negative effects resulting from the integration of DG, enabling its integration on distribution networks. Limiting the power of DG units integrated on the networks (global and individual power) is one of the most common used measures. However, the imposed limits are often too conservative, since they are established considering extreme scenarios (usually assuming a situation characterized by minimum network load and maximum generation of DG units). Considering the photovoltaic (PV) power plants, these limits determine the maximum power that is allowed to be injected into the grid, even when the plant is able to inject higher power and the receiving network is able to accommodate that additional power.

This dissertation proposes a system devoted to dynamically control the maximum active power and the corresponding power factor, that a PV power plant may inject into the distribution network. This dynamic control can be used instead of the conservative limits traditionally imposed to the maximum allowed injected power of a PV plant.

The control system was developed based on a computer application for the Microsoft Windows operating system. The application send to the photovoltaic power plant's inverter the desired setpoints for the maximum active power limit and the appropriate power factor that can be injected into the grid each time. The system is able to follow predefined profiles for power and/or power factor as well as to accept on-line control of those parameters. Moreover, the system is able to establish the desired setpoints of power and of power factor at the inverter terminals or, alternatively, at the interconnection point. The developed control system is able to accept local (in computer located at the PV plant facility) and remote (through an internet connection) commands.

PALAVRAS CHAVE

Produção distribuída
Redes elétricas
Centrais fotovoltaicas
Controlo

KEY WORDS

Distributed Generation
Power network
Photovoltaic power plants
Control

AGRADECIMENTOS

Esta é a oportunidade de agradecer a todas as pessoas que contribuíram de alguma forma para a conclusão desta dissertação.

Um agradecimento de tamanho astronómico aos meus orientadores, Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa e Professor Doutor Daniel Filipe Albuquerque pela paciência que sempre demonstraram para comigo, pela disponibilidade, pelo apoio e pelas valiosas contribuições e correções que realizaram no decorrer desta dissertação.

Queria também agradecer de uma forma especial aos meus pais e irmão, por todo o apoio e motivação que me foram dando ao longo dos dias.

À minha amiga Ana, pela boa ouvinte que foi nos momentos menos bons no decorrer da dissertação, o meu muito obrigado.

Um agradecimento aos meus senhorios, Carolina e Humberto, que sempre me apoiaram e incentivaram.

A todos os outros que de alguma forma diretamente ou indiretamente contribuíram para a minha dissertação.

MUITO OBRIGADO

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xix
ÍNDICE DE TABELAS	xxiii
1. Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura e organização da dissertação	2
2. Produção distribuída	5
2.1 Conceito e evolução da potência	5
2.2 Tecnologias de produção distribuída	7
2.2.1 Motores de Combustão interna	7
2.2.2 Microturbinas	8
2.2.3 Pilhas de Combustível	9
2.2.4 Turbinas eólicas	9
2.2.5 Cogeração	10
2.2.6 Micro/Mini Hídricas	11
2.3 Centrais Fotovoltaicas	12
2.3.1 Módulos fotovoltaicos	14
2.3.2 Inversores	19
2.3.3 Transformador	25
2.3.4 Sistema de monitorização	25
2.3.5 Sistemas de contagem de energia	27
3. Impactos técnicos da integração de produção distribuída na rede elétrica	29
3.1 Introdução	29
3.2 Impactos na tensão	30
3.2.1 Perfil de tensão	30
3.2.2 Transformadores com regulação automática de tomadas	31
3.2.3 Tremulação	32
3.3 Impactos nas correntes	33

3.3.1	Limites térmicos	33
3.3.2	Aumento das correntes de curto-circuito.....	34
3.4	Impactos nas proteções	35
3.4.1	Inversão do trânsito de potência	35
3.4.2	Poder de corte	36
3.4.3	Produção distribuída em regime de produção em ilha não intencional.....	37
3.4.4	Impactos na estabilidade e operação das redes.....	37
3.5	Impactos nas perdas e congestionamentos.....	38
3.6	Impactos na qualidade de energia e na fiabilidade do sistema	41
4.	Controlo e otimização de centrais fotovoltaicas.....	47
4.1	Introdução	47
4.2	Controlo do fator de potência	48
4.3	Otimização da potência instalada	49
4.4	Fornecimento de serviços auxiliares.....	52
4.4.1	Conceito.....	52
4.4.2	Serviços auxiliares prestador por centrais FV	53
4.5	Centrais de energia virtuais.....	57
5.	Sistema de controlo implementado	59
5.1	Descrição geral do sistema.....	59
5.2	Modos de operação e estados de funcionamento.....	60
5.3	Compensação das perdas	61
5.4	Modo remoto de operação	64
5.5	Arquitetura de software	64
5.5.1	Tabelas de suporte ao sistema de controlo	65
5.5.2	Estrutura da aplicação desenvolvida.....	68
6.	Casos de Estudo.....	75
6.1	Introdução	75
6.2	Modo local sem compensação	76
6.2.1	Configuração do sistema	76
6.2.2	Arranque da aplicação	78
6.2.3	Ativação do estado de operação perfil.....	79
6.2.4	Visualização da informação relativa ao perfil.....	80

6.3	Modo local com compensação.....	80
6.3.1	Configuração do sistema	81
6.3.2	Arranque da aplicação	83
6.3.3	Ativação do estado de operação manual.....	83
6.3.4	Visualização da informação de todos os registos definidos na tabela de registos no inversor	85
6.4	Modo remoto sem compensação.....	86
6.4.1	Configuração do sistema	86
6.4.2	Arranque da aplicação	86
6.4.3	Ativação do estado perfil remotamente	87
6.4.4	Visualização da informação.....	88
6.5	Modo remoto com compensação	89
6.5.1	Configuração do sistema	89
6.5.2	Arranque da aplicação	90
6.5.3	Ativação do estado de operação manual remotamente.....	90
6.5.4	Visualização da informação.....	91
6.6	Modo remoto com compensação e estado paragem de emergência	92
6.6.1	Configuração do sistema	92
6.6.2	Arranque da aplicação	93
6.6.3	Ativação do estado paragem de emergência remotamente.....	93
6.6.4	Visualização da informação.....	94
7.	Conclusão	95
7.1	Trabalhos futuros	96
	Referências	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sistema elétrico com integração de PD (Adaptado de [3]).	5
Figura 2: Previsão de capacidade anual a instalar por região (Adaptado de [4]).	6
Figura 3: Previsão da evolução da potência instalada de produção em regime especial [5].	6
Figura 4: Motor de combustão interna [8].	7
Figura 5: Cogeração com motor de combustão interna [8].	8
Figura 6: Sistema de produção de eletricidade com microturbina [8].	8
Figura 7: Funcionamento de uma célula de combustível [9].	9
Figura 8: Componentes de uma turbina eólica (Adaptado de [10]).	10
Figura 9: Princípio de funcionamento de um sistema de cogeração [11].	10
Figura 10: Balanço comparativo entre um sistema convencional e um sistema de cogeração [11].	11
Figura 11: Produção de energia elétrica numa hídrica [13].	12
Figura 12: Sistema isolado aplicado a uma habitação (Adaptado de [14]).	12
Figura 13: Sistema interligado à rede elétrica (Adaptado de [15]).	13
Figura 14: Esquema de uma central fotovoltaica (Adaptado de [15]).	14
Figura 15: Efeito fotoelétrico [16].	14
Figura 16: Constituição de um módulo fotovoltaico (Adaptado de [17]).	15
Figura 17: Tecnologias das células FV (Adaptado de [20]).	15
Figura 18: Circuito elétrico equivalente de uma célula FV [22].	17
Figura 19: Curva I-U característica de uma célula FV (Adaptado de [15]).	17
Figura 20: Influência da radiação na produção das células FV [23].	18
Figura 21: Influência da temperatura na produção das células FV [23].	18
Figura 22: Perfil de radiação média num dia na cidade de Viseu.	19
Figura 23: Inversores: (a) Centralizado, (b) Descentralizado, (c) Descentralizado – micro inversor [25].	20
Figura 24: Método de controlo Q (P) (Adaptado de [27]).	21
Figura 25: Método de controlo Q(U) (Adaptado de [27]).	22
Figura 26: Método de controlo Q (P,U) (Adaptado de [27]).	23
Figura 27: Método de controlo Cos φ (P) (Adaptado de [27]).	24
Figura 28: Método de controlo Cos φ (P,U) (Adaptado de [27]).	25
Figura 29: Rede de distribuição radial com PD (Adaptado de [10], [11]).	30
Figura 30: Exemplo de localização do OLTC na rede elétrica (Adaptado de [14]).	32
Figura 31: Exemplo de produção diária: a) sistema FV, b) aerogerador (Adaptado de [16], [15]).	33
Figura 32: Incêndio em transformador da subestação da Barragem do Pocinho [17].	34
Figura 33: Impacto da PD na corrente de curto-circuito (Adaptado de [8]).	34
Figura 34: Inversão de trânsitos de potência devido à integração de PD.	35
Figura 35: Impacto da PD nos níveis de curto-circuito (Adaptado de [8]).	36

Figura 36: Situação de defeito na rede e formação não intencional de ilha.	37
Figura 37: Influência nas perdas originada por diferentes localizações da PD.	40
Figura 38: Problemas na qualidade da energia devido a algumas fontes de PD.	42
Figura 39: Visão “Redes Inteligentes” para as redes elétricas do futuro (Adaptado de [26]).	43
Figura 40: Exemplo de arquitetura técnica para uma implementação de uma RI [27].	44
Figura 41: Exemplo de arquitetura de uma μ R (Adaptado de [27]).	44
Figura 42: Rede de MT com μ R (Adaptado de [28]).	45
Figura 43: Produção esperada para uma central FV [11].	51
Figura 44: Perdas de produção esperadas para a central FV indicada [11].	51
Figura 45: Energia “recuperada” pelo controlo da saída AC do inversor da central FV [11].	52
Figura 46: Exemplo de atuação de controlo de frequência (Adaptado de [17]).	54
Figura 47: Comparação entre formação e não formação de ilha em caso de defeito no troço de rede.	57
Figura 48: Esquema geral de uma VPP (Adaptado de [24]).	58
Figura 49: Conceito geral do sistema de controlo implementado	60
Figura 50: Modos de funcionamento do sistema de controlo.	60
Figura 51: Estados de operação do sistema de controlo.	61
Figura 52: Esquema simplificado da rede elétrica entre o inversor e o PI.	61
Figura 53: Algoritmo para aplicação da compensação PI.	64
Figura 54: Exemplo de uma tabela de registos.	66
Figura 55: Exemplo de uma tabela de inicialização.	67
Figura 56: Exemplo de uma parte da tabela de perfil.	68
Figura 57: Vista geral da estrutura da aplicação.	69
Figura 58: Funções principais da biblioteca de código modbus.	69
Figura 59: Funções e estruturas da biblioteca de código SMA_com.	70
Figura 60: Função da biblioteca de código Init.	71
Figura 61: Funções da biblioteca de código Manualcontrol.	71
Figura 62: Funções da biblioteca de código Profilecontrol.	72
Figura 63: Funções da biblioteca de código PCC_comp.	73
Figura 64: Fluxograma simplificado do funcionamento da aplicação do sistema de controlo.	74
Figura 65: Esquema dos dispositivos utilizados para os casos de estudo.	76
Figura 66: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo local sem compensação.	76
Figura 67: Tabela de inicialização para o caso de estudo: modo local sem compensação.	77
Figura 68: Tabela de registos para o caso de estudo: modo local sem compensação.	77
Figura 69: Tabela de perfil para o caso de estudo: modo local sem compensação.	77
Figura 70: Visualização dos registos no “Inversor” para o caso de estudo: modo local sem compensação.	78
Figura 71: Janela inicial da aplicação para o caso de estudo: modo local sem compensação.	78
Figura 72: Janela da aplicação no estado de operação perfil para o caso de estudo: modo local sem compensação.	79

Figura 73: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores do perfil associado, para o caso de estudo: modo local sem compensação.	79
Figura 74: Janela de visualização do perfil aplicado para o caso de estudo: modo local sem compensação.	80
Figura 75: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo local com compensação.	80
Figura 76: Tabela de inicialização para o caso de estudo: modo local com compensação.	81
Figura 77: Tabela de registos para o caso de estudo: modo local com compensação.	82
Figura 78: Tabela de perfil para o caso de estudo: modo local com compensação.	82
Figura 79: Visualização dos valores dos registos de simulação de potência aparente disponível e tensão de saída, no “Inversor” para o caso de estudo: modo local com compensação.	82
Figura 80: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo local com compensação.	83
Figura 81: Janela da aplicação, no estado de operação manual, para o caso de estudo: modo local com compensação.	84
Figura 82: Janela da aplicação, no setpoint de $\cos \varphi$, para o caso de estudo: modo local com compensação.	84
Figura 83: Janela da aplicação, no setpoint de P_{injmax} , para o caso de estudo: modo local com compensação.	85
Figura 84: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores de setpoint introduzidos, para o caso de estudo: modo local com compensação.	85
Figura 85: Janela da aplicação, para visualização de todos os registos definidos na tabela de registos, para o caso de estudo: modo local com compensação.	86
Figura 86: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto sem compensação.	86
Figura 87: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto com compensação.	87
Figura 88: Janela da aplicação remota, após envio de ordem para mudança para o estado perfil, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.	88
Figura 89: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores do perfil associado, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.	88
Figura 90: Janela da aplicação local, após receber a ordem de mudança para o estado perfil, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.	89
Figura 91: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto com compensação.	89
Figura 92: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto com compensação.	90
Figura 93: Janela da aplicação remota, após envio de setpoints, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.	91
Figura 94: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores de setpoints recebidos, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.	91
Figura 95: Janela da aplicação local, após receber os setpoints remotos, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.	92

Figura 96: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto com compensação e estado paragem de emergência.	92
Figura 97: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado paragem de emergência.....	93
Figura 98: Janela da aplicação remota, após envio de ordem para mudança para o estado paragem de emergência, para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado de emergência.....	93
Figura 99: Janela da aplicação local, após receber a ordem de mudança para o estado paragem de emergência, para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado de emergência.	94
Figura 100: Visualização da mudança do valor do registo de controlo da operação do inversor no ”Inversor” para o estado de paragem.....	94

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Comparação entre módulos fotovoltaicos [20], [21].	16
Tabela 2: Parâmetros a monitorizar numa central FV (Adaptado de [36]).	26
Tabela 3: Fator de potência da potência injetada de uma central FV em Portugal.	49
Tabela 4: Serviços auxiliares prestados por centrais FV (Adaptado de [14]).	53

ABREVIATURAS E SIGLAS

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CVPP	Virtual Power Plant Commercial
FV	Fotovoltaicas
GGs	Gestão Global Sistema
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IP	Internet Protocol
MPP	Maximum Power Point
MT	Média Tensão
OLTC	On Load Tap Changer
ORD	Operador Rede Distribuição
ORT	Operador Rede Transporte
OS	Operador Sistema
PD	Produção Distribuída
Pdc	Poder de corte
PI	Ponto Interligação
RESP	Rede Elétrica Serviço Público
RI	Rede Inteligente
RQS	Regulamento Qualidade Serviço
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TCP	Transmission Control Protocol
TVPP	Virtual Power Plant Technical
VPP	Virtual Power Plant
VR	Voltage Regulator
μR	Microrede

1. Introdução

1.1 Enquadramento

A integração de centrais fotovoltaicas (FV) nas redes elétricas pode produzir efeitos importantes sobre diferentes aspetos da operação destas, nomeadamente no que se refere aos impactos na tensão e na inversão dos trânsitos de potência. A inversão do trânsito de potências pode, potencialmente, influenciar de forma adversa a operação dos sistemas de proteção bem como dos transformadores das subestações das redes recetoras (particularmente os dotados de tomadas) [1]–[5]. Por exemplo, quando a produção FV iguala a carga alimentada, os transformadores poderão funcionar num regime de alimentação de uma carga puramente indutiva o que poderá produzir sérios problemas sobre o sistema de tomadas, particularmente em situações de defeitos.

A regulação de tensão nas redes pode também ser seriamente afetada pela presença de unidades FV, devido às variações (lentas e rápidas) na produção que tipicamente se verificam nestas centrais. A produção de eletricidade em centrais que utilizam recursos renováveis é, geralmente, condicionada pelas condições atmosféricas. Consequentemente, a produção deste tipo de centrais pode apresentar variações significativas ao longo do dia e do ano.

No caso concreto dos sistemas fotovoltaicos, as variações são, por vezes, muito significativas, podendo a central num determinado momento apresentar a sua produção máxima e no momento seguinte ter uma redução brusca na produção devido à passagem de uma nuvem. Este tipo de situação pode produzir impactos negativos na rede elétrica onde os sistemas estão ligados [1],[3],[6]. Por outro lado, quando devidamente dimensionadas e localizadas, as centrais FV podem produzir importantes benefícios para o sistema elétrico, incluindo a resposta a pontas de

consumo, a diminuição de perdas, o melhoramento dos perfis de tensão e a redução dos custos de operação e manutenção dos transformadores e respetivos sistemas de tomadas [4],[7]. Contudo, a localização e dimensão (técnica) ótimas nem sempre são possíveis de obter, uma vez que tal pode condicionar, por exemplo, a viabilidade económica dos projetos (custos da ligação à rede, limitação da potência instalada, etc.). Um caminho alternativo é o de definir formas de controlo ativo da produção das centrais fotovoltaicas [1]–[5].

1.2 Objetivos

Este trabalho foi realizado em parceria com a Martifer Solar e enquadra-se no âmbito descrito na secção 1.1, tendo como principal objetivo o desenvolvimento de um sistema de controlo da potência injetada nas redes recetoras por centrais FV de média/grande dimensão. Este tipo de controlo pretende, controlar alguns dos impactos que estas unidades têm sobre os parâmetros associados à rede elétrica.

Os parâmetros a controlar pelo sistema são a potência ativa máxima injetada na rede e o respetivo fator de potência, cujos valores podem ser fixos ou dinâmicos. Ou seja, os parâmetros podem ser ajustados por seguimento de um perfil predefinido ou através do ajuste em tempo real a fim de cumprir um determinado requisito por parte da rede recetora. Os parâmetros serão ajustados diretamente no inversor, através de uma aplicação local desenvolvida para o efeito.

O sistema desenvolvido permite, para além do controlo local, o controlo remoto (através de uma aplicação que envia mensagens para a aplicação local). Este controlo terá também a possibilidade de estimar as perdas, desde a central até ao ponto de interligação, através de um algoritmo desenvolvido para o efeito, e atuando diretamente no inversor.

O objetivo geral do sistema de controlo passa por o controlo dos parâmetros do lado corrente alternada (CA) do inversor, de forma otimizada (resposta adequada e estável com maximização da potência gerada), cumprindo com os requisitos definidos pela rede elétrica.

1.3 Estrutura e organização da dissertação

Esta dissertação é composta por 6 capítulos, incluindo este capítulo 1, em que se realiza um enquadramento do trabalho desenvolvido, expõe os objetivos que se pretende atingir e apresenta a organização da dissertação.

No segundo capítulo faz-se um enquadramento do conceito de produção distribuída, descrição das tecnologias, mais utilizadas, associadas à produção distribuída, descrevendo as tecnologias, mais utilizadas para este fim.

O capítulo 3 centra-se na exposição dos problemas inerentes à integração de unidades de produção distribuída (PD) nas redes elétricas (com enfoque nas redes de distribuição) Este capítulo inclui ainda uma breve abordagem aos conceitos de rede inteligente e microrede.

O capítulo 4, apresenta a possibilidade de controlo, no âmbito da otimização de centrais fotovoltaicas, no que respeita à otimização da potência instalada e serviços auxiliares possíveis de serem prestados à rede elétrica.

No capítulo 5 é apresentado o sistema de controlo desenvolvido, a sua estrutura interna, modos de operação e funcionamento.

No capítulo 6, apresentam-se 5 casos de estudo, a saber: i) modo local sem compensação; ii) modo local com compensação; iii) modo remoto sem compensação; iv) modo remoto com compensação e v) modo remoto com compensação e estado de paragem de emergência.

A dissertação encerra com o capítulo 7, no qual se realiza uma conclusão sobre o trabalho realizado e as perspetivas de desenvolvimento de trabalhos futuros.

2. Produção distribuída

2.1 Conceito e evolução da potência

Na literatura são usados vários termos e definições em relação ao conceito de produção distribuída (PD). O próprio termo “produção distribuída” não é universal, sendo também utilizadas designações como “produção integrada”, “produção dispersa” e “produção descentralizada” [8].

Genericamente pode considerar-se que a PD é a produção de energia elétrica de forma descentralizada, em centrais interligadas ou isoladas da rede elétrica e com potência relativamente baixa (quando comparada com as grandes centrais de potências acima de 50 MW) [9]. A interligação das unidades de PD à rede ocorre, geralmente, ao nível do sistema de distribuição, tal como se ilustra no exemplo da Figura 1.

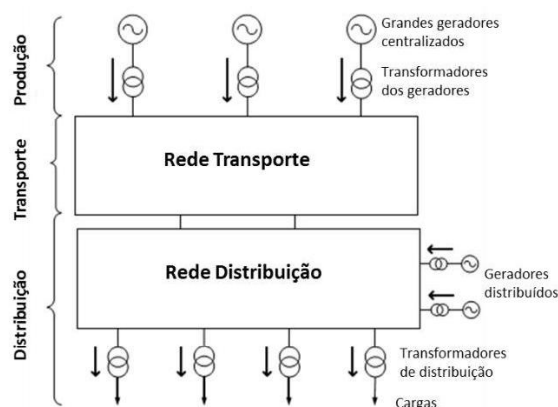


Figura 1: Sistema elétrico com integração de PD (Adaptado de [10]).

A potência instalada em unidades de PD tem apresentado um crescimento contínuo ao longo dos anos. Segundo um estudo realizado pela Navigant Research [11], a capacidade anual instalada no mercado global de PD deverá crescer de 87,3 GW em 2014 para 165,5 GW em 2023, tal como se ilustra na Figura 2.

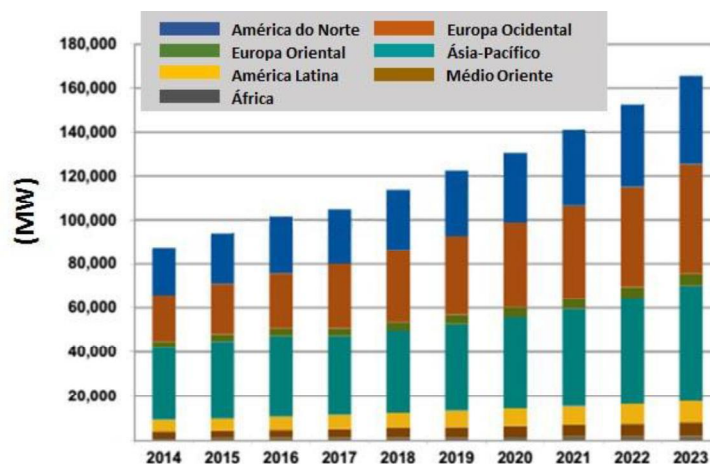


Figura 2: Previsão de capacidade anual a instalar por região (Adaptado de [11]).

A Figura 2 mostra que as regiões da Ásia Pacífico¹, da Europa Ocidental e da América do Norte são aquelas que se evidenciam como apresentando maior potencial no que concerne ao crescimento da potência instalada de PD. Em Portugal, em 2030, a potência instalada de produção em regime especial² prevista rondará os 10 332 MW, como se pode ver pela Figura 3. Este valor, resultará de um aumento de 42,5% face à capacidade registada em 2013.

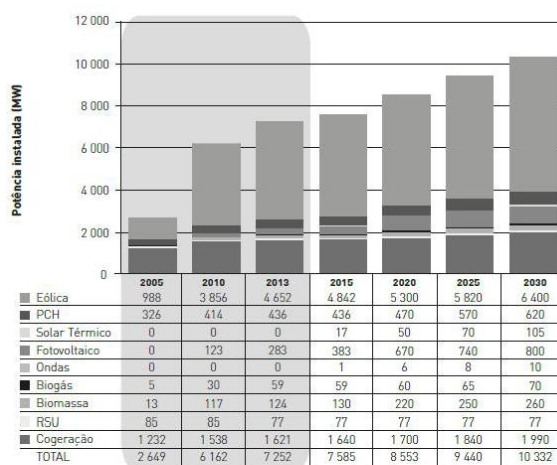


Figura 3: Previsão da evolução da potência instalada de produção em regime especial [12].

¹ Ásia Pacífico inclui grande parte da Ásia Oriental, Sul da Ásia, Sudeste da Ásia e Oceânia.

Para mais informações ver <http://www.unesco.org/new/en/unesco/worldwide/asia-and-the-pacific/>

² Produção em regime especial, relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis.

Para mais informações ver https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/

Segundo uma análise efetuada pela Deloitte Consultores, SA em conjunto com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) [13], até 2013, as fontes de energia renovável (incluindo a produção distribuída), foram responsáveis pela geração de mais de 40 000 empregos, esperando-se que esse valor suba para cerca de 67 000 em 2030 [13]. Segundo este mesmo estudo, a tecnologia solar foi a tecnologia que mais contribuiu para esse feito na medida em que existem fabricantes de equipamentos/materiais desta tecnologia em Portugal.

2.2 Tecnologias de produção distribuída

Existem no mercado diversas tecnologias passíveis de serem utilizadas em unidades de PD. Algumas dessas tecnologias utilizam, como energia primária, recursos renováveis [14]. Nas subsecções seguintes apresenta-se uma breve caracterização das tecnologias de PD que se apresentam com maior maturidade. Por motivos inerentes ao trabalho, a descrição das unidades de PD fotovoltaicas é efetuada na secção 2.3, e de forma mais exaustiva que as restantes.

2.2.1 Motores de Combustão interna

O motor de combustão interna é uma máquina que converte a energia proveniente de uma reação química (queima de um combustível, fóssil ou não) em energia mecânica e térmica (Figura 4).

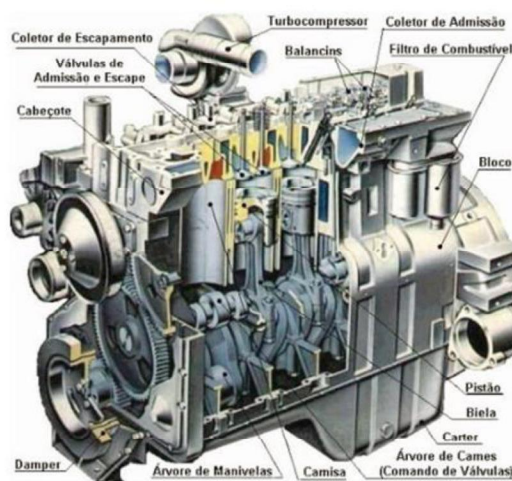


Figura 4: Motor de combustão interna [15].

O processo de conversão através de ciclos termodinâmicos envolve a compressão, expansão e mudança de temperatura de gases. Acoplando um gerador ao motor de combustão interna dar-se-á a conversão da energia mecânica proveniente do motor em energia elétrica. Esta tecnologia tem ainda a potencialidade de ser aplicada em sistemas de cogeração (Figura 5).

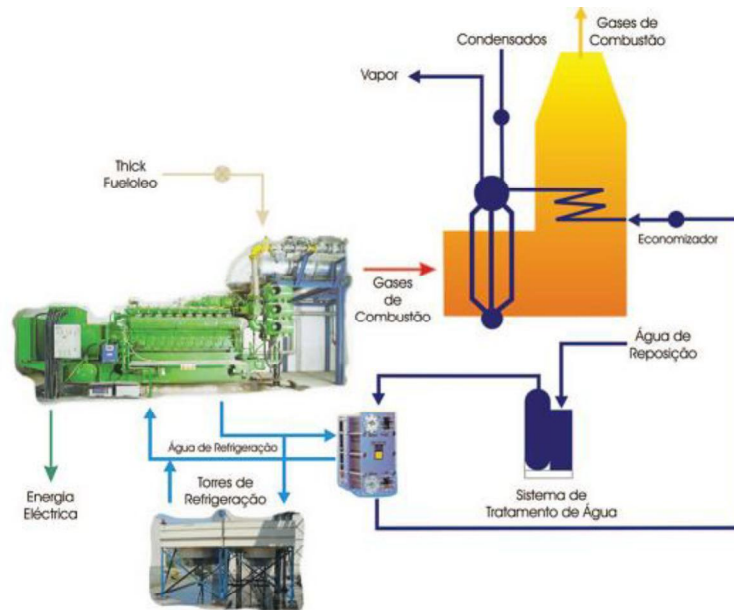


Figura 5: Cogeração com motor de combustão interna [15].

2.2.2 Microturbinas

O termo “microturbina” refere-se, em geral, a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico, tal como ilustra a Figura 6. O princípio de funcionamento da microturbina baseia-se no facto de que parte da energia mecânica gerada pela turbina é utilizada para mover o compressor, já que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante. Por consequência o compressor irá pressionar o ar para dentro da câmara de combustão na qual se formará uma mistura de ar comprimido e combustível que alimenta um processo de combustão. Por fim o movimento da turbina, que está acoplada ao gerador elétrico, irá permitir a produção de eletricidade.

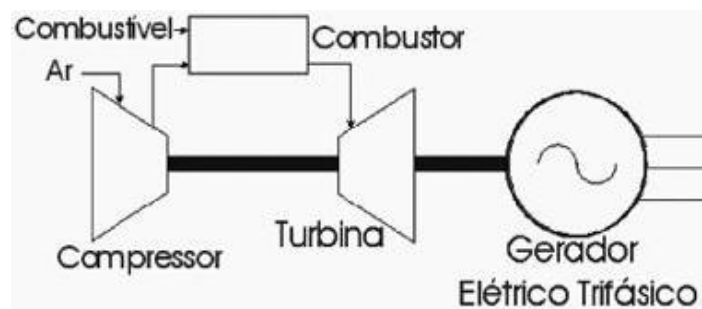


Figura 6: Sistema de produção de eletricidade com microturbina (Adaptado de [15]).

2.2.3 Pilhas de Combustível

As pilhas de combustível são constituídas por células eletroquímicas que convertem a energia química armazenada em combustíveis, através de reações de oxidação - redução, em energia elétrica. A célula é constituída por dois elétrodos, um positivo e outro negativo, designados por cátodo e ânodo, respetivamente. O princípio de funcionamento está esquematizado na Figura 7, utilizando como combustível o hidrogénio (H_2). Ao fornecer à pilha H_2 e oxigénio (O_2), obtém-se energia elétrica e água, por vezes com um valor de temperatura que permite a realização de cogeração.

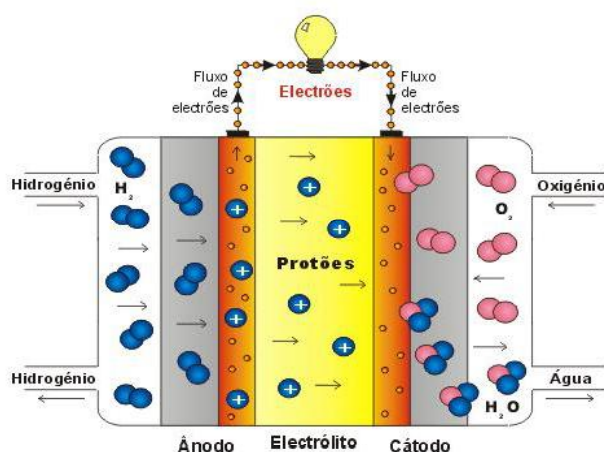


Figura 7: Funcionamento de uma célula de combustível [16].

2.2.4 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas (aerogeradores) têm como função converter a energia cinética do vento em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. A energia cinética associada ao movimento do vento é transferida para as pás do rotor da turbina originando movimento de rotação neste. Esta energia mecânica de rotação é aplicada a um gerador elétrico que a converte em energia elétrica. Na Figura 8 é possível visualizar os componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal.

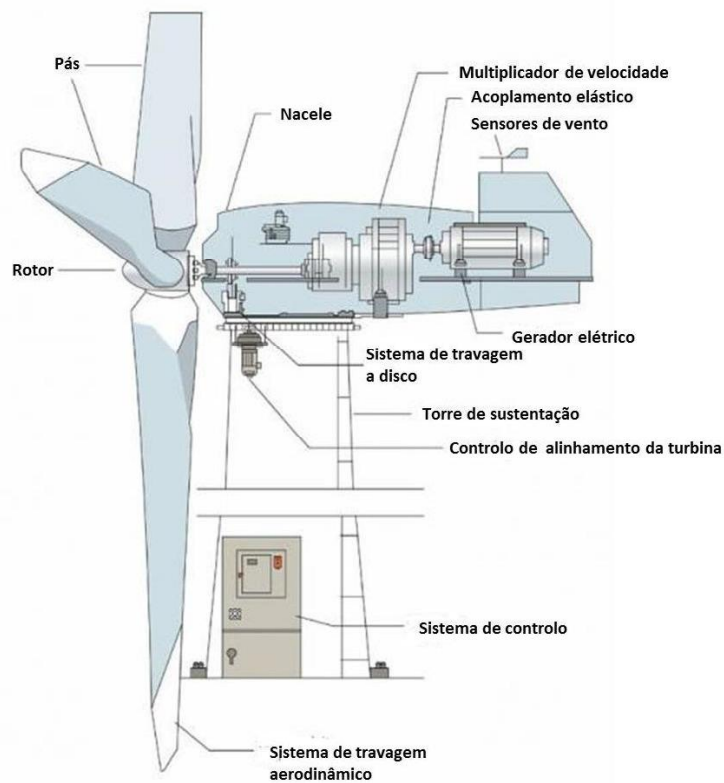


Figura 8: Componentes de uma turbina eólica (Adaptado de [17]).

2.2.5 Cogeração

A cogeração consiste num processo de produção combinada de calor e eletricidade a partir de uma única fonte de combustível (gás natural, gás propano, fuelóleo, biomassa, resíduos industriais, etc.) e na proximidade do local de consumo, tal como se ilustra na Figura 9.

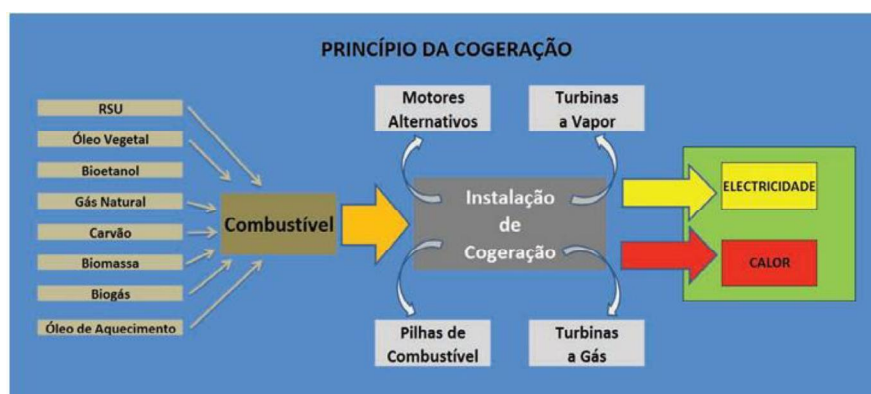


Figura 9: Princípio de funcionamento de um sistema de cogeração [18].

As tecnologias utilizadas por sistemas de cogeração podem ser divididas em [19]:

- Motores de combustão interna (ciclo Diesel/ciclo Otto);
- Turbinas a vapor;
- Turbinas a gás;

- Microturbinas (mais utilizadas em processos de secagem ou pré-aquecimento com ar quente na indústria);
- Pilhas de combustível.

Em qualquer das tecnologias, existem sistemas que permitem a recuperação de calor (que seria perdido caso apenas se produzisse eletricidade) para utilização, por exemplo, em processos de aquecimento e/ou secagem. O aproveitamento combinado da energia elétrica e térmica permite aumentar a eficiência da utilização do combustível consumido pelo sistema de cogeração.

Na Figura 10 apresenta-se o balanço energético comparativo, em unidades de energia, entre um sistema convencional de produção de energia térmica e elétrica e um sistema de cogeração.

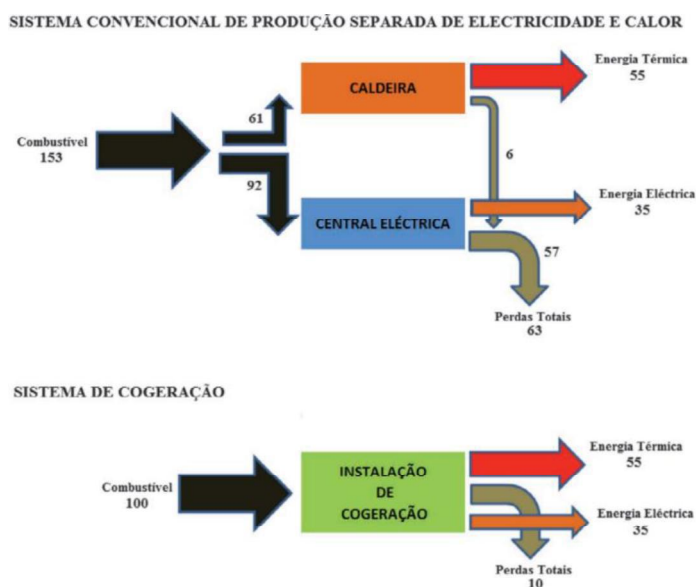


Figura 10: Balanço comparativo entre um sistema convencional e um sistema de cogeração [18].

Da Figura 10, conclui-se que um sistema de cogeração fornece as mesmas quantidades de energia (térmica e elétrica) que um sistema convencional, necessitando para tal de menos quantidade de combustível. A poupança no combustível provém do aproveitamento do calor gerado pelos ciclos termodinâmicos das máquinas térmicas [18].

2.2.6 Micro/Mini Hídricas

As micro/mini hídricas (Figura 11) são centrais hidroelétricas de pequenas dimensões, com potências instaladas reduzidas. Estas visam a produção de energia elétrica, a partir da energia contida num fluxo de água. A água é encaminhada para uma turbina hidráulica que converte a energia cinética contida no fluxo de água em energia mecânica de rotação. Esta energia mecânica é em seguida aplicada a um gerador elétrico que faz a respetiva conversão em energia elétrica (com um determinado rendimento).

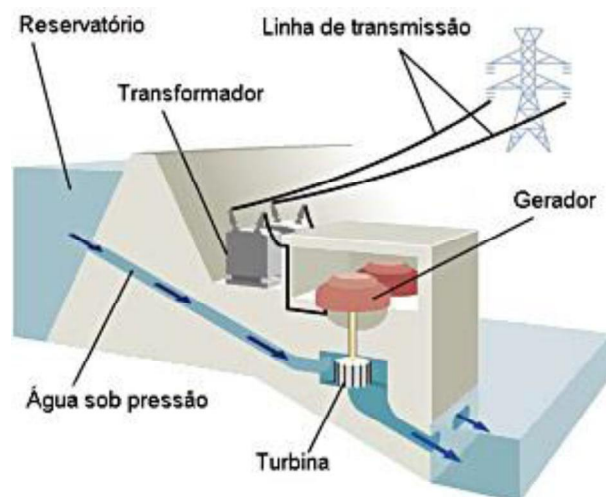


Figura 11: Produção de energia elétrica numa hídrica [20].

2.3 Centrais Fotovoltaicas

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em: sistemas isolados e sistemas interligados com a rede. Os sistemas isolados são sistemas autónomos, sem interligação à rede elétrica, e, normalmente, são aplicados onde o fornecimento da energia elétrica através da rede pública de distribuição não é possível por razões técnicas e/ou económicas. A Figura 12 ilustra um sistema fotovoltaico isolado, dotado de armazenamento elétrico, aplicado a uma habitação. Note-se que, uma vez que as cargas de uma habitação são, geralmente, alimentadas em tensão CA é necessária a utilização de um inversor para converter a tensão CC proveniente das baterias em tensão alternada.

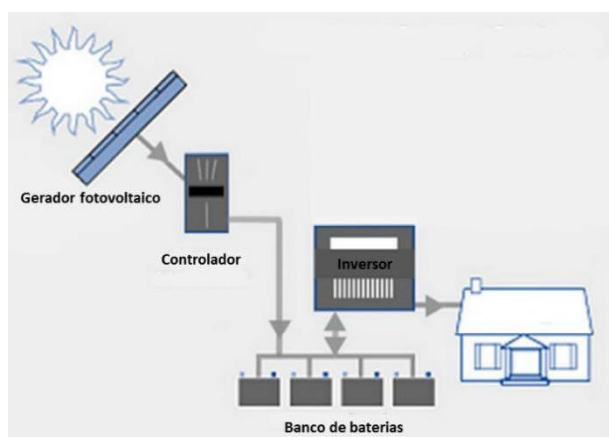


Figura 12: Sistema isolado aplicado a uma habitação (Adaptado de [21]).

Os sistemas interligados à rede (Figura 13) dispensam, geralmente, a existência de sistema de armazenamento, uma vez que a energia produzida é exportada para a rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos de pequena dimensão (alguns kW) são, geralmente, interligados às redes de baixa tensão (BT) utilizando o inversor. Nas centrais FV de maior dimensão, interligadas com as redes de média e alta tensão (MT e AT), a interligação é efetuada através da utilização de um ou mais transformadores situados entre os inversores e a rede recetora. Estes transformadores têm como finalidade converter o nível de tensão no lado CA dos inversores para o nível de tensão da rede.

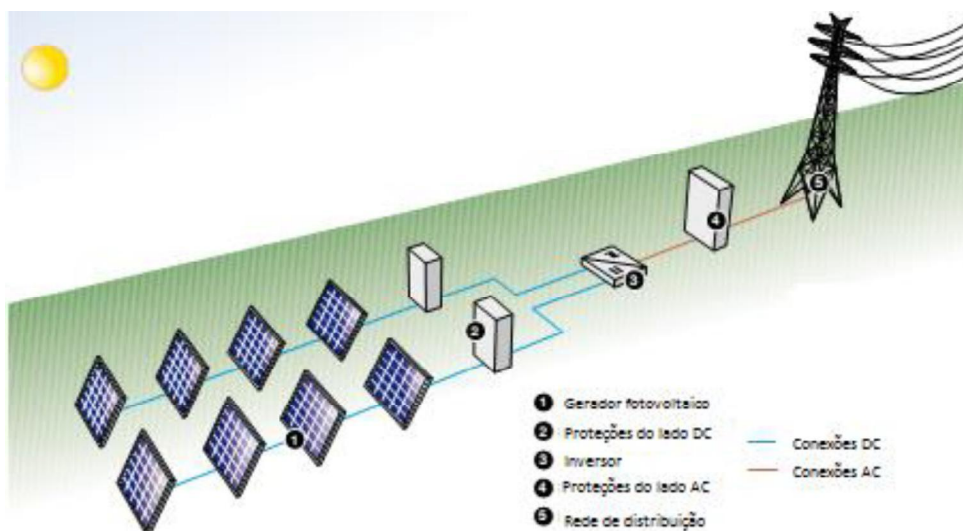


Figura 13: Sistema interligado à rede elétrica (Adaptado de [22]).

A Figura 14 apresenta o esquema típico de uma central fotovoltaica de média potência, cujos principais componentes são:

- Módulos fotovoltaicos;
- Caixas de junção de fileiras (“strings”);
- Inversores;
- Caixas de junção de inversores;
- Transformador;
- Sistema monitorização e rede de comunicação;
- Contadores.

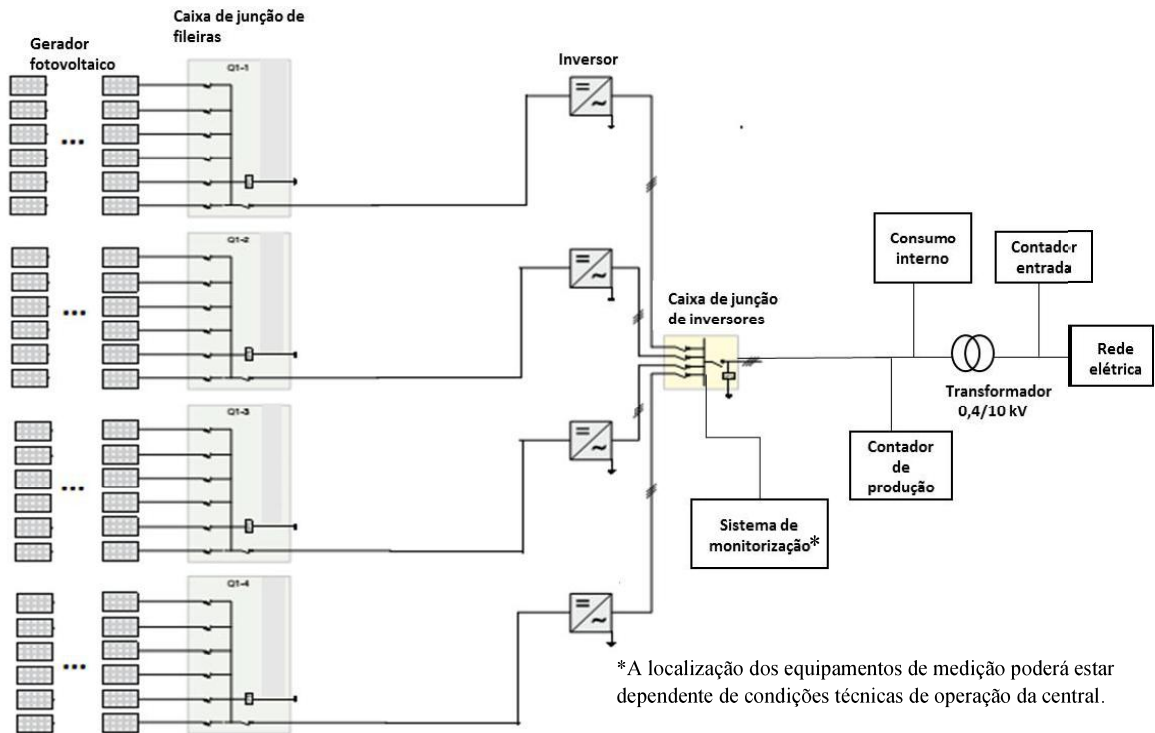


Figura 14: Esquema de uma central fotovoltaica (Adaptado de [22]).

2.3.1 Módulos fotovoltaicos

As centrais fotovoltaicas (FV) são constituídas por um conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série e paralelo, que perfazem um determinado valor de potência. Estes módulos utilizam o efeito fotoelétrico³ para converter a radiação solar em energia elétrica, tal como ilustra a Figura 15.

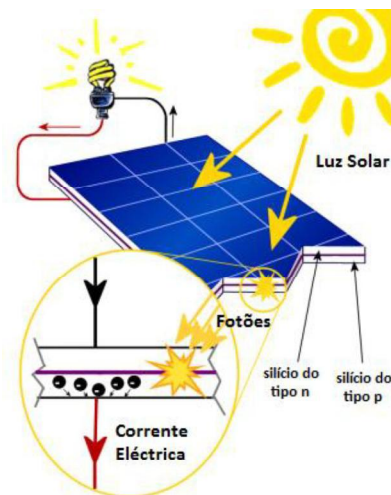


Figura 15: Efeito fotoelétrico [23].

³ O efeito fotoelétrico resulta da emissão de eletrões de uma superfície em razão da interação de uma onda eletromagnética com essa mesma superfície.

Um módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de várias células ligadas em série e paralelo (Figura 16).

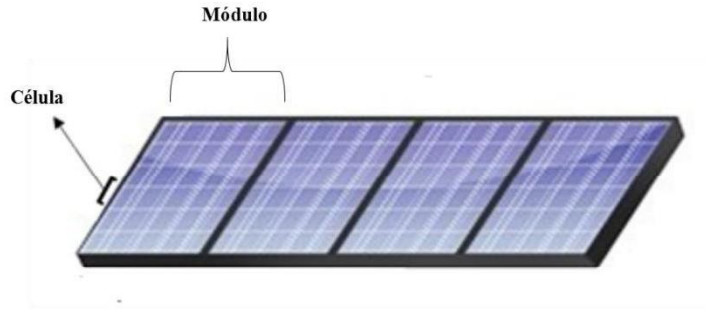


Figura 16: Constituição de um módulo fotovoltaico (Adaptado de [24]).

As células FV utilizadas comercialmente são, maioritariamente, fabricadas usando Silício (Si). Note-se, contudo, que existem tecnologias de células FV em desenvolvimento e que necessitam de aprimoramento para que sejam viáveis [25], [26]. A Figura 17 mostra, esquematicamente, os diversos tipos de células FV.

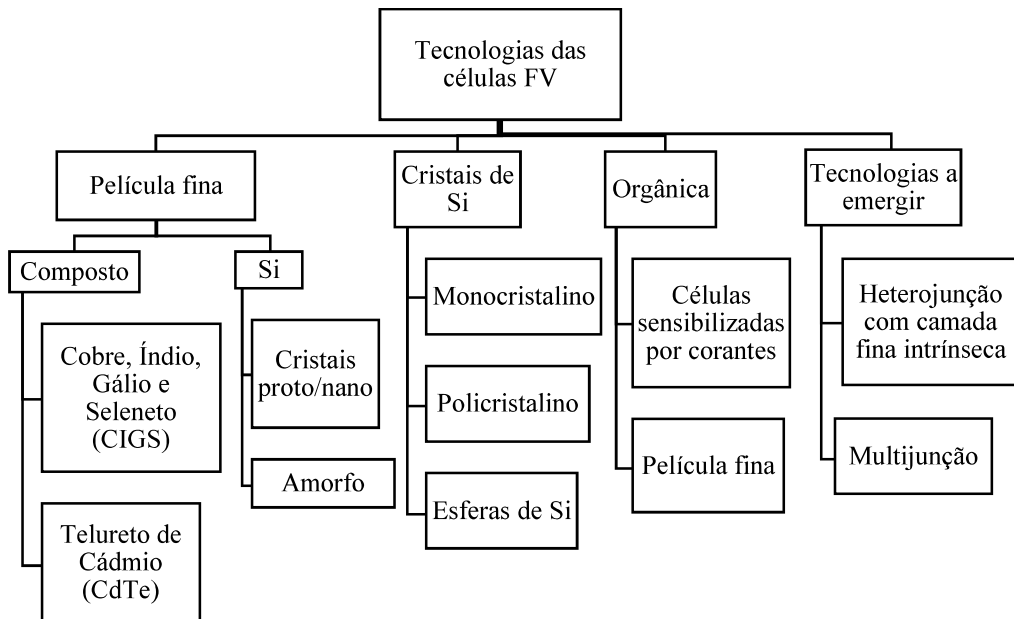


Figura 17: Tecnologias das células FV (Adaptado de [27]).

A Tabela 1 resume as principais características de alguns módulos FV, dotados com células de diferentes tecnologias.

Tabela 1: Comparação entre módulos fotovoltaicos [27], [28].

Material da célula	Eficiência do módulo	Área de superfície necessária para 1 kW _p ⁴	Vantagens	Desvantagens
Si Monocristalino	15-18 %	7-9 m ²	<ul style="list-style-type: none"> - Maior eficiência dos módulos - Facilmente disponível no mercado - Altamente padronizado 	<ul style="list-style-type: none"> - Mais caro - Resíduos de silício no processo de produção
Si Policristalino	13-16 %	8-9 m ²	<ul style="list-style-type: none"> - Necessária menos energia e menos tempo para a produção comparado com o Monocristalino (Implica um custo inferior) - Facilmente disponível no mercado - Altamente padronizado 	<ul style="list-style-type: none"> - Ligeiramente menos eficientes do que os módulos de Si Monocristalino
CIGS	10-12 %	9-11 m ²	<ul style="list-style-type: none"> - Temperaturas elevadas e sombreamento têm baixo impacto na performance do módulo - Baixo custo de produção 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessário mais espaço para a mesma produção
CdTe	9-11 %	11-13 m ²	<ul style="list-style-type: none"> - Temperaturas elevadas e sombreamento têm baixo impacto na performance do módulo - Maior potencial de redução de custos 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessário mais espaço para a mesma produção
Si Amorfo	6-8 %	13-20 m ²	<ul style="list-style-type: none"> - Temperaturas elevadas e sombreamento têm baixo impacto na performance do módulo - Necessária uma menor quantidade de Si para a produção 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessário mais espaço para a mesma produção

⁴ kW_p - kilowatt pico

A Figura 18 ilustra o circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica de onde deriva a equação [24]:

$$I_0 = I_\lambda - I_d - I_p \quad (1)$$

Onde:

I_0 : corrente fornecida pelo módulo fotovoltaico;

I_λ : corrente gerada pelos fotões presentes na radiação solar incidente na célula;

I_d : corrente no díodo de Shockley, que depende da temperatura;

I_p : corrente de fuga da célula fotovoltaica originada pelas imperfeições no material que a constitui, traduzidas pela resistência R_p .

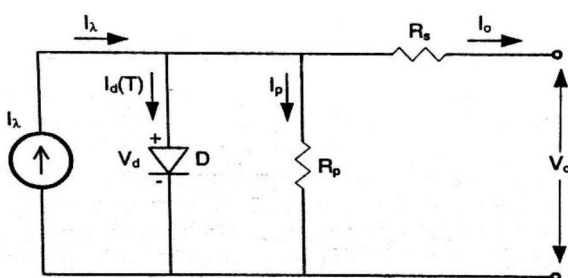


Figura 18: Circuito elétrico equivalente de uma célula FV [29].

A potência máxima (P_{max}) que uma célula FV pode gerar é o resultado do produto da corrente I_m pela tensão V_m no ponto de potência máxima, tal como ilustra a Figura 19. O ponto onde ocorre a potência máxima é designado por *Maximum Power Point* (MPP).

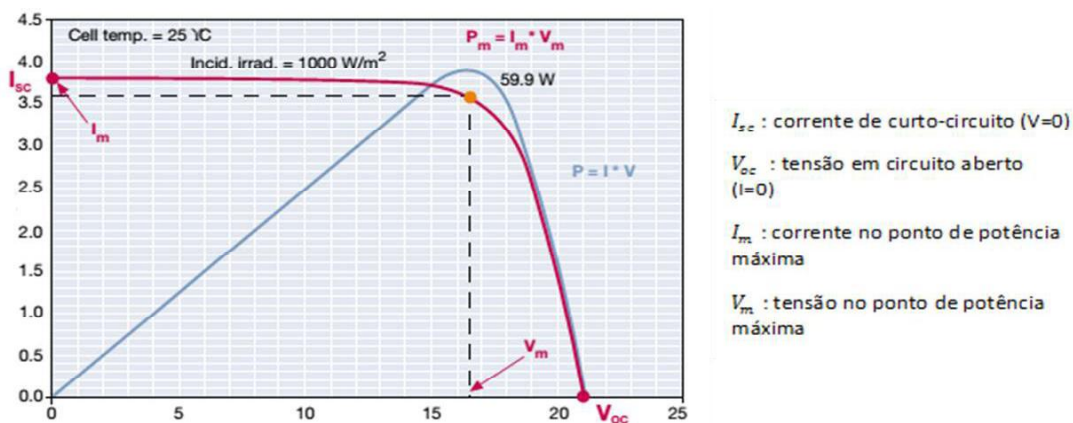


Figura 19: Curva I-U característica de uma célula FV (Adaptado de [22]).

A produção FV é influenciada pelo valor de radiação solar incidente, sendo que diminui com a diminuição da radiação, tal como se ilustra na Figura 20.

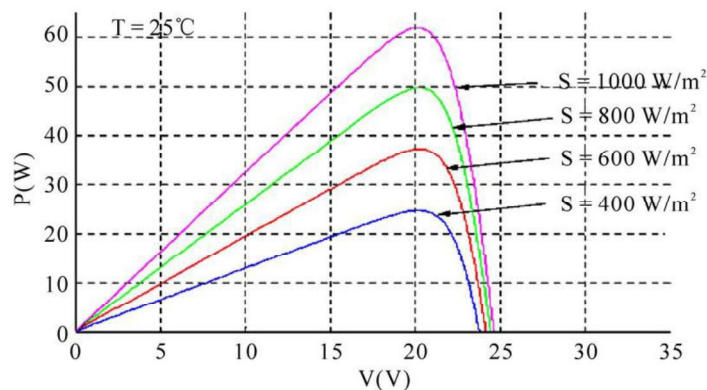


Figura 20: Influência da radiação na produção das células FV [30].

A potência gerada numa célula FV é também afetada pela temperatura, sendo que a produção diminui com o aumento da temperatura, tal como mostra a Figura 21.

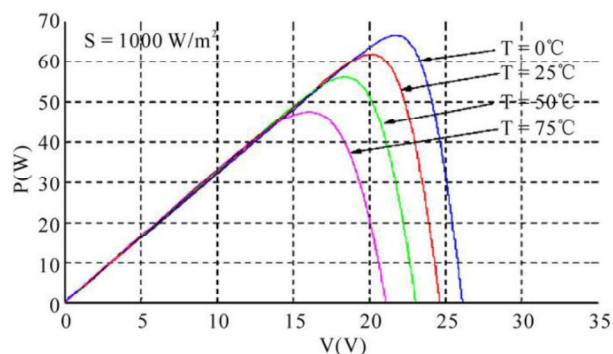


Figura 21: Influência da temperatura na produção das células FV [30].

2.3.1.1 Produção Fotovoltaica

A produção de energia em centrais fotovoltaicas é influenciada pelas condições atmosféricas, nomeadamente no que se refere à radiação solar. Consequentemente, a produção FV varia ao longo das horas do dia e ao longo dos dias do ano. A Figura 22 ilustra, a título de exemplo, os perfis de radiação solar para um dia típico, dos meses janeiro, abril, agosto e outubro, em Viseu (40°39' N 7°54' W). Estes perfis foram obtidos com recurso à base de dados do projeto PVGIS [31] para uma superfície com inclinação 35° e orientada a Sul.

Como ilustra a Figura 22, o mês de agosto é o mês onde a irradiância atinge os valores mais elevados. Em contrapartida o mês de janeiro é onde a radiação apresenta os valores mais baixos. O facto de agosto apresentar o maior nível de radiação não implica que seja neste mês que ocorra a maior produção de eletricidade. Efetivamente, a temperatura de funcionamento das células (habitualmente superior em agosto) faz com que tal não se verifique.

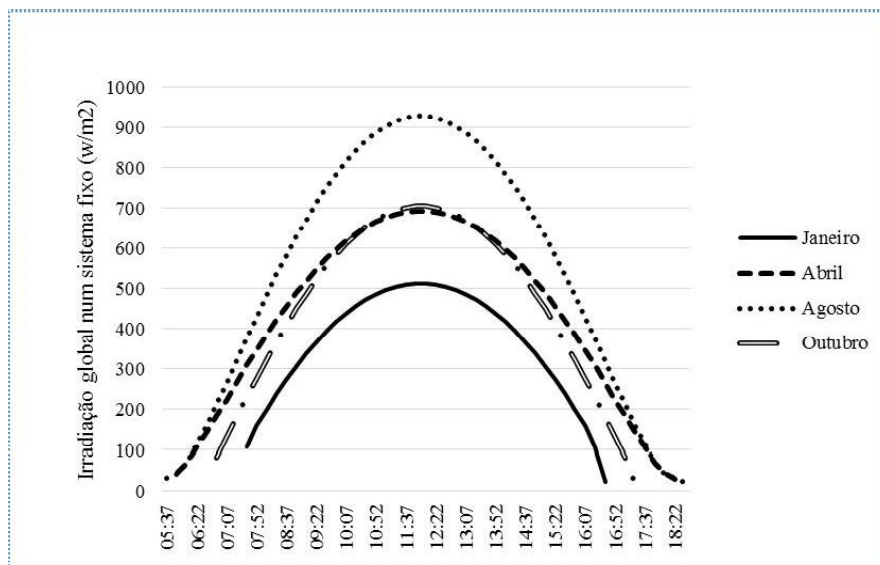


Figura 22: Perfil de radiação média num dia na cidade de Viseu.

Para além das variações anuais e diárias existem ainda variações rápidas de produção relacionadas, essencialmente, com a passagem de nuvens. Efetivamente, a passagem de nuvens cria um sombreamento transitório (geralmente de curta duração) sobre o gerador fotovoltaico, conduzindo a que a respetiva produção tenha uma diminuição brusca. Na secção 3.2.3 é possível verificar a influência da passagem de nuvens na produção fotovoltaica e os seus impactos do ponto de vista da rede.

2.3.2 Inversores

Os inversores são os dispositivos responsáveis pela conversão da CC, produzida pelo conjunto de módulos dispostos em fileiras (série de painéis) ligadas em paralelo, em CA. Os inversores podem ser centralizados ou distribuídos. Um inversor centralizado (Figura 23) é responsável por injetar na rede toda a produção proveniente do conjunto de fileiras que constitui a central FV. No caso de uma arquitetura descentralizada, são utilizados diversos inversores, vulgarmente designados por inversor de fileira (Figura 23). Note-se que estes inversores podem, na realidade, receber a energia produzida em mais que uma fileira. Dentro da solução descentralizada existem ainda os micro inversores (Figura 23), aplicados por módulo FV (ou, em alguns casos, para um número muito restrito de módulos).

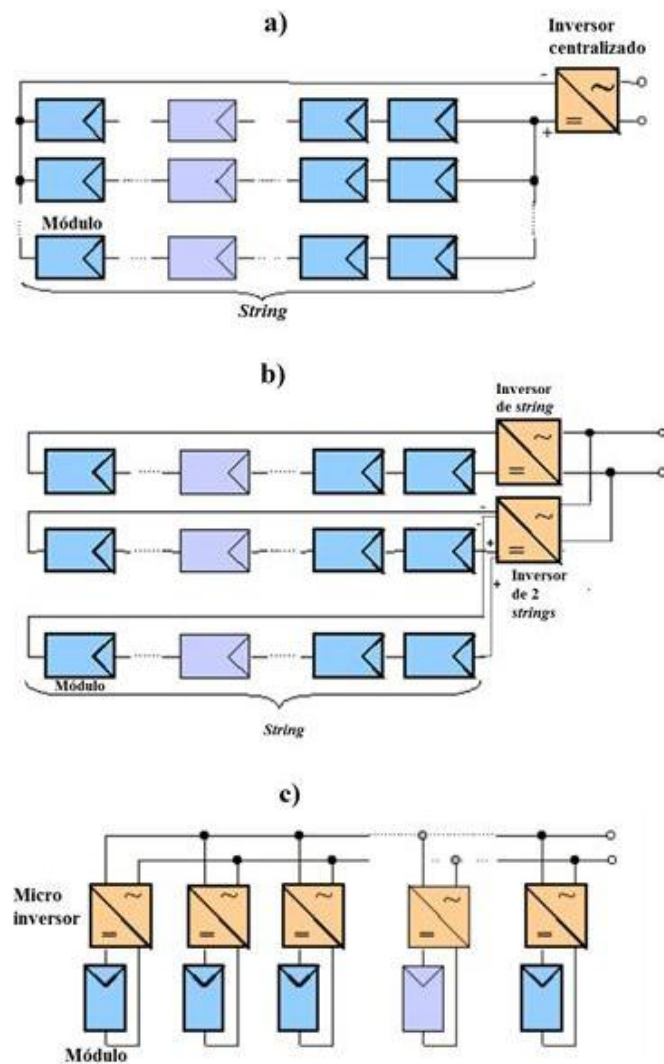


Figura 23: Inversores: (a) Centralizado, (b) Descentralizado, (c) Descentralizado – micro inversor [32].

Os inversores utilizados em centrais FV podem operar em diversos modos visando ajudar na estabilidade da rede recetora. Na literatura existem diversos modos de controlo que permitem ao inversor ajustar os seus parâmetros de acordo com o estado ou possível estado da rede. Os modos de controlo mais comuns na literatura são [33]–[37]:

- Q fixo;
- Q (P);
- Q (U);
- Q (P,U);
- Cos φ fixo;
- Cos φ (P);
- Cos φ (P,U).

É de salientar que os modos enunciados são um resumo, podendo existir outras funções de controlo. Adicionalmente, importa frisar que as funções referidas podem não estar disponíveis em todos os equipamentos. Importa ainda referir que os valores de controlo presentes nos gráficos de cada função de controlo (ver subsecções seguintes) podem não ser alcançados devido à dependência da fonte de energia e das características dos equipamentos.

2.3.2.1 Q fixo

Este método consiste em impor ao inversor um valor fixo (*setpoint*) de potência reativa a injetar na rede. Esse valor é estimado tendo em consideração os limites (máximo e mínimo) de tensão, segundo a NP EN 50160, que correspondem a $\pm 10\%$ do valor nominal [35], [38], [39].

2.3.2.2 Q (P)

O método de controlo Q (P) permite definir o valor da potência reativa a injetar na rede em função da potência ativa injetada pela central FV [34], tal como se pode ver pela Figura 24. As designações P_1 , P_2 , P_3 e P_4 presentes na Figura 24 significam vários valores de potência ativa injetada pela central FV e Q_{max} representa o máximo valor de potência reativa disponível aos terminais do inversor. Da Figura 24 pode verificar que para valores de potência ativa injetada inferiores ou igual a P_1 o valor de potência reativa a injetar é Q_{max} . Para valores de potência ativa entre P_1 e P_2 o valor de potência reativa segue o declive da reta 1. No entanto, para valores de potência ativa entre P_2 e P_3 não é injetada potência reativa. No caso do valor da potência ativa a injetar se situar entre P_3 e P_4 , a central FV terá de consumir da rede um valor de potência reativa de acordo com o declive da reta 2.

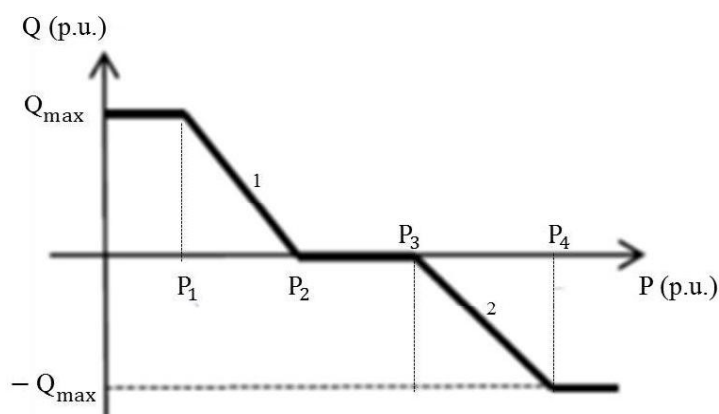


Figura 24: Método de controlo Q (P) (Adaptado de [34]).

2.3.2.3 Q (U)

Este método de controlo utiliza a informação sobre o valor da tensão no ponto de interligação, da central à rede elétrica, para estabelecer o valor de potência reativa a injetar na rede [34], [37], [40], isto é, permite a injeção/absorção de potência reativa de acordo com o valor de tensão no

ponto de interligação. Na Figura 25 está ilustrado o método de controlo $Q(U)$ sendo que as designações u_1 , u_2 , u_3 e u_4 representam valores de tensão no ponto de interligação e Q_{max} o máximo valor de potência reativa disponível aos terminais do inversor. A Figura 25 ilustra o método de controlo $Q(U)$ onde é possível verificar que para valores de tensão inferiores ou igual a u_1 o valor de potência reativa a injetar é Q_{max} . Para valores de tensão entre u_1 e u_2 o valor de potência reativa segue o declive da reta 1. No entanto, para valores de tensão entre u_2 e u_3 não é injetada potência reativa. No caso do valor de tensão se situar entre u_3 e u_4 , a central FV terá de consumir da rede um valor de potência reativa de acordo com o declive da reta 2.

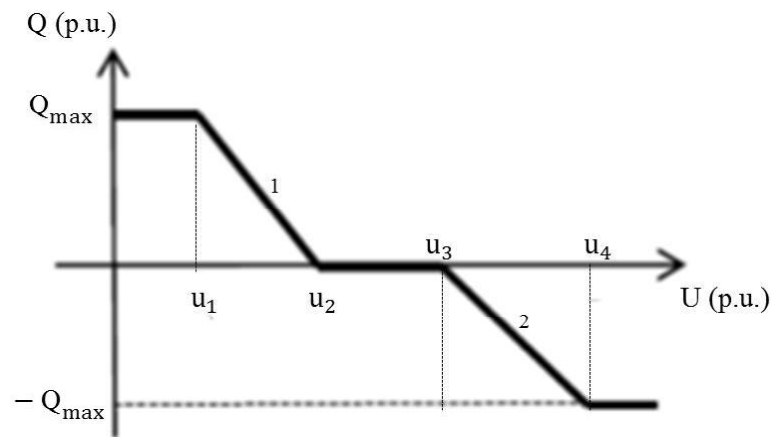


Figura 25: Método de controlo $Q(U)$ (Adaptado de [34]).

2.3.2.4 $Q(P,U)$

O método de controlo $Q(P,U)$ consiste na injeção/absorção de potência reativa tendo em consideração o valor de potência ativa injetada pela central FV e o valor de tensão no ponto de interligação [34]. As designações u_1 , u_2 , u_3 e u_4 presentes na Figura 26 significam vários valores de tensão no ponto de interligação, da central FV com a rede elétrica e Q_{max} representa o máximo valor de potência reativa disponível aos terminais do inversor.

Na Figura 26 está representado o método de controlo $Q(P,U)$ onde o valor de potência reativa a injetar/absorver tendo em conta a tensão no ponto de interligação u_a é determinado tendo em consideração os pontos seguintes:

- 1) Medição do valor da tensão no ponto de interligação (u_1, u_2, \dots);
- 2) Determinação do valor máximo de potência reativa disponível (Q_{max}), de acordo com o gráfico da Figura 26 a);
- 3) Constrói-se a “Reta_1” da Figura 26 b) com base no valor máximo de potência reativa disponível (Q_{max}) determinado no ponto 2);

- 4) Com base no valor de u_a e o valor de potência reativa a injetar que lhe corresponde (Q_a), na Figura 26 a), é possível traçar a “Reta_2” na Figura 26 b);
- 5) Sabendo a potência ativa injetada (P_a), no momento de medição de u_a , é possível saber o valor de potência reativa correspondente através da “Reta_2”.

No caso da tensão no ponto de interligação ser u_b , o valor de potência reativa a injetar/absorver (Q_b) é determinado seguindo o mesmo raciocínio mencionado anteriormente.

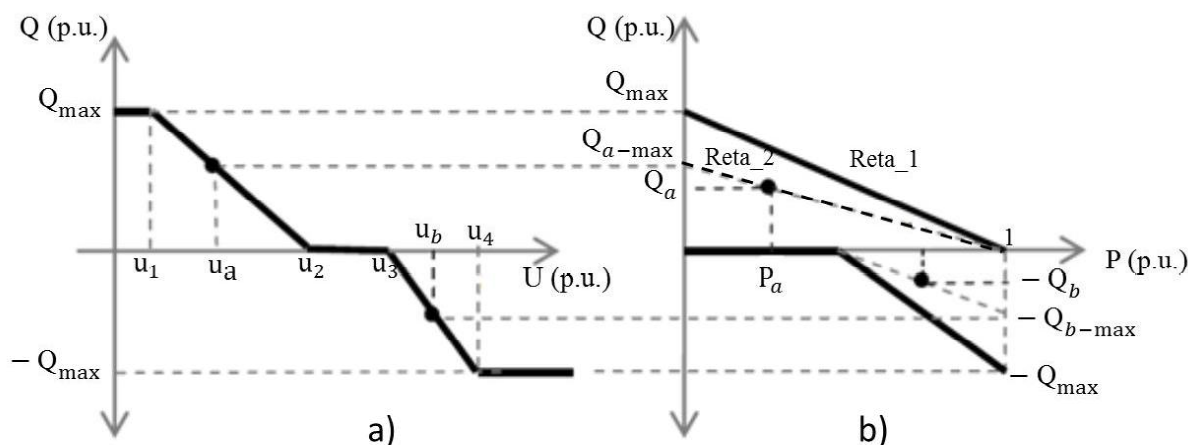


Figura 26: Método de controlo Q (P,U) (Adaptado de [34]).

2.3.2.5 Cos φ fixo

Este método consiste em impor ao inversor um valor fixo (*setpoint*) de fator de potência ($\cos \varphi$). Este valor é estimado tendo em consideração a potência ativa (P) e a potência aparente (S) injetadas na rede elétrica. É de salientar que o valor de potência reativa injetada (Q) deve ser tal que a tensão no ponto de interligação não ultrapasse os limites (máximo e mínimo) já referidos anteriormente.

2.3.2.6 Cos φ (P)

O método de controlo $\cos \varphi$ (P), apresentado na Figura 27, permite ter um $\cos \varphi$ aos terminais do inversor mantendo a potência reativa injetada num valor fixo (*setpoint*) e vai ajustando o seu valor tendo em conta a potência ativa injetada [34], [37]. A potência reativa a injetar (Q) deve ser tal que a tensão no ponto de interligação não ultrapasse os limites (máximo e mínimo) já referidos anteriormente. As designações P_1 e P_2 presentes na Figura 27 significam vários valores de potência ativa injetada pela central FV e $\cos \varphi_{limite}$ é o valor mínimo de fator de potência admissível do inversor da central FV.

Na Figura 27 é possível verificar que para valores de potência ativa injetada inferiores ou iguais a P_1 , não é injetada nem absorvida potência reativa, sendo o fator de potência unitário aos terminais do inversor. Para valores de potência ativa injetada situados entre P_1 e P_2 , o fator de potência será estabelecido tendo em consideração o declive da “Reta_1”.

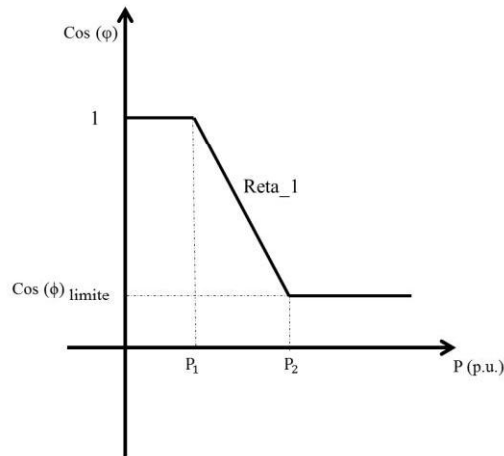


Figura 27: Método de controlo $\cos \phi$ (P) (Adaptado de [34]).

2.3.2.7 $\cos \phi$ (P,U)

O método de controlo $\cos \phi$ (P,U), representado na Figura 28 [41], consiste numa combinação dos métodos Q (U) e $\cos \phi$ (P), enunciados anteriormente. As designações u_1 , u_x , u_y e u_2 presentes na Figura 28 significam vários valores de tensão no ponto de interligação, da central FV com a rede elétrica, $\cos \phi_{limite}$ é o valor mínimo de fator de potência admissível do inversor da central FV, P_1 e P_2 representam vários valores de potência ativa injetada. Através da Figura 28 é possível perceber o funcionamento deste método de controlo.

O primeiro passo consiste na medição da tensão no ponto de interligação (a título de exemplo vai ser considerado o valor de u_x). Após ser conhecido o valor da tensão no ponto de interligação, neste caso u_x , encontra-se o valor mínimo admissível do fator de potência correspondente ($\cos \phi_x$) onde traçamos uma reta a tracejado. Em seguida, sabendo a potência ativa injetada, neste caso P_2 , traçamos a “Reta_1” que nos irá permitir saber os valores a impor de fator de potência de operação aos terminais do inversor para valores de potência ativa situados entre P_1 e P_2 .

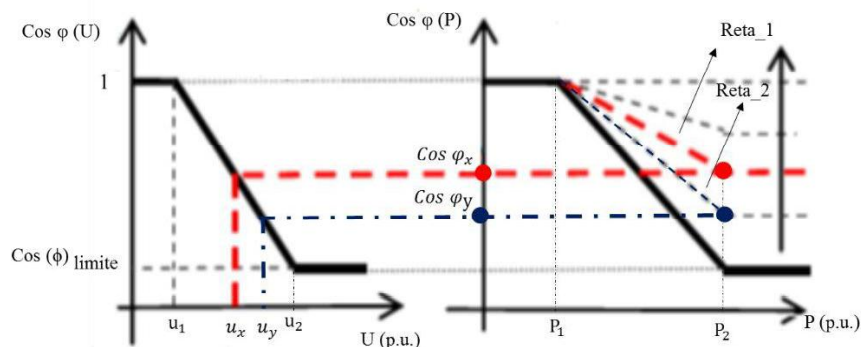


Figura 28: Método de controlo $\text{Cos } \phi$ (P,U) (Adaptado de [34]).

2.3.3 Transformador

As saídas CA dos inversores são, geralmente, caracterizados por níveis de tensão relativamente reduzidos face aos valores em MT. A interligação das centrais FV às redes de MT ou de AT implica, portanto, a utilização de transformadores de potência adequados destinados a elevar a tensão para o valor da rede elétrica. O transformador poderá servir um ou mais inversores, consoante a arquitetura da central. No caso de o transformador servir mais do que um inversor terá de existir uma caixa de junção de inversores, destinada a aglomerar a produção dos diversos inversores antes da ligação ao transformador.

2.3.4 Sistema de monitorização

O desempenho energético de uma central FV é influenciado por diversos fatores, nomeadamente [42]:

- Características das células solares FV;
- Irradiância;
- Temperatura do módulo;
- Inclinação e orientação dos módulos solares;
- Uso de sistemas de seguimento solar;
- Sombreamentos;
- Outros efeitos.

Os outros efeitos referidos acima poderão ser, nomeadamente [43]: i) acumulação de sujidade sobre os módulos; ii) avaria de células nos módulos (que passam de geradoras a consumidoras de energia), iii) avaria de outros componentes da central (inversores, cabos elétricos, etc.); iv) atuação de dispositivos de proteção elétrica na sequência de defeito ou mesmo de forma intempestiva.

Todos estes efeitos podem comprometer o desempenho energético da central FV e, por consequência, o respetivo desempenho económico e o cumprimento de contratos de produção que possam ter sido estabelecidos.

Por forma a se obter um bom conhecimento acerca do funcionamento da central (detecção de potenciais avarias nos equipamentos da central, grau de envelhecimento do sistema FV, perdas de produção e respetivas causas, comparação do desempenho com referências, etc.) é importante que a central seja dotada de um sistema de aquisição e armazenamento de dados relativos a um conjunto de parâmetros críticos [44]–[50]. Estes sistemas permitirão monitorizar a central FV bem como possibilitarão a definição de estratégias de operação e manutenção que permitam garantir níveis de desempenho elevados, incluindo a rapidez na detecção e reparação de avarias que possam ocorrer [46], [48].

A Tabela 2 evidencia algumas das variáveis críticas a monitorizar de forma a obter um bom funcionamento da central FV, bem como, o tipo de equipamentos que permitem a aquisição dos dados e respetiva localização [43].

Tabela 2: Parâmetros a monitorizar numa central FV (Adaptado de [43]).

Variável	Equipamento
<ul style="list-style-type: none"> • Radiação direta/difusa • Temperatura ambiente • Velocidade/direção do vento • Pressão atmosférica 	<ul style="list-style-type: none"> • Estação meteorológica
<ul style="list-style-type: none"> • Tensão e corrente contínua por <i>string</i> ou por agrupamento de <i>strings</i> • Temperatura dos módulos FV 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipamentos de monitorização localizados nas caixas de junção • Sistemas de medição de temperatura
<ul style="list-style-type: none"> • Corrente, tensão e potência CC á entrada do inversor • Corrente, tensão e potência CA à saída do inversor • Fator de potência no lado CA • Rendimento do inversor • Tensão e frequência da rede recetora 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de medição integrado nos próprios inversores ou, na falta destes, analisadores de energia adequados
<ul style="list-style-type: none"> • Corrente, tensão, potência e fator de potência no ponto de entrega à rede (antes ou depois do transformador de interligação, caso exista) 	<ul style="list-style-type: none"> • Analisador/contador de energia localizados próximo do ponto de entrega à rede, por exemplo, na caixa de junção de inversores

Com os dados recolhidos e armazenados pelo sistema de monitorização (obedecendo a normas específicas como, por exemplo, a Norma IEC 61724 [51]), é possível a elaboração de análises estatísticas capazes de fornecer indicadores sobre o desempenho atual e histórico da central. Estes indicadores de desempenho da central envolvem a utilização de metodologias próprias para o efeito [43], [45], [47]–[50].

2.3.5 Sistemas de contagem de energia

Os contadores de energia são equipamentos que permitem a contagem da energia produzida e injetada na rede assim como da energia consumida a partir da rede elétrica (para alimentação de serviços auxiliares da central nos períodos em que a produção própria é inexistente ou insuficiente). É com recurso a estes dispositivos (que disponibilizam a informação aos sistemas SCADA⁵) que os operadores da central fotovoltaica e os operadores da rede elétrica ficam a conhecer o valor de energia produzida/consumida pelo gerador fotovoltaico e a energia injetada ou consumida na rede. A localização dos contadores e sua função é mais perceptível analisando a Figura 14 que ilustra os componentes envolvidos numa central fotovoltaica.

⁵ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

3. Impactos técnicos da integração de produção distribuída na rede elétrica

3.1 Introdução

Os sistemas elétricos foram projetados, em grande parte, tendo em conta a utilização de grandes centrais de produção de energia elétrica, as quais se caracterizam pela sua elevada disponibilidade e, em algumas tecnologias, pela flexibilidade de operação (ou seja, permitem adaptar de forma relativamente simples o nível de produção).

A integração de unidades de PD nas redes elétricas, muitas das quais com regimes de produção dependentes de condições climatéricas (e portanto com variações significativas, incluindo no curto prazo), tem vindo a produzir efeitos para os quais as redes do sistema elétrico não foram dimensionadas. A compreensão dos impactos produzidos pela integração de PD nas redes recetoras, em especial quando o nível de penetração é mais elevado, é importante, particularmente como forma de definir estratégias de mitigação adequadas. Estes impactos podem ser enquadrados nos seguintes grupos [3], [52]–[58]:

- Impactos na tensão;
- Impactos na corrente;
- Impactos nas proteções;
- Impactos na estabilidade e na operação das redes;
- Impactos nas perdas e nos congestionamentos das redes;
- Impactos na qualidade de energia e na fiabilidade do sistema.

3.2 Impactos na tensão

Os sistemas de distribuição de energia devem garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores com um perfil de tensão adequado, nomeadamente respeitando a norma europeia EN 50160 (transcrita para Portugal como NP EN 50160) e outros requisitos impostos pela regulamentação aplicável, como é o caso do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS) [59].

3.2.1 Perfil de tensão

A integração de PD nas redes de distribuição produz impactos nos respetivos perfis de tensão, os quais se traduzem em oscilações na sua amplitude em função da potência que as unidades de PD injetam em cada momento. Estas oscilações podem conduzir a situações de violação dos limites (máximo e mínimo) de tensão, que segundo a norma NP EN 50160 correspondem a $\pm 10\%$ do valor nominal.

Considerando como exemplo a Figura 29 e o valor tensão no barramento V_j como fixo, o aumento de tensão no barramento V_i (ΔV), produzido pela injeção de potência de uma unidade de PD, pode ser calculado através da seguinte expressão [60], [61]:

$$\Delta V = V_j - V_i \approx \frac{RP + XQ}{V_j} \approx \frac{R(P_{PD} - P_{carga} + X(\pm Q_{PD} - Q_{carga}))}{V_j} \quad (2)$$

Onde, V_j é a tensão (expressa em V), no barramento onde está interligada a unidade de PD; V_i é a tensão (expressa em V), no barramento da rede a montante; R é a resistência do troço de rede (expressa em Ω) entre o barramento i e j;

X é a reatância do troço de rede (expressa em Ω entre o barramento i e j; P_{PD} é a potência ativa produzida (expressa em W) pela unidade de PD; P_{carga} é a potência ativa (expressa em W) absorvida pela carga; Q_{PD} é a potência reativa produzida/absorvida (expressa em var) pela unidade de PD; Q_{carga} é a potência reativa (expressa em var) absorvida pela carga.

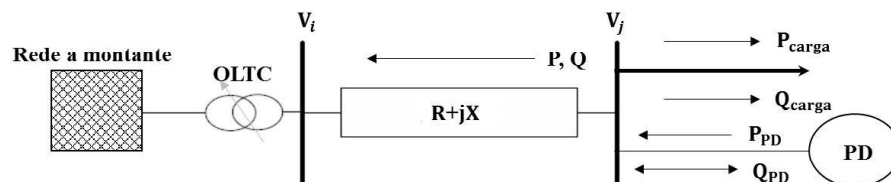


Figura 29: Rede de distribuição radial com PD (Adaptado de [60], [61]).

Note-se que, para unidades de PD caracterizadas por produção não constante ao longo do tempo, isso resultará em variações na amplitude da tensão que, dependendo do comportamento das potências injetadas pela unidade de PD, poderão ser rápidas ou lentas. No caso concreto de uma central FV, a variação da produção diária (função da evolução da radiação solar) conduz a

que o valor ΔV varie ao longo do dia. O sombreamento súbito da central (total ou parcial), produzido pela passagem de nuvens por exemplo, produz variações rápidas em ΔV .

O aumento da tensão resultante da integração de PD é um dos fatores que podem conduzir à limitação da sua integração nas redes elétricas [56]. Por outras palavras, a potência a instalar em unidades de PD é, frequentemente, limitada, como forma de mitigar a violação dos limites estabelecidos para a amplitude da tensão nas redes.

O valor máximo de aumento de tensão determina a potência máxima (P_{PDmax}) que pode ser instalada na unidade de PD. Esta potência pode ser obtida desenvolvendo a expressão (2), obtendo-se:

$$P_{PDmax} \approx \frac{V_j - V_i + RP_{carga} - X(\pm Q_{PD} - Q_{carga})}{R} \quad (3)$$

A potência máxima da unidade de PD é habitualmente, calculada com base em procedimentos determinísticos e assumindo o pior caso do ponto de vista da rede [60]–[62], ou seja: tensão (V_i) máxima; rede em condições de carga mínima (por vezes $P_{carga} = 0$ e $Q_{carga} = 0$); e a unidade de PD está a funcionar com um fator de potência unitário ($Q_{PD}=0$). Para este cenário a expressão (3) assume a seguinte forma:

$$P_{PDmax} \approx \frac{V_j - V_i}{R} \quad (4)$$

Conclui-se portanto, que a potência máxima a instalar na unidade de PD da Figura 29 é tanto maior quanto mais elevado for o nível de tensão permitido para o barramento de interligação. Importa também realçar que esta limitação à potência instalada em unidades de PD limita, frequentemente, a sua viabilidade económica, uma vez que, em determinados períodos (nomeadamente nos períodos de maior carga da rede) a unidade de PD poderia injetar mais potência na rede recetora sem consequências nefastas na amplitude da tensão. Aliás, em determinados períodos, a PD poderia mesmo melhorar a tensão da rede nos pontos mais afastados da subestação de alimentação.

3.2.2 Transformadores com regulação automática de tomadas

A amplitude da tensão nos sistemas de distribuição de energia é, frequentemente, regulada através da utilização de transformadores com reguladores automáticos de tensão (“*On Load Tap Changer* – OLTC”), localizados nas subestações (Figura 30). Estes reguladores, normalmente utilizados nas subestações AT/MT, atuam nas tomadas dos transformadores, permitindo variar a respetiva razão de transformação sem interrupção do serviço e, desta forma, ajustam o nível de tensão no lado MT [63].

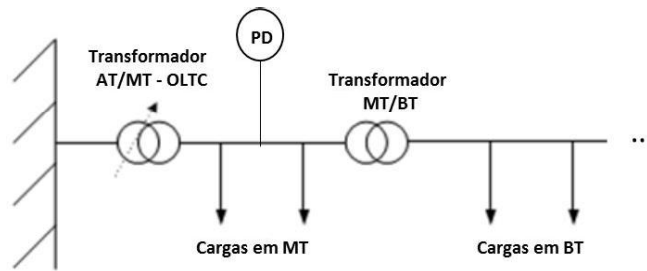


Figura 30: Exemplo de localização do OLTC na rede elétrica (Adaptado de [64]).

A integração de elevados níveis de PD na rede elétrica pode afetar este tipo de equipamentos de forma negativa, na medida em que pode levar a que tenham de fazer mais comutações. Efetivamente, a variação da produção na PD produz variação nos trânsitos de potência que fluem pelo transformador e pela rede a montante e, conseqüentemente, variações na tensão. Conseqüentemente, o regulador de tomadas pode ter de atuar mais vezes, visando a regulação da tensão. A regulação das tomadas é uma operação "difícil" uma vez que é feita em carga, levando à ocorrência de arcos elétricos que vão degradando as condições de operação do equipamento, forçando a realização de mais operações de manutenção preventiva.

3.2.3 Tremulação

O efeito de tremulação (*"flicker"*) é um fenómeno relacionado com as flutuações de tensão, o qual traduz a percepção humana da instabilidade em fontes de luz que não permanecem sempre com a mesma intensidade ao longo do tempo [65].

Este efeito pode ser causado pelas flutuações de produção de centrais baseadas em recursos renováveis, particularmente os parques eólicos, devido à variação na disponibilidade do recurso e às ações de comutação das mesmas. A Figura 31 visa mostrar as flutuações rápidas no perfil de produção de um sistema FV e de um aerogerador. Conclui-se, portanto, que para além dos parques eólicos, também as centrais FV podem ter grandes flutuações no perfil de produção devido às condições climáticas podendo levar à ocorrência do efeito de tremulação na rede elétrica onde estão interligadas.

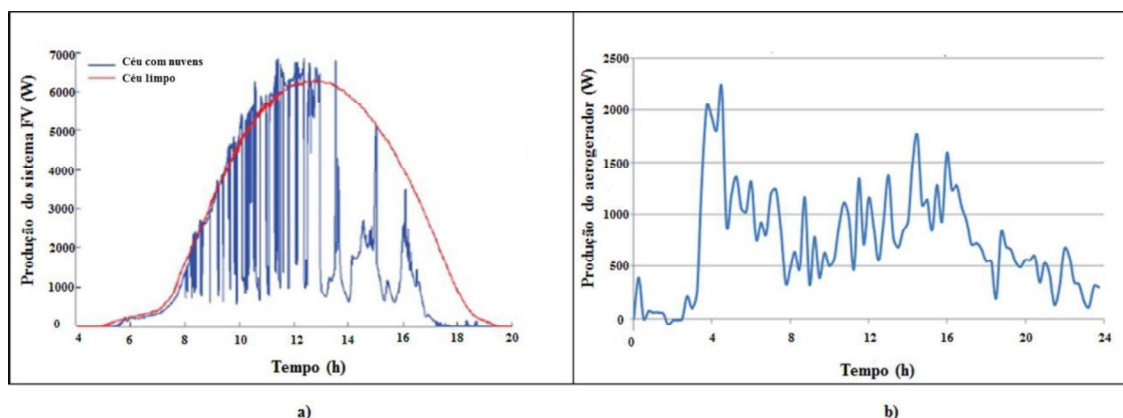


Figura 31: Exemplo de produção diária: a) sistema FV, b) aerogerador (Adaptado de [65], [66]).

3.3 Impactos nas correntes

3.3.1 Limites térmicos

A integração de PD nas redes elétricas produz alterações nos trânsitos de potência destas, podendo verificar-se aumentos ou reduções nas potências veiculadas nos elementos que integram as redes. Os aumentos nos trânsitos de potência podem conduzir a situações de sobrecarga nos ramos e equipamentos da rede e, por consequência, à superação dos limites térmicos admissíveis para os equipamentos, infraestruturas e dispositivos presentes na rede [52]. A superação do limite térmico dos equipamentos e ramos da rede, durante um determinado intervalo de tempo, pode resultar na alteração irreversível das características desses componentes da rede, impossibilitando a continuação da sua utilização em condições técnicas e de segurança adequadas. Ademais, o sobreaquecimento resultante de situações de sobrecarga pode originar a deflagração de incêndios e a ocorrência de explosões (Figura 32).



Figura 32: Incêndio em transformador da subestação da Barragem do Pocinho [67].

3.3.2 Aumento das correntes de curto-circuito

A integração de PD nas redes elétricas contribui para o aumento das correntes de curto-circuito, tal como se ilustra na Figura 33. Neste caso, a corrente de curto-circuito total (I_t) que resulta da ocorrência de um defeito na linha de distribuição é composta pelas contribuições provenientes da rede a montante (I_s) e da unidade de PD (I_{DG}). Significa isto que a presença da unidade de PD aumenta a amplitude da corrente de curto-circuito face à situação de ausência da unidade de PD.

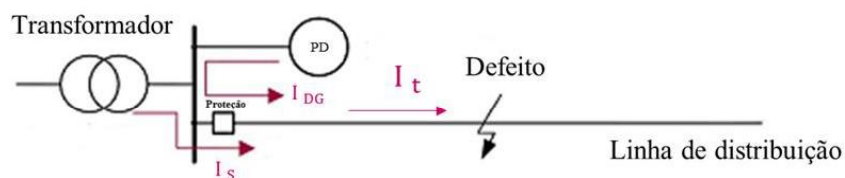


Figura 33: Impacto da PD na corrente de curto-circuito (Adaptado de [58]).

Naturalmente, o valor da contribuição de uma unidade de PD para a corrente de curto-circuito depende da tecnologia dessa unidade bem como do sistema de acoplamento utilizado para realizar a interligação. As unidades de PD ligadas diretamente à rede (sem recurso à utilização de conversores eletrónicos) têm uma contribuição significativamente superior às unidades de PD cuja interligação é assegurada por conversores de eletrónica de potência [58].

A avaliação do impacto produzido nas correntes de curto-circuito pela integração de PD nas redes elétricas é imprescindível, particularmente porque a referida integração é, habitualmente, realizada em redes de distribuição dimensionadas sem considerar a possibilidade de virem a receber injeções de potência destas centrais. Efetivamente, o aumento das correntes de curto-

circuito pode conduzir a situações em que o poder de corte das proteções instaladas nas redes receptoras se manifeste insuficiente (ver secção 3.4.2.).

Outro efeito importante decorrente do aumento das correntes de curto-circuito prende-se com o aumento das forças eletrodinâmicas entre condutores elétricos, quer nas linhas quer nos polos dos equipamentos de corte, proteção e seccionamento, quer mesmo entre as barras dos barramentos dos postos de transformação e subestações. Efetivamente, o valor das forças eletrodinâmicas que se estabelecem entre condutores é proporcional ao quadrado da corrente que os percorre, que na situação mais adversa é a máxima corrente de curto-circuito presumida.

Uma vez que a interligação de unidades de PD às redes existentes contribui para o aumento das correntes de curto-circuito, é necessário verificar se os diversos equipamentos da rede estão dimensionados para suportar o referido aumento. Note-se que a distância entre a instalação de PD e o local onde ocorre o curto-circuito é um fator importante, uma vez que quanto maior esta distância, maior a impedância (das linhas, cabos e transformadores) e, naturalmente, menores as correntes de curto-circuito.

3.4 Impactos nas proteções

A integração de PD nas redes de distribuição pode afetar o normal funcionamento dos sistemas de proteção, como resultado da alteração da intensidade e sentido das correntes em regime de funcionamento normal, do valor das correntes de curto-circuito e das impedâncias equivalentes da rede [68].

3.4.1 Inversão do trânsito de potência

As redes elétricas de distribuição foram, na sua maioria, dimensionadas para trânsitos de potência unidirecionais (no sentido das cargas). Contudo, a integração de PD nestas redes pode determinar a existência de trânsitos de potência bidirecionais, tal como se ilustra na Figura 34. Esta situação torna necessária a verificação da atuação adequada das proteções das redes, incluindo a respetiva sensibilidade, seletividade e a coordenação com as proteções das próprias unidades de PD [62].

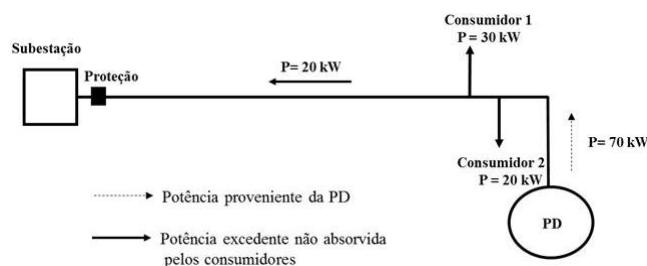


Figura 34: Inversão de trânsitos de potência devido à integração de PD.

Um exemplo de problemas originados pela inversão de trânsitos de potência é a não atuação adequada de proteções direcionais (sensíveis ao sentido dos trânsitos de potência) que, perante um fluxo de potência em sentido contrário ao previamente estabelecido, podem apresentar atuações intempestivas. Outro exemplo prende-se com os relés de impedância que, ao utilizarem a corrente e a tensão medidas na mesma extremidade do troço protegido, poderão atuar devido às variações produzidas na corrente (sentido e intensidade) pela integração de unidades de PD.

É, portanto, fundamental efetuar um estudo para determinar se os sistemas de proteção continuam a funcionar corretamente após a interligação de unidades de PD às redes elétricas [62].

3.4.2 Poder de corte

O poder de corte (P_{dc}) das proteções instaladas nas redes é outro aspeto técnico que pode revelar-se inadequado na sequência da integração de PD nas redes elétricas. Efetivamente, as redes elétricas são dimensionadas (os componentes que as integram são dimensionados) para um determinado nível de curto-circuito, tal como se ilustra na Figura 35. Ainda nesta figura, e tal como referido em 3.3.2, pode visualizar-se o efeito da integração de PD nestas redes em termos do aumento das correntes de curto-circuito (a PD acarreta uma contribuição adicional para a corrente total de curto-circuito que se estabelece aquando de um defeito). A adoção de medidas adequadas (alteração de equipamentos, soluções para redução de correntes de curto-circuito, etc.) é necessária quando, devido à integração de PD, o nível de curto-circuito máximo ultrapassa o nível de dimensionamento.

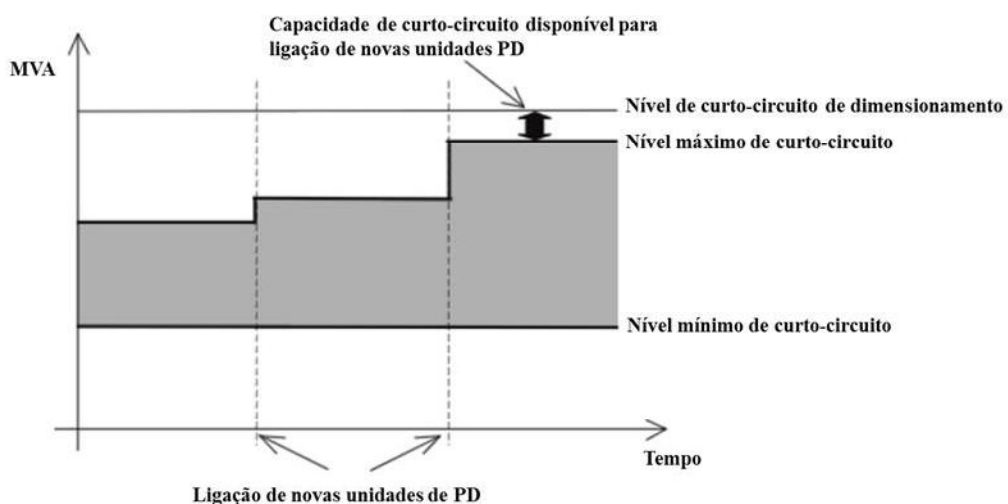


Figura 35: Impacto da PD nos níveis de curto-circuito (Adaptado de [58]).

3.4.3 Produção distribuída em regime de produção em ilha não intencional

A formação não intencional de ilhas nas redes elétricas ocorre quando a PD continua a enviar a sua produção para a rede, mesmo após a alimentação principal ter sido desligada (por exemplo, na sequência da ocorrência de um defeito na rede). Neste caso poderá ocorrer que um conjunto de unidades de produção e de consumidores continuam a funcionar, formando uma ilha elétrica, tal como se ilustra na Figura 36.

O funcionamento em regime de ilha representa dificuldades técnicas de segurança que importa precaver cuidadosamente. Em Portugal, particularmente por força das questões de segurança, o funcionamento em regime de ilha está vedado. Consequentemente, as unidades de PD têm de ser dotadas de sistemas capazes de perceber a falha de alimentação na rede principal e, quando esta ocorre, serem capazes de se desligarem da rede. No caso das centrais FV, os inversores possuem tecnologia “anti-ilha” com o objetivo de satisfazer os requisitos presentes nas normas e regulamentos [3].

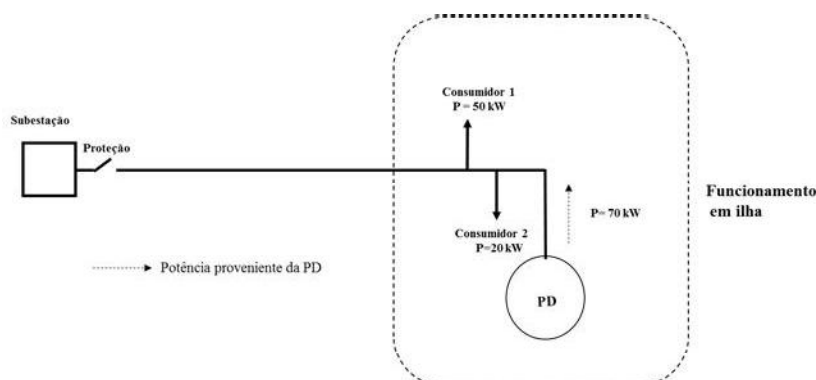


Figura 36: Situação de defeito na rede e formação não intencional de ilha.

3.4.4 Impactos na estabilidade e operação das redes

A crescente integração de PD nas redes de distribuição levanta preocupações relacionadas com a capacidade destas suportarem a ocorrência de perturbações no sistema elétrico. Se a quantidade de PD presente na rede de distribuição representar uma parcela significativa da energia total que circula na rede, o disparo de proteções devido à ocorrência de defeitos pode ter impactos bastante negativos na frequência do sistema, podendo conduzi-lo a um ponto de operação instável com capacidade de originar um colapso global [56].

Segundo o DESPACHO N° 13615/99 (2ª. Série) da Direção Geral de Energia, a exploração da rede de distribuição deverá obedecer aos princípios gerais estabelecidos na Norma Europeia EN 50 110-1, de dezembro de 1996. Com vista a combater e controlar os impactos indesejáveis para a estabilidade da rede, encontram-se definidas, no Regulamento da Rede de Distribuição Portuguesa [69], condições particulares de ligação de unidades de produção. No caso de produção em regime ordinário, as unidades de produção de energia devem fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, no mínimo, correspondente

a 40% da energia ativa fornecida, apurada em intervalos de sessenta segundos e nos períodos horários indicados no Regulamento da Rede de Distribuição Portuguesa [69]. Em regime especial, as unidades de produção devem, nos períodos horários indicados em [69], fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de sessenta minutos.

A alteração da amplitude e da direção dos fluxos de energia originados pela injeção de potência em diversos pontos da rede torna a operação das redes mais complexa, implicando a existência de níveis de monitorização e de controlo bastante mais elevados do que os existentes nas redes de distribuição tradicionais. Assim, a integração de unidades de PD segundo um princípio de “*fit-and-forget*” tornou-se uma solução extremamente limitadora relativamente à capacidade da rede receber essa produção [56]. Consequentemente, a necessidade de ajustar a produção das unidades de PD segundo o estado da rede é cada vez mais urgente. Sendo assim, o fator chave para a implementação de soluções eficazes relativamente ao planeamento e operação das redes com elevada penetração de PD consiste na gestão ativa das redes.

A gestão ativa das redes leva a que sejam necessários desenvolvimentos significativos ao nível das tecnologias da informação e comunicação presentes nas redes, dada a necessidade de comunicação em tempos reduzidos. Com estas alterações ao funcionamento tradicional do sistema elétrico, será possível efetuar uma gestão das redes que permitirá maximizar a produção das unidades de PD, tomando em consideração, o estado da rede elétrica (nível de consumo na rede).

3.5 Impactos nas perdas e congestionamentos

A integração de PD nas redes elétricas pode produzir efeitos importantes nos níveis de congestionamento e de perdas das redes elétricas.

Os congestionamentos na rede surgem quando a rede não consegue acomodar todas as transações de energia desejadas, devido às limitações técnicas da sua capacidade. De uma forma muito generalizada pode-se afirmar que o congestionamento da rede apenas ocorre do ponto de vista económico, uma vez que do ponto de vista técnico este não chega a ocorrer já que tal determinará a atuação das proteções (se bem dimensionadas). A integração de unidades de PD em pontos mais próximos do consumo poderá ter como consequência a diminuição do fluxo de energia proveniente dos níveis de tensão mais elevados, e logo da distância associada ao transporte da energia até às cargas [54], [55], [57], [70], [71]. Portanto, a correta integração de PD nas redes de distribuição pode ter um impacto positivo, diminuindo o risco de congestionamentos.

No que concerne às perdas, a integração de PD nas redes pode implicar a sua redução, particularmente quando os níveis de penetração de PD são mais reduzidos [72]. Para além do nível de penetração, também a localização das unidades de PD é determinante no contexto do respetivo impacto nas perdas. A Figura 37 mostra, a título de exemplo, o efeito que a localização da PD nas redes pode produzir. Note-se que, neste exemplo, foi assumido o valor R para a impedância de cada ramo e que a tensão, igual em todos os barramentos, tem o valor U_c . A situação A é aquela que apresenta o menor valor de perdas, sendo as perdas das restantes três situações referenciadas às perdas em A. Importa frisar que as unidades de PD podem também contribuir para o aumento das perdas nas redes elétricas. Esta situação ocorre quando a penetração de PD nas redes é elevada, produzindo reversão nos trânsitos de potência [72].

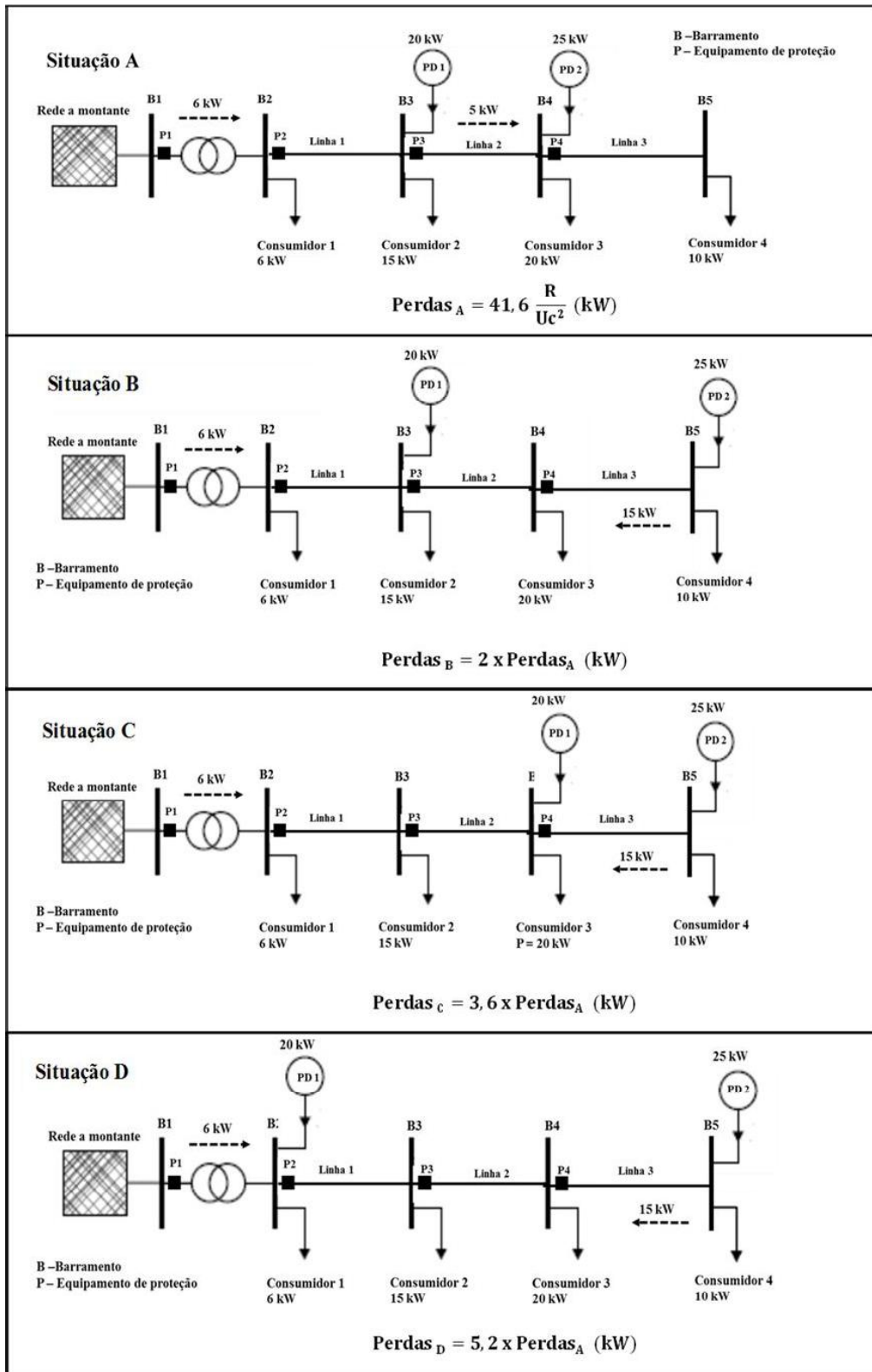


Figura 37: Influência nas perdas originada por diferentes localizações da PD.

3.6 Impactos na qualidade de energia e na fiabilidade do sistema

O principal objetivo de um sistema de energia é fornecer a energia elétrica requerida, com qualidade, de uma forma fiável e ao menor custo.

A qualidade da energia que chega aos consumidores está relacionada com a forma de onda de tensão e as perturbações que esta pode sofrer. Se outrora a principal preocupação residia na continuidade de serviço, hoje, devido à maior sensibilidade dos equipamentos, as preocupações com a qualidade de energia tornaram-se na principal questão. Dependendo da fonte primária de energia e da tecnologia usada no processo de conversão, a interligação de unidades de PD com a rede pode originar uma redução na qualidade da energia. A degradação da qualidade de energia pode afetar as instalações dos consumidores e evitar que o operador da rede cumpra as suas obrigações [62].

Os principais problemas que podem ser encontrados são (Figura 38) [62]: i) variações rápidas e lentas de tensão; ii) o efeito *flicker* e iii) emissão de harmónicos, principalmente quando são usados conversores eletrónicos de energia. Contudo, muitos dos inversores atualmente utilizados são baseados em tecnologia de comutação IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) os quais, com um controlo apropriado e técnicas de filtragem adequadas, são capazes de “limpar”(até certo ponto) a tensão de saída [59], [65].

Os problemas acima mencionados são alguns dos fatores limitadores da integração de PD em redes de distribuição ditas “mais fracas”, e têm origem na entrada ou saída de serviço das instalações de PD mais instáveis (por exemplo, parques eólicos e centrais FV).

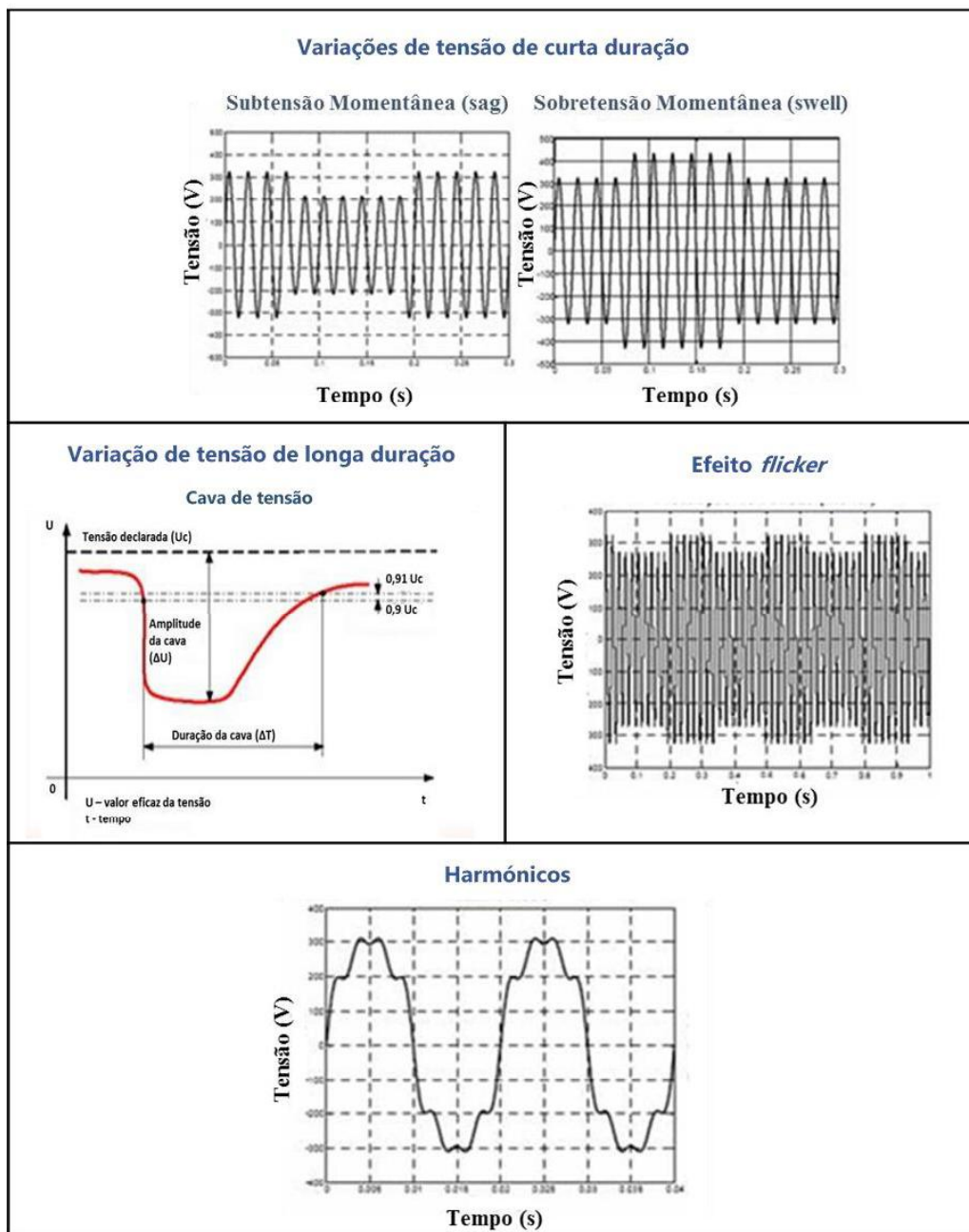


Figura 38: Problemas na qualidade da energia devido a algumas fontes de PD.

Tal como referido na secção 3.4, relativamente às proteções, um dos impactos negativos resultantes da integração de unidades de PD na rede é a possibilidade de não serem detetados defeitos ou de serem desligadas partes de rede que não foram alvo de defeito. Tal efeito tem como consequência uma diminuição da qualidade e continuidade de serviço, uma vez que provoca um aumento no número de interrupções; desnecessárias a instalações e consumidores que não foram alvo de defeito.

Nos últimos anos, tem-se vindo a desenvolver formas de aumentar a fiabilidade do sistema, contornando algumas das dificuldades criadas pela crescente integração de PD, nomeadamente a partir dos conceitos de Redes Inteligentes (RI) e de Microredes (μ R) [72]–[76].

A visão “Redes Inteligentes” preconiza um novo paradigma de operação da rede elétrica, que envolve a passagem de um modelo de produção centralizada de eletricidade, seguida de transporte e distribuição até aos consumidores, para um modelo em que existe uma grande componente de PD, situada ao nível da rede de distribuição [77]. Na Figura 39 estão ilustradas as estruturas e os principais conceitos do sistema elétrico do futuro.

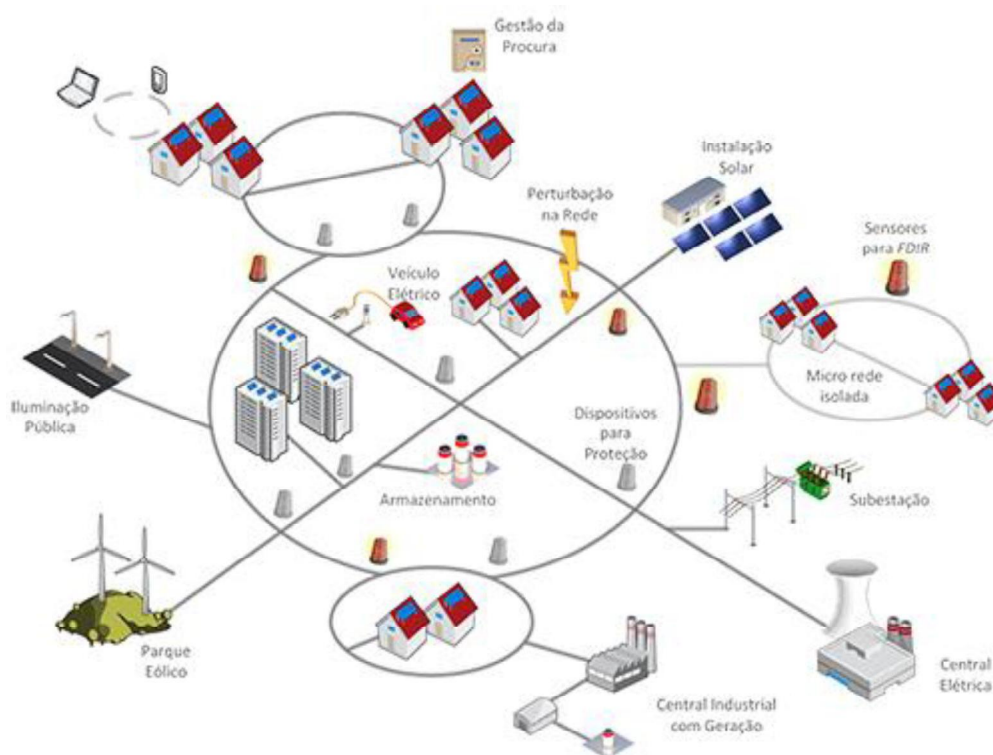


Figura 39: Visão “Redes Inteligentes” para as redes elétricas do futuro (Adaptado de [77]).

Em relação, à definição de uma RI, pode-se afirmar que consiste numa rede que utiliza tecnologias avançadas para monitorar e gerir o transporte e distribuição de eletricidade, procurando responder adequadamente às variações na procura de eletricidade (Figura 40) [73].

Na sua forma mais alargada, as RI deverão coordenar as necessidades e capacidades de todos (produtores, operadores de rede, consumidores e partes interessadas do mercado de energia elétrica) com o objetivo de operar todas as partes envolvidas no sistema de forma eficiente, minimizando custos e impactos ambientais, e maximizando a fiabilidade, resistência e estabilidade do sistema [74]. As RI irão proporcionar uma verdadeira revolução a nível das

redes elétricas, na medida em que se procederá à transição de um paradigma de redes passivas para um outro de redes ativas, envolvendo um elevado nível de controlo de fontes de produção e armazenamento, de cargas e, de modo geral, do trânsito de energia na rede [73].

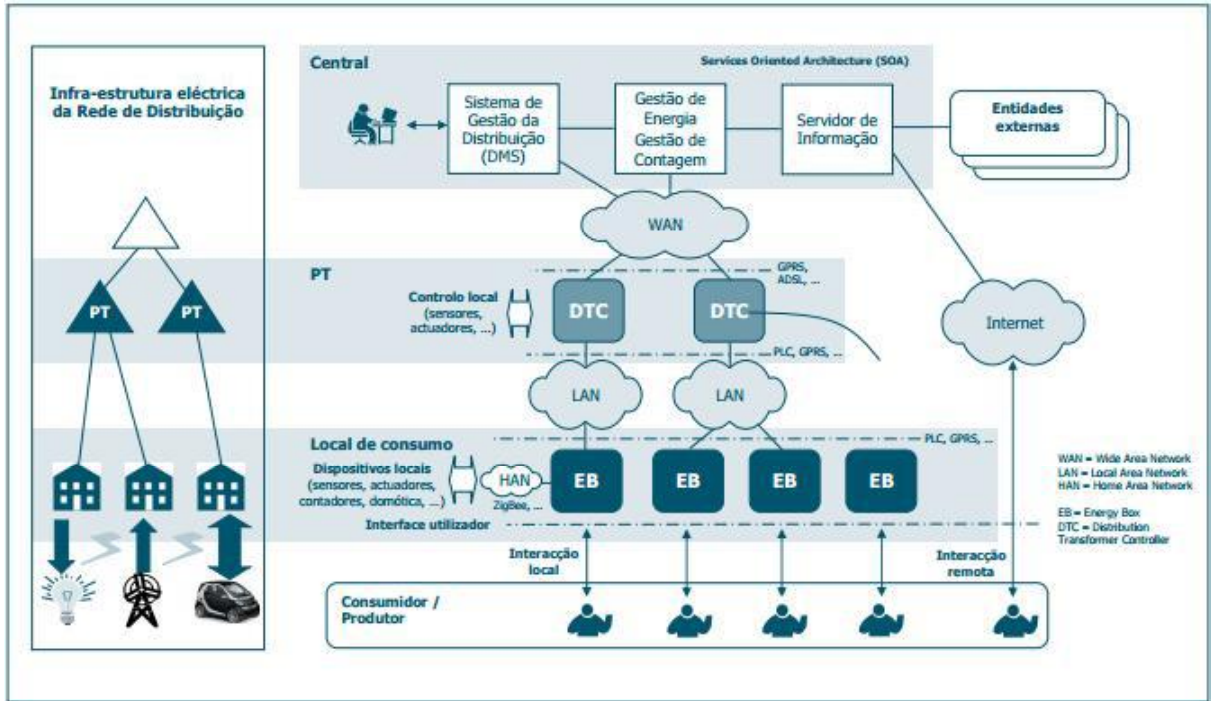


Figura 40: Exemplo de arquitetura técnica para uma implementação de uma RI [78].

O aumento da penetração da PD e da incorporação de fontes de armazenamento de energia permitirão o desenvolvimento de um novo conceito – a Microrede (μR), cuja arquitetura se descreve de forma esquemática na Figura 41.

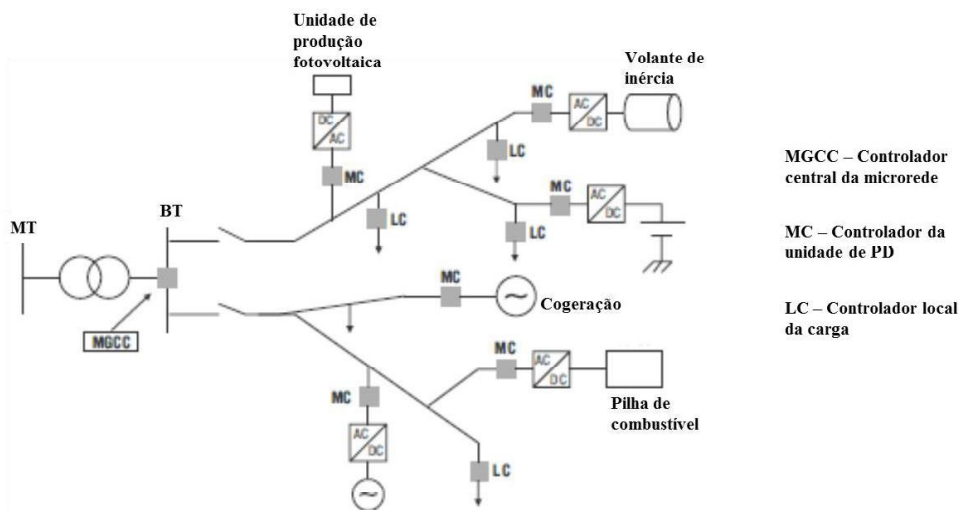


Figura 41: Exemplo de arquitetura de uma μR (Adaptado de [78]).

Uma μR pode ser entendida como uma secção de um sistema de distribuição que contém unidades de PD e que pode ser isolada (formação de ilha) do resto da rede caso ocorra uma falha a montante [79]. Esta possibilidade de funcionamento em ilha permite melhorar a fiabilidade para os consumidores que integram a μR . Efetivamente, estes consumidores podem continuar a ser alimentados (total ou parcialmente) pela produção interna à μR quando ocorrem interrupções na rede a montante. Note-se, contudo, que a formação de ilhas não é ainda permitida na legislação portuguesa. As μR podem também ser utilizadas com o objetivo de potenciar ações de reconfiguração de rede [79]. A Figura 42 ilustra uma rede de MT com μR .

A ocorrência de um defeito no ramo 14 fará atuar a proteção P3 e, conseqüentemente, deixa de haver alimentação do ramo 12 ao 22 e logo as cargas C8 a C13 deixam de ser alimentadas. Após a ocorrência do defeito, o ramo 20 faz ligação ao ramo 10 (fechando S4) e a μR em C11 passa a funcionar em regime isolado (se não houver restrições técnicas) ajudando assim, no processo de reconfiguração de rede.

A relação entre a produção e a carga, internas à μR , tem um impacto significativo sobre o processo de reconfiguração [79]. Esta relação pode ser menor, maior ou igual a 1. É menor, quando a μR não consegue satisfazer todas as necessidades dos consumidores internos à μR , mesmo tendo capacidade de fazê-lo (por exemplo, devido a razões económicas).

A contribuição de uma μR no processo de reconfiguração tende a ser maior quando a relação entre a produção e a carga, internas à μR , é maior. No entanto, a importância da relação entre a produção e a carga, internas à μR , depende da localização da μR e do defeito [79].

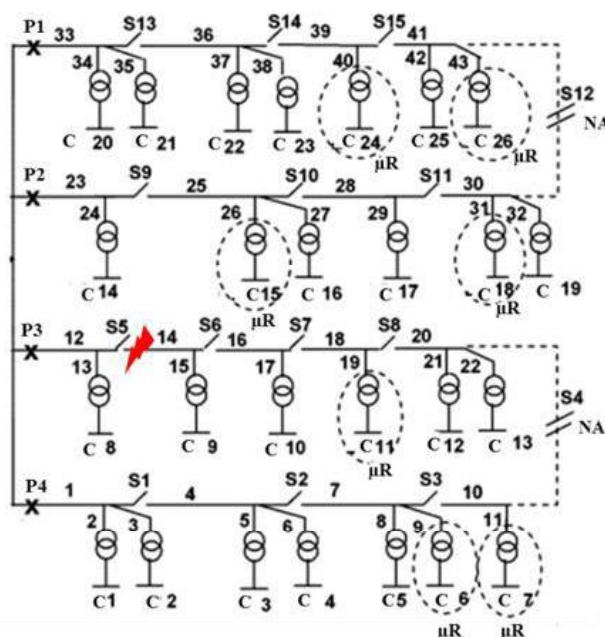


Figura 42: Rede de MT com μR (Adaptado de [79]).

4. Controlo e otimização de centrais fotovoltaicas

4.1 Introdução

As centrais fotovoltaicas são unidades de PD com regimes de produção dependentes das condições climáticas, como referido no capítulo 2. Do ponto de vista da rede, as variações de produção resultantes das variações nas condições climáticas poderão causar impactos que, geralmente, são negativos. Consequentemente, ao longo dos anos, tem-se vindo a estudar formas que permitam manter a estabilidade do sistema elétrico sem inviabilizar a operação dos sistemas de PD. Tonkoski et al [80] e Turitsyn et al [81] estudaram o controlo da potência ativa e reativa para regulação do perfil de tensão num troço de rede com elevada integração de produção renovável. Estes estudos, mostram que a impedância do troço de rede tem um papel importante na escolha da melhor variável para ser usada na limitação de sobretensões que possam ocorrer durante períodos de elevada produção de energia.

Em [82] são propostas técnicas de redução da potência ativa para prevenir sobretensões em troços de rede radial, permitindo aumentar a capacidade de potência fotovoltaica instalada e o rendimento energético da central.

Em [83], é proposto um sistema de controlo que permite a operação das centrais FV como um gerador de potência ativa e um compensador de potência reativa. Este sistema de controlo é conseguido por ajuste do ângulo da potência e amplitude da tensão no ponto de interligação com a rede elétrica (controlando as potências ativa e reativa injetadas ou consumidas da rede).

Um controlo coordenado de um sistema distribuído de armazenamento de energia com reguladores de tensão tradicionais, incluindo transformadores com regulação automática de tomadas, é apresentado em [84]. Este controlo tem como objetivo a resolução do problema do aumento de tensão causado pela elevada integração de unidades de produção FV nas redes de distribuição de baixa tensão.

Ao longo dos anos, tem-se procurado desenvolver regimes de funcionamento para as unidades de produção FV que garantam um funcionamento seguro e fiável do sistema elétrico, especialmente durante os períodos de baixo consumo [85]. Neste contexto, o controlo da potência injetada (P_{inj}) na rede recetora pelas centrais FV tem vindo a assumir uma importância crescente. De facto, este tipo de controlo pode permitir cumprir os requisitos em vigor em alguns países, nomeadamente no que se refere ao fator de potência ($\cos \varphi$) da P_{inj} na rede.

Ademais, as centrais fotovoltaicas, tal como outras tecnologias de PD, passaram também a poder fornecer serviços auxiliares necessários à segurança e fiabilidade de operação do sistema elétrico. A prestação de serviços auxiliares por estas unidades torna-se também importante a nível económico, uma vez que se as centrais fotovoltaicas (ou outras tecnologias de PD) apenas fornecessem a energia produzida, mas não a flexibilidade e a capacidade associada, o custo global da operação do sistema tornar-se-ia mais elevado [56].

O controlo das centrais pode também permitir otimizar a potência instalada e a sua integração numa *Virtual Power Plant* (VPP).

4.2 Controlo do fator de potência

Tal como referido na secção anterior, existem requisitos em vigor em alguns países com respeito ao fator de potência da P_{inj} na rede. *Sandia National Laboratories* [86], publicou um relatório onde estão mencionados requisitos e recomendações da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) na injeção de potência reativa por parte dos parques eólicos e das centrais fotovoltaicas noutros países. Em Portugal, por exemplo, o $\cos \varphi$ de uma central FV, interligada à rede elétrica, deve obedecer aos valores apresentados na Tabela 3 [69].

Tabela 3: Fator de potência da potência injetada de uma central FV em Portugal.

Período (horas)	$\cos \phi$					
	Período Legal Inverno			Período Legal Verão		
	Dias semana	Sábado	Domingo	Dias semana	Sábado	Domingo
00:00-07:00	1	1	1	1	1	1
07:00-09:00	0,96	1	1	0,96	1	1
09:00-09:30	0,96	1	1	0,96	0,96	1
09:30-13:00	0,96	0,96	1	0,96	0,96	1
13:00-14:00	0,96	1	1	0,96	0,96	1
14:00-18:30	0,96	1	1	0,96	1	1
18:30-20:00	0,96	0,96	1	0,96	1	1
20:00-22:00	0,96	0,96	1	0,96	0,96	1
22:00-00:00	0,96	1	1	0,96	1	1

4.3 Otimização da potência instalada

Como foi referido na secção 4.1, a limitação da potência das unidades de PD a integrar nas redes elétricas é um mecanismo frequentemente utilizado para mitigar os impactos negativos resultantes de tal integração. Esta limitação é, geralmente, determinada por condições relacionadas com a operação das redes recetoras, existindo uma análise por parte do Operador da Rede de Distribuição (ORD) que visa perceber qual a solução mais vantajosa para a rede elétrica [87].

Habitualmente, a avaliação dos impactos é efetuada considerando um regime de operação da rede severo (carga mínima e produção da PD máxima), resultando na definição de limites conservadores para a potência das unidades de PD. Esta realidade, pode influenciar de forma negativa e injustificada o desempenho económico do investimento em unidades de PD. Note-se que, uma vez estabelecido o limite referido, a central FV não pode injetar um valor de potência superior na rede elétrica mesmo quando a central tem potência disponível e exista viabilidade técnica para tal (devido, por exemplo, à existência de maior carga na rede naquele período).

Neste momento, e tendo em consideração a realidade das centrais FV, é importante distinguir os seguintes conceitos [88]:

- Potência instalada (P_{inst}), a qual corresponde à potência estipulada dos módulos FV que integram a central FV;

- Potência de ligação (P_{lig}), que corresponde à potência máxima que pode ser injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) pela central FV. Esta potência é, geralmente, estabelecida nos inversores que equipam as centrais FV, correspondendo à máxima potência AC que estes equipamentos podem fornecer em regime permanente. Note-se que este valor pode, nos inversores de maior potência, ser ajustada através da atuação em parâmetros específicos do inversor.
- Potência injetada (P_{inj}), que traduz a potência efetivamente injetada em cada instante na RESP pela central. O valor desta potência está enquadrado entre zero e o valor definido para P_{lig} .

O controlo dinâmico do valor da P_{inj} pode, no caso das centrais FV, ser uma ferramenta útil no que concerne à mitigação dos impactos negativos que essas unidades podem produzir na rede permitindo, simultaneamente, o aumento da potência instalada da central FV.

A existência de potência adicional injetada, relativamente ao acordado para uma central de energia renovável, não é uma novidade. Em Portugal, por exemplo, os parques eólicos podem injetar até mais 20% da potência acordada quando existe viabilidade técnica. Contudo, esta potência adicional pode ser interrompida pelo operador da rede ou pelo operador de sistema se essas entidades considerarem que estejam a surgir problemas de segurança e fiabilidade na rede [83]. Em alguns casos, a unidade de PD deve ser equipada com os recursos necessários de forma a ser capaz de receber as ordens de interrupção. Contudo, para as centrais FV esta situação não está ainda prevista.

O valor de P_{inst} de uma central FV é, habitualmente, superior ao valor de P_{lig} , permitindo aumentar a produção anual de energia da central (aumentando o valor de potência em períodos de baixa radiação solar). Naturalmente que, numa central economicamente bem dimensionada, a diferença entre P_{inst} e P_{lig} é tal que otimiza o retorno económico (energia adicional injetada na rede nos períodos de menor radiação) do acréscimo de investimento em módulos FV adicionais e restantes equipamentos necessários ao seu funcionamento.

A Figura 43 mostra a produção mensal esperada para uma central FV equipada com módulos de 210 Wp de potência e com um rendimento de 13,8%. As perdas na central (cabos, inversores, etc.) foram assumidas constantes (um modelo simplista da realidade) e equivalendo a 10% da energia produzida. A Figura 43 permite concluir que, como esperado, a produção de energia aumenta com a potência instalada. Além disso, é possível concluir que a limitação na P_{lig} condiciona o valor da energia injetada na rede.

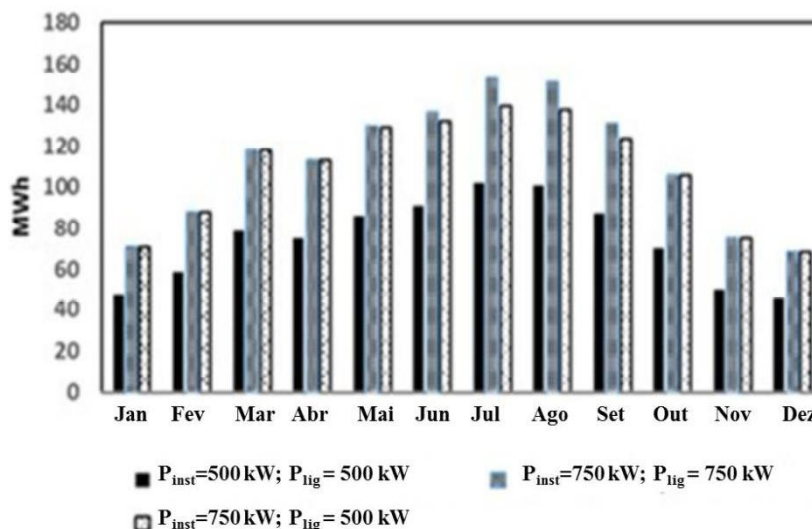


Figura 43: Produção esperada para uma central FV [88].

A Figura 44 mostra, para a situação anterior, a percentagem mensal de energia que não será injetada na rede de distribuição quando se assume $P_{lig}= 500\text{ kW}$ e $P_{inst} = 750\text{ kW}$. Neste caso, as perdas anuais de produção correspondem a 39,5 MWh, equivalentes a aproximadamente 3% da produção anual esperada para a central na situação de não existência da limitação no valor P_{lig} . O valor da energia não injetada na rede aumenta para valores de P_{inst} superiores. Este facto, pode condicionar o valor de P_{lig} , visto que, como explicitado anteriormente, os investidores em centrais FV procuram dimensionar as suas centrais tendo em consideração o seu desempenho económico (condicionado pelo investimento adicional em módulos FV e pela a energia que não será possível injetar na rede).

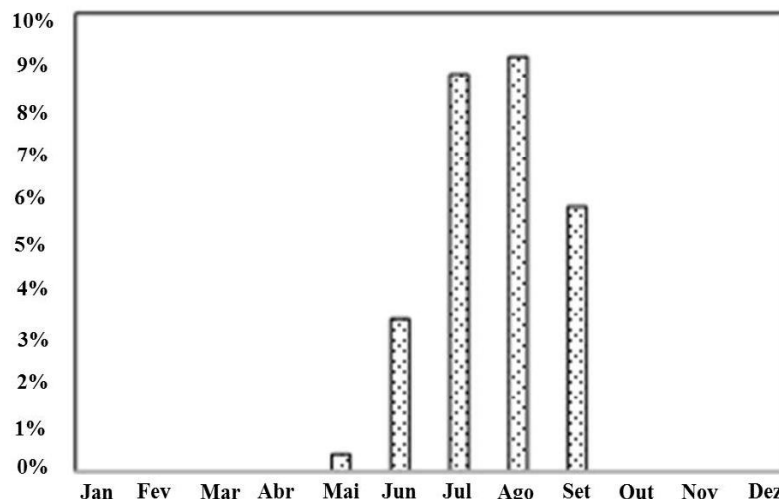


Figura 44: Perdas de produção esperadas para a central FV indicada [88].

A substituição da habitual limitação do valor máximo de potência que pode ser injetado na RESP (P_{lig}) por um controlo dinâmico dessa potência (P_{inj}^{max}) pode reduzir o valor da energia que não é injetada na rede. Na verdade, usando um controlo deste tipo ao invés de um limite estático e conservador de P_{lig} , será possível limitar o valor da P_{inj} apenas quando efetivamente necessário. Uma abordagem possível, neste contexto pode consistir na definição de perfis para a máxima potência injetada ao longo do tempo.

A Figura 45 mostra a produção típica esperada para um dia do mês de julho para o caso da central FV mencionada acima. Note-se que a área a sombreado nesta figura representa a energia que é “recuperada” pelo controlo dinâmico da saída CA do inversor da central FV.

Um controlo em tempo real da central FV pode também ser definido, em detrimento da definição de perfis para P_{inj}^{max} .

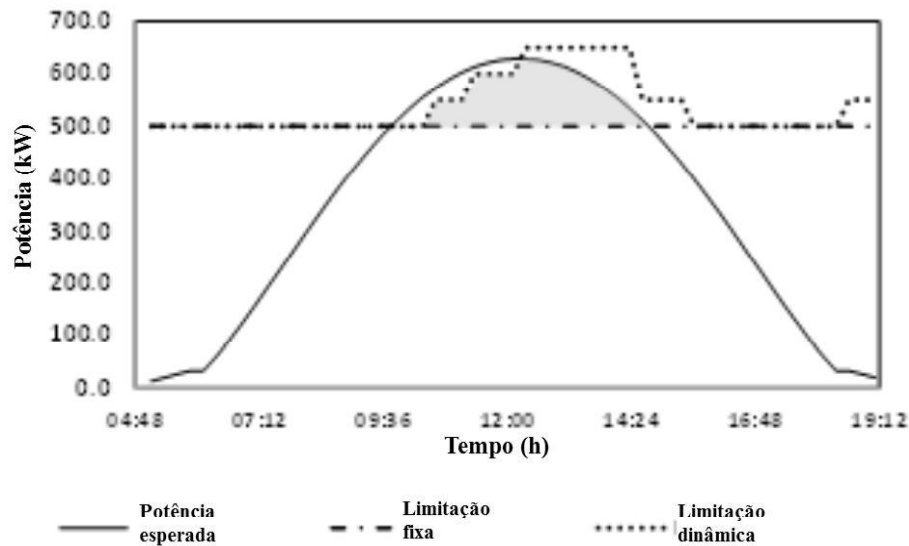


Figura 45: Energia “recuperada” pelo controlo da saída CA do inversor da central FV [88].

4.4 Fornecimento de serviços auxiliares

4.4.1 Conceito

Os serviços auxiliares são todos os serviços necessários para suporte do sistema elétrico (desde a produção de energia até ao consumo), prestados por equipamentos de produção, transporte e controlo. Estes serviços são essenciais para que os operadores das redes (Operador da Rede de Distribuição (ORD) e Operador da Rede de Transporte (ORT)/Operador do Sistema (OS) possam assegurar a operação segura e fiável do sistema elétrico [89].

Os serviços auxiliares prestados ao sistema elétrico foram, durante muitas décadas, fornecidos praticamente em exclusivo pelas grandes centrais de produção de energia (térmicas, hidroelétricas). Esses serviços eram prestados mantendo um certo nível de disponibilidade de potência ativa e reativa para injetar na rede quando tal fosse necessário (por exemplo, na sequência de uma súbita mudança no consumo alimentado pelo sistema elétrico).

Com a alteração no modelo de exploração dos sistemas elétricos, essencialmente centrada na passagem de monopólios verticalmente integrados para um modelo liberalizado, e com o papel crescente da PD, o fornecimento de serviços auxiliares tem vindo a ser adaptado, visando a sua obtenção de forma mais económica e eficiente. Esta adaptação inclui a abertura do fornecimento de serviços ao operador da rede por parte das unidades de PD. Naturalmente que um pré-requisito para o desenvolvimento detalhado de modelos operacionais e comerciais consiste em que qualquer serviço fornecido pela PD deve ser financeiramente atrativo para os seus detentores, mantendo-se económica e operacionalmente atraente para o operador de rede [90].

4.4.2 Serviços auxiliares prestador por centrais FV

A capacidade dos sistemas fotovoltaicos prestarem serviços auxiliares é significativamente condicionada pela disponibilidade do recurso primário e respetivas variações temporais (rápidas e lentas). Consequentemente, importa perceber quais os serviços possíveis de serem prestados pelas centrais FV, tendo em consideração as limitações que as caracterizam. Braun [91], indica que as centrais FV podem prestar os seguintes serviços auxiliares indicados na Tabela 4.

Tabela 4: Serviços auxiliares prestados por centrais FV (Adaptado de [91]).

Serviços Auxiliares	Centrais fotovoltaicas
Controlo de frequência	+
Controlo de tensão	++
Operação em ilha	+

++ muito boa capacidade

+ boa capacidade

4.4.2.1 Controlo de frequência

O controlo de frequência é conseguido pelo equilíbrio da potência ativa (potência gerada igual à potência consumida acrescida das perdas), sendo estruturado hierarquicamente em primário, secundário e terciário [92], [93]. A Figura 46 apresenta um diagrama de blocos para o controlo da frequência da rede com todas as variáveis envolvidas no processo.

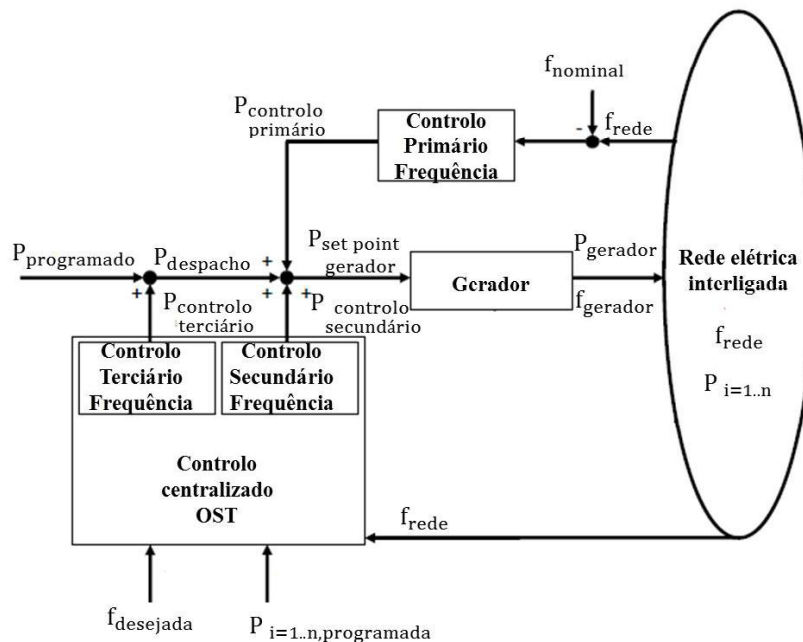


Figura 46: Exemplo de atuação de controlo de frequência (Adaptado de [94]).

O controlo primário de frequência é, habitualmente, baseado na atuação dos reguladores de velocidade dos grupos geradores de centrais convencionais (termoelétricas, hidroelétricas) [59].

No caso das centrais FV, este controlo pode ser conseguido através do ajuste automático, nos inversores, da potência injetada na rede, respondendo desta forma à natureza variável do consumo. Note-se que o ajuste pode ser feito no sentido de um abaixamento ou de um aumento da potência injetada, respondendo, respetivamente, a uma diminuição ou a um aumento da carga na rede. O ajuste no sentido do aumento da potência injetada apenas será possível em situações em que exista potência disponível mas não utilizada (depende da disponibilidade do recurso primário) e, simultaneamente, exista capacidade técnica (por exemplo nos inversores) para injeção da potência adicional (por exemplo, aproveitando potenciais regimes de sobrecarga admissíveis). Compreende-se, pelo exposto, que a participação de centrais FV no controlo primário de frequência é tendencialmente mais seguro no caso correspondente à diminuição da potência injetada (respondendo a diminuições de carga no sistema elétrico).

O tempo de resposta para este controlo deverá ser até 15 segundos, perante perturbações que causem um desvio de frequência igual ou inferior a 100 mHz, aumentado de forma linear até

aos 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz [95]. Note-se que a participação de uma central FV no controlo primário de frequência implica que estas centrais sejam equipadas com controladores sensíveis aos desvios de frequência na rede, os quais permitiram definir o ajuste do ponto de operação dos inversores.

O controlo secundário de frequência será determinado pelo OS para cada período programado, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. O tempo de resposta não deverá exceder mais do que 30 segundos e a sua atuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela entrada em serviço da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante. Este processo não deverá levar mais que 15 minutos [95]. O estabelecimento dos níveis de regulação secundária são estabelecidos tendo em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E). A ENTSO-E recomenda que, no caso de a regulação secundária ser insuficiente, deverá prever-se uma reserva terciária.

Finalmente, o controlo terciário. Este controlo subdivide-se em: reserva mínima de controlo terciário para subir, reserva mínima de controlo terciário para baixar e reserva adicional de controlo terciário [95].

A reserva mínima de controlo terciário para subir/baixar em cada período programado deverá ser definida pelo OS, tomando como referência a perda máxima de geração provocada de forma direta pela falha simples de um elemento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). A reserva adicional de controlo terciário é uma reserva adicional de potência ativa que terá que garantir a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos casos referidos em [95].

O nível de performance das centrais FV na prestação do controlo terciário deverá ser devidamente estudado. No caso de diminuição da potência injetada, este processo é de ação direta, atuando-se diretamente sobre o *setpoint* do inversor. No caso de aumento do valor de potência injetada será necessário, se possível, por exemplo, recorrer a um controlo dinâmico da potência injetada como referido em 4.3.

4.4.2.2 Controlo de tensão

O controlo de tensão é fundamentalmente conseguido através do controlo do equilíbrio da potência reativa, através da injeção ou absorção desta potência de forma a manter os níveis de tensão da rede dentro das gamas admissíveis [94]–[96].

Na rede de transporte, este controlo é, habitualmente, assegurado pelos controladores automáticos de tensão instalados nos grupos geradores das centrais convencionais (termoelétricas, hídricas). Estes controladores, em poucos segundos, verificam o valor de

potência reativa disponível e, em função do desvio na tensão da rede, injetam ou absorvem potência reativa por forma a que o valor real da tensão da rede e o valor de *setpoint* sejam iguais [89]. Segundo o Procedimento nº 10 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico [95], a entidade de Gestão Global do Sistema (GGS) dará as instruções necessárias (em tempo real) para a operação dos meios disponíveis para o controlo de tensão. Também é referido em [95], que os fornecedores do serviço de controlo de tensão deverão informar a GGS, no menor espaço de tempo, de alguma causa que possa afetar a disponibilidade e utilização dos elementos de controlo de tensão desses fornecedores.

Na rede de distribuição, os operadores mantêm os níveis de tensão desejados com recurso a transformadores com regulação automática de tomadas (OLTC's), reguladores de tensão (VR) e baterias de condensadores [97], [98]. O funcionamento destes dispositivos é controlada com base no nível de tensão nos barramentos e troços de rede.

Atualmente, com a elevada integração de PD nas redes de distribuição, surgiu a necessidade de analisar a possibilidade destes sistemas contribuírem para o controlo da tensão na rede.

As centrais FV, estão aptas a prestarem este tipo de serviço, estando ele condicionado pelos limites de conversão de potência ativa em potência reativa dos inversores e da potência ativa disponível no momento de prestação do serviço. A potência reativa disponível a injetar na rede elétrica, varia com o valor da potência de produção e com o fator de potência de operação do inversor ($\cos \varphi_{inversor}$). Os inversores atualmente no mercado, em média, possuem uma gama de variação do fator de potência de operação de $0,8 \text{ indutivo} \leq \cos \varphi_{inversor} \leq 0,8 \text{ capacitivo}$.

4.4.2.3 Operação em ilha

Um dos serviços possíveis de prestar ao ORT e ao ORD pelas centrais FV relaciona-se com a possibilidade de funcionamento das redes elétricas em regime de ilha, no qual as centrais de PD e os consumidores formam um sistema de pequena dimensão com a alimentação dos consumidores a provir daquelas centrais.

Esta situação pode tornar-se relevante em caso de avaria ou incidente que leve à abertura da rede num determinado ponto, levando a que os consumidores apenas fiquem sem abastecimento de eletricidade enquanto se faz o reajuste entre a ilha e a rede (fecho/abertura de proteções).

A Figura 47 visa ilustrar duas situações de defeito, em que na situação 2 é formado uma ilha para abastecer alguns consumidores. Na situação 2, após a ocorrência de defeito os consumidores 4, 5, 6 e 7 ficam sem energia só o tempo de se efetuar a ligação em ilha. No entanto é de salientar, que sendo o recurso primário das centrais fotovoltaicas o Sol, e sendo este um recurso extremamente volátil é necessário um estudo prévio das condições de viabilidade da formação da ilha.

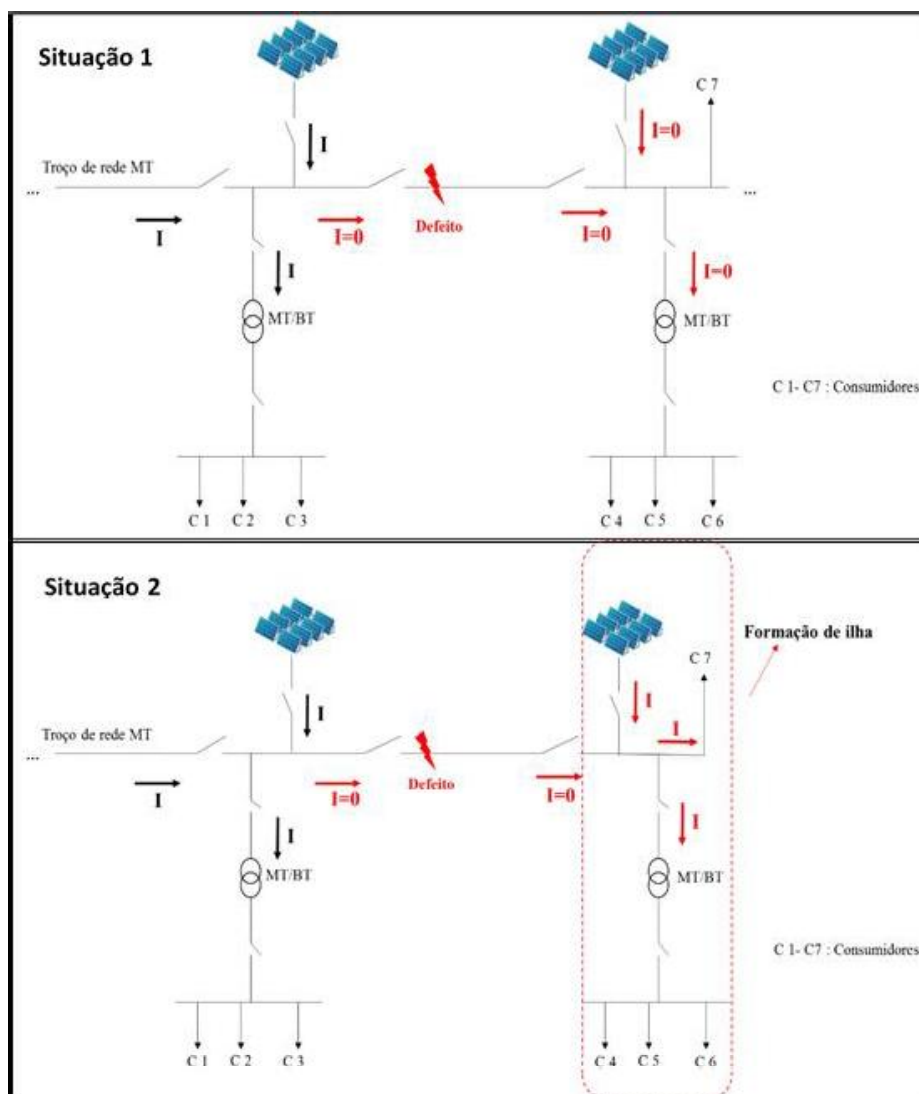


Figura 47: Comparação entre formação e não formação de ilha em caso de defeito no trecho de rede.

4.5 Centrais de energia virtuais

Uma central de energia virtual (ou *Virtual Power Plant* - VPP) pode ser definida como sendo um agregado de capacidade de diversas unidades de PD (com diferentes localizações geográficas ou não) que cria um único perfil de operação a partir dos parâmetros de cada unidade de PD (potência disponível, fator de potência, custos de energia, etc.).

Esta solução permite a agregação de diversas unidades de PD de pequena e média escala, formando uma VPP que tem escala e flexibilidade para participar, por exemplo, num mercado de energia [99]–[106]. A VPP não existe fisicamente, no sentido convencional, como uma unidade de produção de energia. Em vez disso, comanda um conjunto de unidades de PD

usando tecnologias de informação adequadas como se se tratasse de uma única instalação (Figura 48).

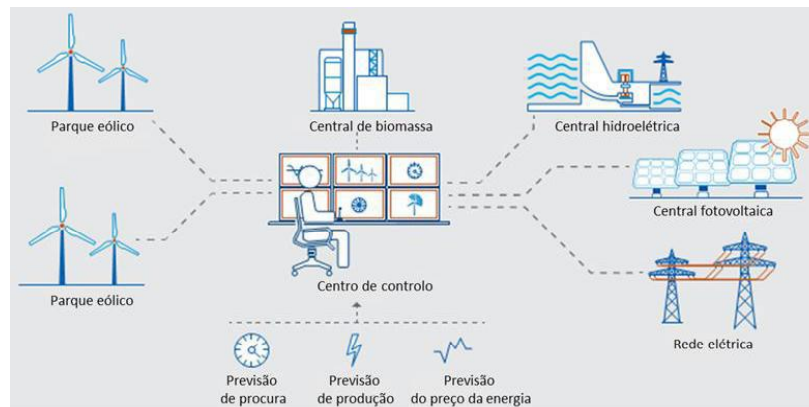


Figura 48: Esquema geral de uma VPP (Adaptado de [100]).

Segundo o “projeto Fenix” [101], a atividade de participação no mercado de energia e a gestão e suporte do sistema elétrico pelas VPP são descritas, respetivamente, como atividades “comercial” e “técnica”, que corresponde aos conceitos de VPP comercial (CVPP) e VPP técnica (TVPP).

A funcionalidade da TVPP passa por a gestão técnica da rede elétrica, na medida em que existe a possibilidade de prestação de serviços auxiliares, à rede, de acordo com os requisitos do OS. Em caso de desequilíbrio na rede, por exemplo, a TVPP ao realizar no momento um determinado serviço auxiliar, será alertada pelo OS que terá de aumentar ou reduzir a potência injetada na rede pelas suas unidades de produção.

Os inversores das centrais FV, sendo dispositivos relativamente flexíveis em relação aos modos de operação/controlo, referidos na secção 2.3.2 e considerando o sistema de controlo que será apresentado no capítulo seguinte, possibilitam que este tipo de unidades de PD prestem serviços auxiliares através do controlo da potência injetada. O operador da TVPP ao verificar que terá de aumentar ou reduzir a potência na rede elétrica, por determinadas razões, irá alertar o operador da central da ordem a cumprir. Estando a central FV (devido à existência de contrato de prestação de serviços auxiliares) obrigada à prestação de serviços, o operador da central está obrigado a responder à rede no momento em que receber a ordem por parte do operador da TVPP. No entanto, em caso de ser necessário um aumento da potência na rede, é crucial referir que, sendo a produção das centrais FV dependentes do recurso primário, estas poderão não ter disponibilidade imediata para a potência desejada.

No capítulo seguinte, será apresentado um sistema para controlo de inversores de centrais FV que irá clarificar a flexibilidade destas unidades adaptarem a potência a injetar na rede elétrica.

5. Sistema de controlo implementado

5.1 Descrição geral do sistema

O sistema de controlo implementado foi projetado e desenvolvido com o principal objetivo de assegurar: um controlo dinâmico do limite da potência ativa que pode ser injetada por uma central FV (P_{inj}^{max}) com um determinado valor de fator de potência ($\cos \varphi$). De forma a atingir este objetivo, o controlo é realizado através do ajuste dinâmico dos valores locais de *setpoints* do inversor, nomeadamente os *setpoints* de P_{inj}^{max} e de $\cos \varphi$.

O sistema, para além de permitir o controlo através de comandos locais (dentro da área da central FV), este também permite o controlo através de comandos remotos (através de uma ligação à internet). Por outro lado, o sistema de controlo pode ser usado, não só, para assegurar os valores de *setpoint* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ à saída do inversor, mas também, em alternativa, no Ponto de Interligação (PI) (tendo em conta o impacto da ligação entre a central FV e a rede recetora). Em suma, o sistema de controlo maximiza a potência ativa injetada (P_{inj}), bem como o $\cos \varphi$ desejado, considerando a produção disponível e assegurando $P_{inj} \leq P_{inj}^{max}$. O conceito geral do sistema desenvolvido encontra-se resumido no esquema apresentado na Figura 49.

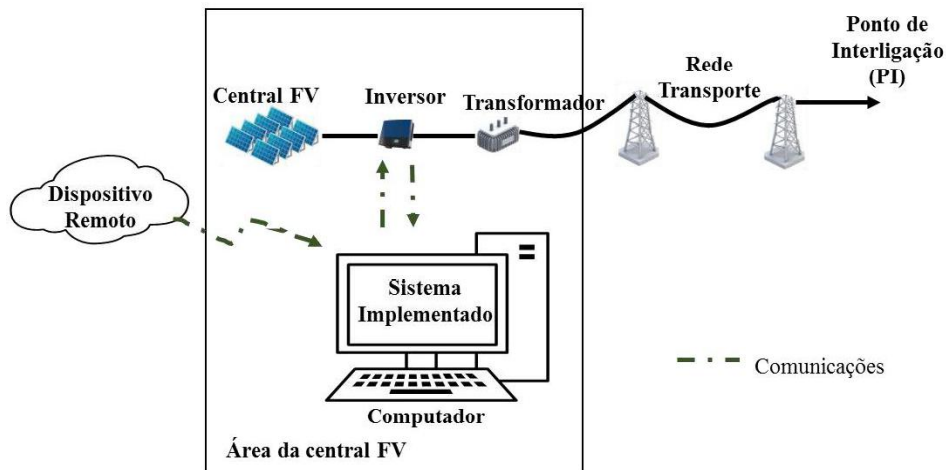


Figura 49: Conceito geral do sistema de controle implementado

5.2 Modos de funcionamento e estados de operação

O sistema de controle implementado apresenta três modos de funcionamento distintos: local, remoto e paragem de emergência do inversor (ver Figura 50).

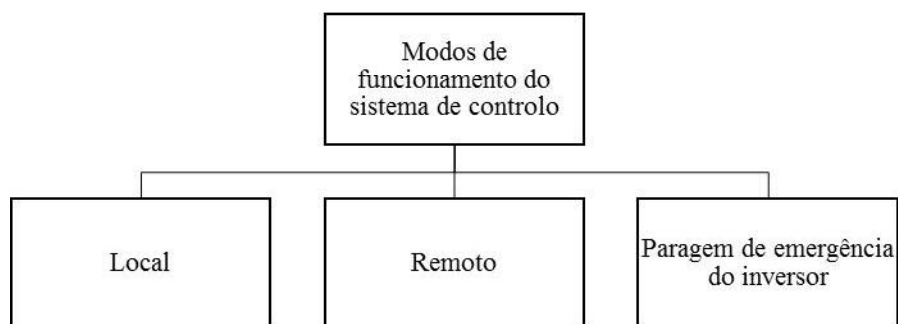


Figura 50: Modos de funcionamento do sistema de controle.

Por um lado, no modo local, os comandos são introduzidos pelo operador da central, através da definição de *setpoints* diretamente no computador local. Por outro lado, o modo remoto, permite ao sistema receber comandos remotos provenientes do operador da central FV e/ou provenientes dos operadores da rede/sistema, através do uso de um dispositivo com conexão à internet. Por fim, no modo paragem de emergência do inversor, o inversor é desligado não existindo qualquer injeção de energia.

Relativamente aos estados de operação, o sistema de controle permite operar no estado manual ou de perfil, de acordo com a Figura 51.

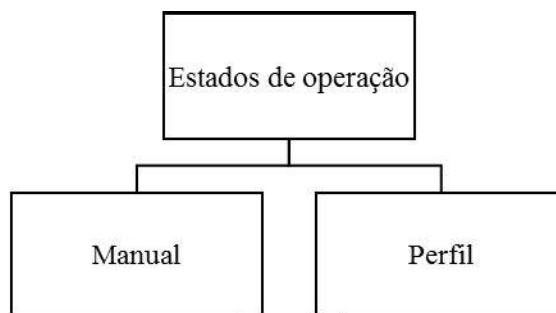


Figura 51: Estados de operação do sistema de controlo

No estado manual, os *setpoints* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ são definidos manualmente pelo operador da central FV, no modo local, ou por comandos remotos, no modo remoto, os quais serão mantidos até ordem em contrário. Por um lado, no estado perfil, o sistema segue um determinado perfil de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ previamente criado. Note-se que as ordens de comutação entre o estado manual e de perfil podem ser realizadas tanto no modo local como remoto. Por exemplo, o sistema pode estar a funcionar no estado manual definido no modo local e receber uma ordem remota para transitar para o estado perfil, passando a operar no modo remoto.

Devido à existência de um troço de rede/equipamentos entre o inversor e o PI (ver Figura 49), estes, têm influência sobre a potência de produção que transita em direção à rede levando a que os valores reais de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ possam sofrer alterações. Desse modo, o sistema de controlo desenvolvido permite, caso o operador da rede assim o deseje (aquando da configuração do sistema), mitigar estas perdas. Desta forma será possível definir os *setpoints* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ não à saída do inversor mas sim no PI.

5.3 Compensação das perdas

A compensação das perdas entre o inversor e o PI consiste num método que permite ajustar os *setpoints* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$, no inversor, de forma a garantir os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ desejados no PI. Para isso, será necessário ter o conhecimento prévio da influência do troço de rede/equipamentos desde o inversor (barramento i) até ao PI (barramento j), de acordo com a Figura 52.

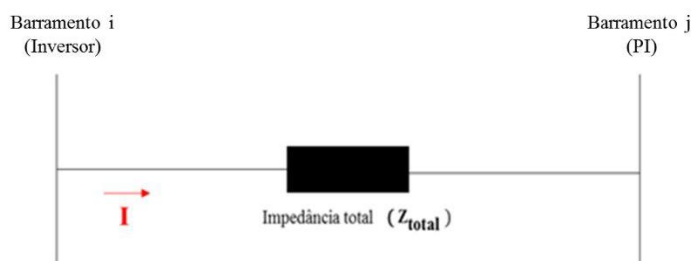


Figura 52: Esquema simplificado da rede elétrica entre o inversor e o PI.

Antes de se analisar o impacto do troço de rede/equipamentos e do algoritmo implementado para o mitigar e de forma a simplificar a análise e a sua apresentação optou-se pela seguinte nomenclatura:

- P_i – Potência ativa no barramento i (W);
- Q_i – Potência reativa no barramento i (var);
- p – Potência de perdas ativas (W)
- P_j – Potência ativa no barramento j;
- Q_j – Potência reativa no barramento j (var);
- q – Potência de perdas reativas (var)
- S_i – Potência aparente no barramento i;
- S_j – Potência aparente no barramento j;

Assumindo como sentido da corrente, o da Figura 52, $p = R \times I^2$ e $q = X \times I^2$ pode-se deduzir as seguintes expressões:

$$P_j = P_i - p \quad (5)$$

$$P_i = P_j + p \quad (6)$$

Sabendo que, $P_i = S_i \times \cos \varphi_i$ e $P_j = S_j \times \cos \varphi_j$, pode-se escrever a expressão (6) da seguinte forma:

$$S_i \times \cos \varphi_i = S_j \times \cos \varphi_j + p \quad (7)$$

Colocando a expressão em ordem a $\cos \varphi_i$ tem-se:

$$\cos \varphi_i = \frac{S_j \times \cos \varphi_j + p}{S_i} \quad (8)$$

A expressão (8) permitirá determinar o $\cos \varphi$, no inversor (barramento i), para se garantir um determinado valor de $\cos \varphi$, no PI (barramento j). No entanto, verifica-se que $\cos \varphi_i$ está dependente de S_j .

Sendo,

$$S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2} = \sqrt{(P_i - p)^2 + (Q_i - q)^2} = \sqrt{(S_i \times \cos \varphi_i - p)^2 + (S_i \times \sin \varphi_i - q)^2} \quad (9),$$

verifica-se que S_j está dependente de $\cos \varphi_i$. Visto que S_j e $\cos \varphi_i$ estão dependentes entre si, a solução passou pela utilização de um método iterativo. Para se utilizar o método iterativo existe a necessidade de uma estimativa inicial.

Sabendo que:

$$S_j \geq S_i - \sqrt{p^2 + q^2}. \quad (10)$$

E com recurso à expressão (8), determina-se uma primeira aproximação para $\cos \varphi_i$ assumindo:

$$S_j = S_i - \sqrt{p^2 + q^2}. \quad (11)$$

Com este valor de $\cos \varphi_i$, determina-se uma melhor estimativa de S_j recorrendo à equação (9), o qual será usado novamente em (8) para obter uma nova estimativa de $\cos \varphi_i$. Este processo repete-se até obter um erro inferior a 10^{-6} . Note-se que, será necessário adquirir os dados de produção (accedendo à informação disponibilizada pelo inversor) e ter conhecimento da impedância do troço de rede/equipamentos ($Z_{total} = R + jX$) (valores fornecidos aquando da configuração do sistema ver secção 5.5.1).

De forma a utilizar a compensação das perdas entre o inversor e o PI no sistema de controlo, criou-se o algoritmo da Figura 53 que irá permitir ajustar os *setpoints* de P_i^{max} e $\cos \varphi_i$. Portanto, os valores a enviar para o inversor serão P_i^{max} e $\cos \varphi_i$, sendo que o $\cos \varphi_i$ é obtido como resultado do algoritmo da Figura 53 e P_i^{max} através da equação:

$$P_i^{max} = P_{inj}^{max} + p \quad (12)$$

Algoritmo
$S_j = S_i - \sqrt{p^2 - q^2}$
FAZ {
$\cos \varphi_i = \frac{S_j \times \cos \varphi_j + p}{S_i}$
$S_j = \sqrt{(S_i \times \cos \varphi_i - p)^2 + (S_i \times \sin \varphi_i - q)^2}$
$\epsilon = \left \cos \varphi_j - \frac{P_i - p}{S_j} \right $
}
ENQUANTO ($\epsilon > 10^{-6}$)

Figura 53: Algoritmo para aplicação da compensação PI.

5.4 Modo remoto de operação

Como mencionado na secção 5.1, o sistema, para além de permitir o controlo através de comandos locais, também permite o controlo através de comandos remotos.

O modo remoto foi implementado tendo por base um formato específico de mensagens que podem ser enviadas pelo operador da central e/ou a partir do operador da rede. Como forma de minimizar possíveis erros na interpretação das mensagens, estas devem começar com a seguinte designação “#P=” para a ordem relacionada com o *setpoint* de P_{inj}^{max} e “#cos=” relacionada com o *setpoint* de $\cos \varphi$. Por exemplo, para enviar o *setpoint* $P_{inj}^{max} = 1500 W$ a mensagem deverá ser: “#P=1500” e para $\cos \varphi = 0,96$ a mensagem deverá ser “#cos=0.96”.

Adicionalmente, a aplicação pode também receber ambos os *setpoints* na mesma mensagem, por exemplo: “#P=1500#cos=0.96” ou “#cos=0.96#P=1500”. Existem mais três ordens possíveis a enviar para o inversor. A mensagem “#profile” que tem como objetivo mudar a aplicação para o estado perfil, a mensagem “#resume” que tem como finalidade repor os valores que estavam no inversor antes da última modificação. Finalmente, a mensagem “#stop” muda a aplicação para o modo paragem de emergência.

5.5 Arquitetura de software

O sistema de controlo foi implementado com base numa aplicação escrita em linguagem C, a qual se destina a ser executada num computador local com sistema operativo Windows. Apesar de a aplicação ter sido desenvolvida para esse sistema operativo, esta pode ser portada para um sistema operativo diferente (fazendo as devidas adaptações). Como se pode observar no esquema da Figura 1 o computador local necessita de estar conectado ao inversor de forma a obter os dados de produção e ajustar os *setpoints* (P_{inj}^{max} , $\cos \varphi$) neste. Para esta ligação

optou-se pelo uso do protocolo *Modbus TCP/IP* visto ser um dos protocolos amplamente disponível na maioria dos inversores comercializados [107]–[109].

Apesar do uso do protocolo *Modbus* aumentar a compatibilidade com a maioria dos inversores, a interoperabilidade do sistema operativo é complexa e difícil de garantir, uma vez que este protocolo é baseado em registos leitura/escrita e cada fabricante implementa a sua própria tabela de registos. No entanto, de forma a maximizar a interoperabilidade do sistema, a aplicação desenvolvida recorre a tabelas de suporte onde serão definidos os diversos parâmetros do sistema.

5.5.1 Tabelas de suporte ao sistema de controlo

As tabelas de suporte ao sistema são responsáveis, não só por fornecer os registos do inversor e as suas características, mas também, por definir o perfil P_{inj}^{max} , $\cos \varphi$ que deve ser seguido no estado perfil e por estabelecer a taxa de atualização para aplicação dos *setpoints* no PI bem como, por definir todos os parâmetros de início do inversor (por exemplo: valores iniciais dos registos de controlo, modo de operação, etc.). A fim de simplificar a interface do utilizador, foram implementadas três tabelas distintas, nomeadamente: *tabela de registos*, *tabela de inicialização* e *tabela de perfil*.

5.5.1.1 Tabela de registos

A *tabela de registos* fornece, ao sistema de controlo, todos os registos disponíveis (parâmetros do inversor) e suas propriedades: tamanho, formato e valores máximo e mínimo admissíveis (ver exemplo da Figura 54). É de salientar que, para a correta operabilidade do sistema, os registos de P_{inj}^{max} , $\cos \varphi$ têm de constar nesse ficheiro.

Em cada linha da *tabela de registos* está presente um registo do inversor e as suas sete características: *ID*, *Type*, *Format*, *Min_Value*, *Max_Value* and *Permissions*. O *ID* contém o número identificador do registo *Modbus*. O *Type* representa a dimensão e tipo de registo, e é composto por um caracter seguido de um número (ex.: “U32”). O caracter representa se o valor é com sinal (“S”) ou sem sinal (“U”) e o número indica a dimensão do registo em *bits*. Apesar de ser possível usar qualquer tipo de dimensão, o sistema de controlo atual, só está preparado para suportar 16 e 32 bits de precisão. Por exemplo, S32 significa que o registo representa um valor de 32 bits com sinal, enquanto que, U16 significa que o registo representa um valor de 16 bits sem sinal.

Para que o sistema consiga assumir números decimais (uma vez que os registos *Modbus* são apenas números inteiros), foi incluída a propriedade *Format*, a qual permite que um número decimal possa ser representado como um número inteiro. Note-se que esta propriedade deve ser definida de acordo com a documentação do inversor, de forma a ser corretamente aplicada pelo inversor. O *Format* é composto pela palavra “FIX” seguida de um número que representa o número de casas decimais a considerar. Por exemplo, quando o registo possui o valor 538 e é

“FIX2” significa que o valor é interpretado como tendo 2 casas decimais e é interpretado pelo inversor como 5,38. Ou seja, se se pretender escrever o valor 4,3 num registo de formato “FIX2” o valor a escrever deverá ser 430.

Na implementação atual, o sistema de controlo permite apenas 3 tipos de formatos: “FIX0”, sem nenhuma casa decimal, “FIX1”, com uma casa decimal, e “FIX2”, com duas casas decimais. O *Unit* indica a unidade do valor do registo, devendo mais uma vez, ser definida de acordo com a documentação do inversor, por exemplo, para a potência ativa a unidade pode ser o “W” ou o “kW”. Note-se que a unidade apenas é importante para a interação (interface) com o utilizador de forma a apresentar os valores com as grandezas e unidades corretas. Os campos *Min_value* e *Max_value* definem o limite mínimo e máximo do registo respetivamente e, portanto, devem ter em conta as especificações do inversor (limites).

Finalmente, a propriedade *Permissions* representa o tipo de acesso disponível ao registo, “R” se o registo apenas estiver disponível para leitura, “W” se o registo apenas estiver disponível para escrita e “RW” se o registo está disponível tanto para leitura como para escrita. A Figura 54 apresenta um exemplo de uma possível tabela de registos com quatro diferentes registos. Onde, por exemplo, o registo ID 40212 do inversor representa a potência ativa máxima, a qual permite um valor sem sinal de 32 bits com nenhuma casa decimal com um limite mínimo de 0 W e um limite máximo de 5 kW.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Description	Register	Type	Unit	Format	Min_value	Max_value	Permissions			
2	Power Factor Setpoint	40206	S32	cos()	FIX2	0.5	1	RW			
3	Max Active Power Setpoint	40212	U32	W	FIX0	0	5000	RW			
4	Max Reactive Power Setpoint	40202	S32	Var	FIX0	0	800	R			
5	Max Apparent Power Setpoint	40195	U32	VA	FIX0	0	9000	R			
6											
7											
8											
9											
10											
11											

Figura 54: Exemplo de uma *tabela de registos*.

5.5.1.2 Tabela de inicialização

A *tabela de inicialização* é responsável por todos os parâmetros de inicialização do sistema e condições iniciais. Esta tabela possui 10 parâmetros fixos que devem ser definidos, no entanto mais parâmetros podem ser adicionados de acordo com as necessidades específicas do inversor/sistema para operar da forma desejada.

A Figura 55, mostra um exemplo de uma *tabela de inicialização* onde se pode observar os 10 parâmetros fixos e mais 2 que são necessários para a configuração do modo de controlo do inversor em causa. Os parâmetros *Inv_IP* e *Inv_Port* correspondem ao endereço e porto do inversor para comunicação Ethernet. O campo *dT (min)* indica o intervalo de tempo (Δt) usado

na atualização dos valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ de acordo com o modo de operação. Por exemplo, se $dT (min) = 2$ significa que o sistema de controlo deve atualizar os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ a cada 2 minutos. O parâmetro *Init_state* tem como finalidade indicar ao sistema de controlo o estado em que deve iniciar, tomando dois valores possíveis “1” para o estado manual e “2” para o estado de perfil (ver secção 5.2).

No caso de se iniciar no estado manual, os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ devem ser preenchidos nos parâmetros *Init_Pmax* e *Init_cos* respetivamente. O parâmetro *PCC_comp* define se os *setpoints* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ são garantidos à saída CA do inversor ou no PI. Este parâmetro pode ser “none”, se for para garantir os *setpoints* de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ logo à saída do inversor (desprezando as perdas a jusante deste), ou “RX”, se for para garantir os *setpoints* no PI. *Inv_Stop* e *Inv_Start* são registos que indicam o início ou a paragem do funcionamento do inversor (note-se que, para a maioria dos inversores esses registos são o mesmo, diferenciando apenas o valor que deve ser escrito em cada um). Como esses registos não são preenchidos na *tabela registos*, as propriedades destes registos devem ser especificadas neste ficheiro. Para tal, a segunda coluna nesta tabela representa o ID do registo, a terceira e quarta o *Type* e *Format* dos registos (ver secção 5.5.1.1 para mais detalhes), e por fim, na quinta coluna, o valor que deve ser colocado no registo do inversor para iniciar ou parar o seu funcionamento.

Finalmente no exemplo apresentado na Figura 55 a linha 11 e 12 (*P_control* e *Cos_control*) representam dois parâmetros adicionados que são necessários, neste caso, para configurar o modo de operação deste inversor em particular (controlo da potência ativa e reativa, respetivamente). Note-se que, uma vez mais, as propriedades dos registos adicionais devem ser especificadas de forma semelhante aos parâmetros *Inv_Stop* e *Inv_Start*.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Inv_IP	127.0.0.1						
2	Inv_Port	502						
3	Local_Port	123						
4	dT (min)	1						
5	Ini_state	1						
6	init_Pmax	10000						
7	init_cos	0.96						
8	PCC_comp	none						
9	Inv_Stop	40009	U32	FIX0	381			
10	Inv_Start	40009	U32	FIX0	295			
11	Cos_contr	40200	U32	FIX0	1074			
12	P_control	40210	U32	FIX0	1077			
13								

Figura 55: Exemplo de uma *tabela de inicialização*.

5.5.1.3 Tabela de perfil

A *tabela de perfil* é responsável por fornecer o perfil de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ que o sistema de controlo deve seguir ao longo do dia. A Figura 56 mostra parte de um perfil de uma *tabela de perfil*. O perfil é subdividido em dias da semana, sábado, domingo e horário de verão e inverno. Cada linha da tabela é composta por um perfil de P_{inj}^{max} (em Watts) e $\cos \varphi$ para um tempo específico. Além disso, o intervalo de tempo entre duas linhas consecutivas é fixo e a primeira linha representa a meia-noite (00:00).

Portanto, o número total de linhas de perfil dá-nos o intervalo de tempo em que o perfil deve ser aplicado. Note-se que o perfil será seguido de acordo com a informação fornecida pelo relógio interno do computador, o qual deverá estar corretamente ajustado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	cos						Pmax					
2	Winter			Summer			Winter			Summer		
3	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday
4	1	0.96	1	1	0.96	1	9000	6000	7000	9000	6000	7000
5	1	1	1	1	1	1	8500	6500	7000	6000	7500	7000
6	0.96	1	1	0.96	1	0.96	9000	6000	7000	9000	6000	7000
7	1	0.96	1	1	0.96	1	8500	6500	7000	6000	7500	7000
8	1	1	1	1	1	1	9000	6000	7000	9000	6000	7000
9	0.96	1	1	0.96	1	0.96	8500	6500	7000	6000	7500	7000
10	1	0.96	1	1	0.96	1	9000	6000	7000	9000	6000	7000
11	1	1	1	1	1	1	8500	6500	7000	6000	7500	7000
12	0.96	1	1	0.96	1	0.96	9000	6000	7000	9000	6000	7000
13	1	0.96	1	1	0.96	1	8500	6500	7000	6000	7500	7000
14	1	1	1	1	1	1	9000	6000	7000	9000	6000	7000
15	0.96	1	1	0.96	1	0.96	8500	6500	7000	6000	7500	7000

Figura 56: Exemplo de uma parte da *tabela de perfil*.

5.5.2 Estrutura da aplicação desenvolvida

A aplicação desenvolvida foi estruturada em seis bibliotecas de código que são utilizados no programa principal: “main”. Na Figura 57 está ilustrado o diagrama que representa a interação entre cada biblioteca de código e o programa principal “main”. A biblioteca a tracejado “modbus” foi adaptada de uma versão disponível *online* por uma entidade denominada “LabJack” [110].

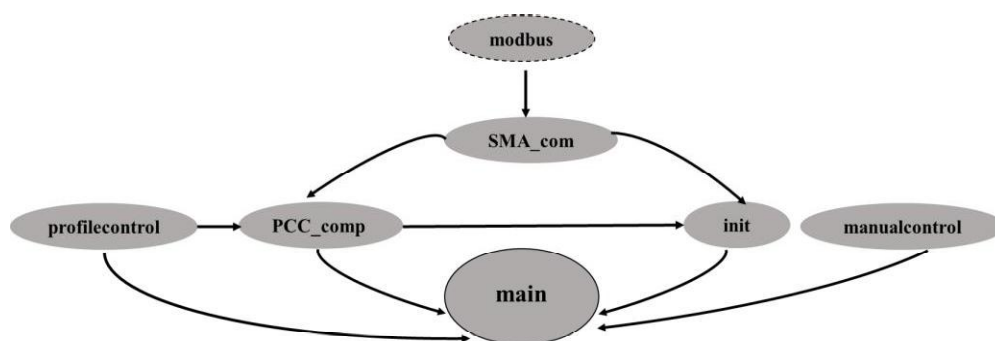


Figura 57: Vista geral da estrutura da aplicação.

5.5.2.1 Biblioteca Modbus

A biblioteca de código “*modbus*” contém todas as funções necessárias para a comunicação com o protocolo *Modbus*. Na Figura 58 está ilustrado as funções principais da biblioteca, onde as funções a verde são funções que foram utilizadas tal como estão originalmente disponibilizadas [110] e as funções a preto foram adaptadas por forma a poderem ser utilizadas na aplicação desenvolvida.

modbus
• uint16ToBytes (uint16Value, bytes);
• bytesToUint16 (bytes, uint16Value);
• uint32ToBytes (uint32Value, bytes);
• bytesToUint32 (bytes, uint32Value);
• readMultipleRegistersTCP (TCP_socket, address, numRegisters, data, fcode);
• writeMultipleRegistersTCP (TCP_socket, address, numRegisters, data);

Figura 58: Funções principais da biblioteca de código *modbus*.

Devido à estrutura e dimensão fixa dos registos *Modbus*, uma variável pode ter de ocupar mais do que um registo. Desse modo, a biblioteca original fornece quatro funções (*uint16ToBytes*, *bytesToUint16*; *uint32ToBytes* e *bytesToUint32*) que permitem converter a informação dos registos, em bruto, numa variável de 16 ou 32 bits e vice-versa.

A função *readMultipleRegistersTCP* e *writeMultipleRegistersTCP* são funções para ler e escrever, respetivamente, informação dos/nos registos, usando *Modbus* sobre *Transmission Control Protocol* (TCP). Sendo que, a *readMultipleRegistersTCP* permite a leitura de múltiplos registos sobre TCP e a *writeMultipleRegistersTCP* permite a escrita em múltiplos registos sobre TCP.

5.5.2.2 Biblioteca SMA_com

A biblioteca de código “SMA_com” contém as funções e estruturas globais à aplicação, ou seja, contém todas as funções e estruturas que serão utilizadas e partilhadas tanto no programa principal bem como nas restantes bibliotecas. Na Figura 59 está ilustrado as funções principais e as estruturas de dados da biblioteca.

A estrutura de dados “register” contém todos os parâmetros necessários para definir e operar um registo de um inversor. A “reg_table” é uma estrutura onde se guarda a informação relativa a alguns registos, antes de serem utilizados, e parâmetros auxiliares para a passagem de informação entre as diversas funções disponíveis. A estrutura de dados “start” contém todos os parâmetros necessários à inicialização da aplicação do sistema de controlo implementado. Na estrutura “state” é guardada a informação dos modos e estados de operação do sistema de controlo. As funções *format2value* e *value2format* tem como objetivo formatar (FIX0, FIX1 ou FIX2) a informação a ler/escrever de acordo com os requisitos dos registos do inversor (ver secção 1.5.1.1 para mais detalhes).

A função *startcommunication* tem como função estabelecer a comunicação (TCP/IP) da aplicação com o inversor. A função *NumberLinesFile* permite determinar o número de linhas presentes num determinado ficheiro (tabela). A função *MENU* é utilizada para a interação com o utilizador local. As funções *ES_write_in* e *ES_write_out* permitem entrar ou sair, respetivamente, no estado “Paragem Emergência Inversor”. A função *Inic_write_all* permite enviar ao inversor todos os valores de inicialização do sistema. As funções *read_register* e *write_register* são funções gerais que permitem a leitura e escrita, respetivamente, da informação de um dado registo.

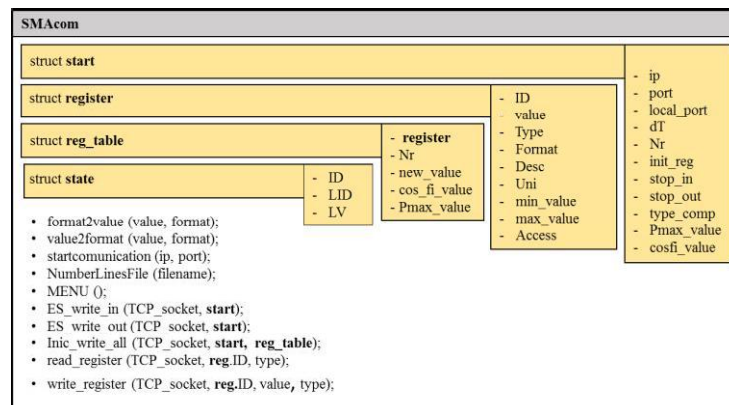


Figura 59: Funções e estruturas da biblioteca de código SMA_com.

5.5.2.3 Biblioteca Init

A biblioteca de código “Init” (Figura 60) contém apenas a função *system_initialization* responsável por inicializar as variáveis necessárias ao arranque da aplicação desenvolvida para o sistema de controlo, tendo em consideração os dados da *tabela de inicialização*. Para além disso, a função é também responsável por guardar toda a informação da *tabela de inicialização* nos devidos registos para que possa ser utilizada nas restantes bibliotecas.

init
<ul style="list-style-type: none">• <i>system_initialization</i> (TCP_socket, PCC, reg_table);

Figura 60: Função da biblioteca de código *Init*.

5.5.2.4 Biblioteca Manualcontrol

A biblioteca de código “*Manualcontrol*” (Figura 61) contém as funções utilizadas no estado “Manual” da aplicação do sistema de controlo. A função *MC_menu* é responsável por mostrar ao operador, no modo local, as opções de escolha disponíveis para este estado. *MC_read_file* é uma função que tem como objetivo guardar a informação da tabela de registos nas variáveis dos registos. A função *MC_write* é a função utilizada para enviar a informação introduzida pelo operador para o inversor. *MC_read_all* é uma função de leitura que é utilizada na comutação do modo manual para o modo remoto ou Paragem Emergência Inversor. Esta função faz a leitura da informação dos registos, guardando essa informação, de forma a repô-la, usando a função *MC_write_all* quando o sistema retornar ao modo manual. Finalmente, a função *MC_print_all* permite mostrar ao operador local, a informação atual de todos os registos do inversor disponíveis para leitura.

manualcontrol
<ul style="list-style-type: none">• <i>MC_menu</i>(reg_table);• <i>MC_read_file</i> (reg_table);• <i>MC_write</i> (TCP_socket, reg_table);• <i>MC_read_all</i> (TCP_socket, reg_table, values);• <i>MC_write_all</i> (TCP_socket, reg_table, values);• <i>MC_print_all</i> (TCP_socket, reg_table, values);

Figura 61: Funções da biblioteca de código *Manualcontrol*.

5.5.2.5 Biblioteca Profilecontrol

A biblioteca de código “*Profilecontrol*” contém as funções utilizadas na aplicação relativas ao estado “Perfil” do sistema de controlo. Na Figura 62 está ilustrado as funções principais da biblioteca, bem como, as estruturas de dados utilizadas. A estrutura “*PC_table*” contém a informação relativa aos registos e parâmetros auxiliares associados ao estado “Perfil”. A estrutura “*PC_profile*” contém o perfil de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ para a sua posterior utilização nas funções desta biblioteca. A função *PC_menu* é utilizada para mostrar o menu, do estado “Perfil” da aplicação do sistema de controlo, ao operador. *PC_read_file* é uma função que tem como objetivo guardar a informação proveniente da *tabela de registos* e da *tabela de perfil* nas respetivas estruturas. A função *show_profile* permite ao operador saber quais os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ do perfil que estão atualmente a ser aplicados ao sistema. Por fim, a função *profilecontrol* é responsável por verificar qual o perfil, P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ a seguir tendo em consideração a data e hora do relógio interno do computador local.

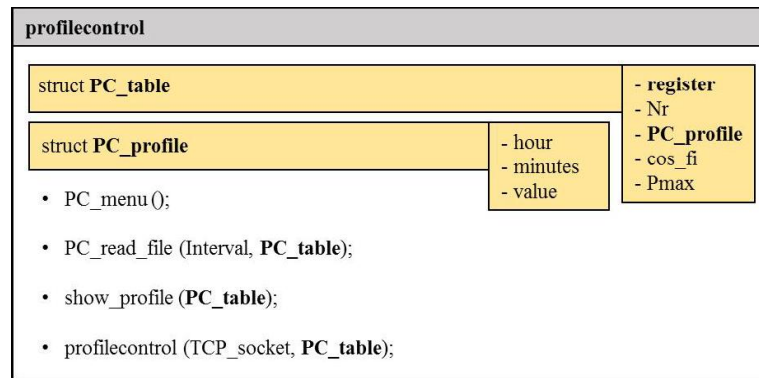


Figura 62: Funções da biblioteca de código *Profilecontrol*.

5.5.2.6 Biblioteca PCC_comp

A biblioteca de código “*PCC_comp*” contém as funções utilizadas no caso de compensação no PI. Na Figura 63 está ilustrado as funções principais e as estruturas de dados da biblioteca. A estrutura de dados “*PCC*” contém todos os parâmetros necessários à aplicação da compensação no PI pelo sistema de controlo. A função *PCC_read* é responsável por adquirir os valores atuais de tensão e potência aparente no lado CA do inversor e guardar a informação nas respetivas variáveis. *PCC_comp* é a função responsável por aplicar o algoritmo da compensação das perdas e fornecer os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ que devem ser enviados para o inversor recorrendo à função *PCC_write*.

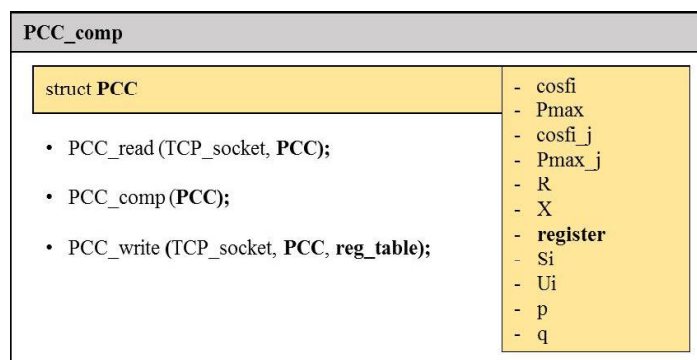


Figura 63: Funções da biblioteca de código *PCC_comp*.

5.5.2.7 Programa principal

O programa principal faz uso das bibliotecas referidas nas secções anteriores, para alcançar o resultado desejado pelo operador (tendo em conta os modos e estados de operação referidos anteriormente). O princípio de operação do programa principal para o sistema de controlo pode ser resumida recorrendo ao fluxograma presente na Figura 64.

Após a inicialização do sistema de controlo, onde a *tabela de inicialização* é lida e o sistema é configurado de acordo com a informação presente nessa tabela, o sistema verifica se é para seguir um dado perfil ou se existe alguma ordem local ou remota. Caso seja para seguir um determinado perfil, serão adquiridos os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ da *tabela de perfil* que correspondem à data e hora do relógio interno do computador. Caso contrário, para uma ordem remota, o sistema recebe os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$, enquanto que para uma ordem local o sistema de controlo pergunta ao utilizador local os valores. Em qualquer um dos casos, o sistema de controlo verifica se é para aplicar os valores diretamente ao inversor ou se necessita de compensar as perdas entre o inversor e o PI.

No caso de aplicação dos valores sem qualquer tipo de compensação, estes são enviados diretamente para os registos do inversor. Contudo, no caso de aplicação dos valores com compensação, o sistema de controlo adquire os valores atuais de tensão e potência aparente no lado CA do inversor, calcula os valores de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ que entram em conta com as perdas, e envia os valores com compensação para os registos no inversor.

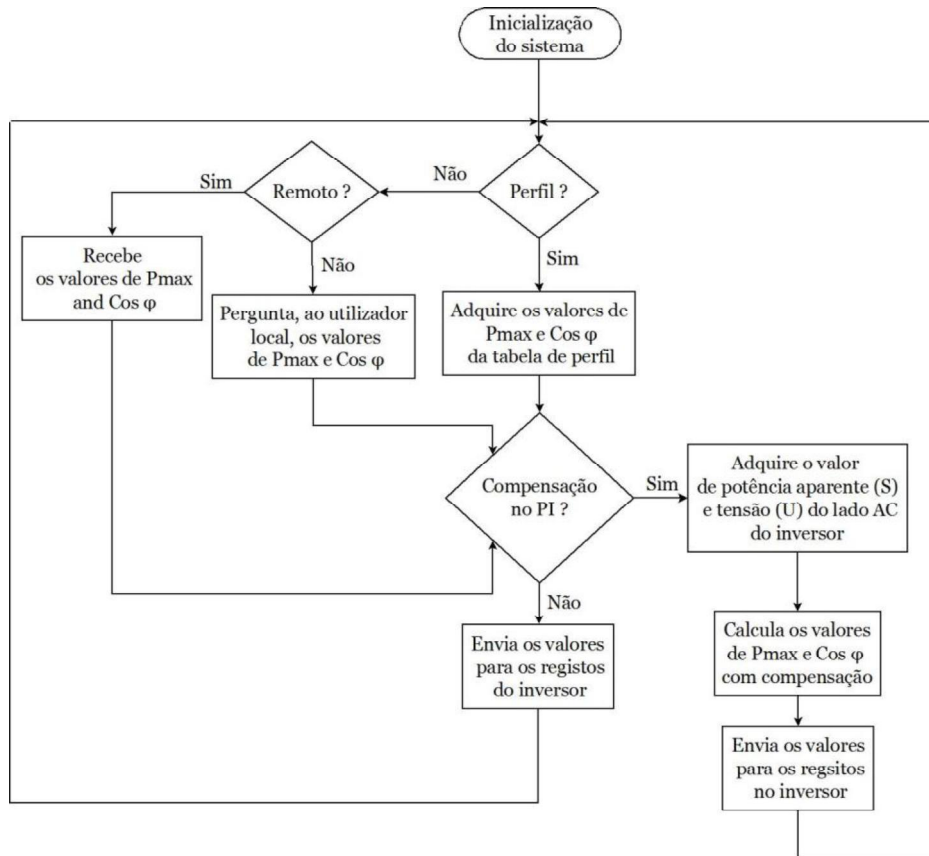


Figura 64: Fluxograma simplificado do funcionamento da aplicação do sistema de controlo.

6. Casos de Estudo

6.1 Introdução

Uma vez apresentada, a arquitetura de *software* da aplicação desenvolvida, é agora necessário apresentar o seu funcionamento em ambiente controlado. Para além disso, será também apresentado o ambiente de interação com o operador da central e o tratamento de ordens externas.

Desse modo, serão apresentados cinco casos de estudo distintos com o intuito de apresentar as diversas funcionalidades da aplicação, nomeadamente:

- Modo local sem compensação;
- Modo local com compensação;
- Modo remoto sem compensação;
- Modo remoto com compensação;
- Modo remoto com compensação e estado de paragem de emergência.

Para a apresentação dos casos de estudo recorreu-se a um ambiente controlado onde foram utilizados três dispositivos diferentes, de acordo com o esquema apresentado na Figura 65. O primeiro dispositivo designado por “Computador local”, é responsável por correr a aplicação desenvolvida e foi configurado com o endereço IP “192.168.1.108” e recebe as ordens remotas pela porta 1050. Para o segundo dispositivo, designado por “Inversor”, foi utilizado um computador com a aplicação “*Modbus PLC Simulator*”[111], o qual permite simular, de forma controlada, um inversor com o protocolo *Modbus*. Este foi configurado com o endereço IP “192.168.1.169” e com a porta “8888” para receber as mensagens *Modbus*. Finalmente, o

terceiro dispositivo, designado por “Computador Externo”, é responsável por correr a aplicação do cliente externo, enviando os comandos para o “Computador Local”.

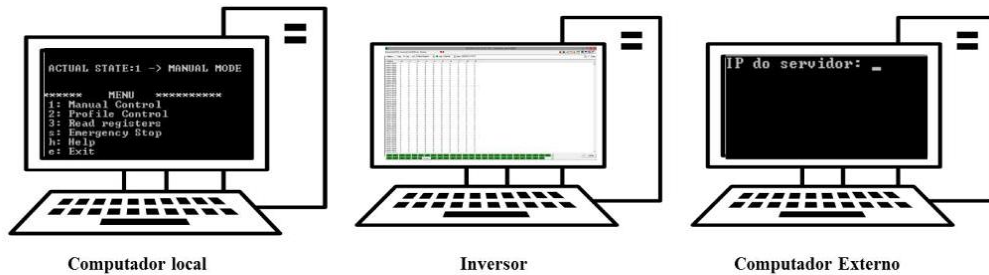


Figura 65: Esquema dos dispositivos utilizados para os casos de estudo.

6.2 Modo local sem compensação

Este caso de estudo tem como objetivo mostrar o funcionamento do sistema e a interação necessária com a aplicação, por parte do operador da central, de forma a colocar o inversor a operar em modo local no estado perfil sem se proceder a qualquer compensação. Para tal, o operador deverá seguir a ordem de ações presentes na Figura 66. Inicialmente, começa por configurar o sistema com os parâmetros necessários (preenchimento das tabelas auxiliares à aplicação), em seguida deve arrancar a aplicação e selecionar o estado de operação da aplicação como perfil. Por fim, visualiza os *setpoints* do perfil aplicado no “Inversor”.



Figura 66: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo local sem compensação.

6.2.1 Configuração do sistema

Para o presente caso de estudo, modo local sem compensação, considerou-se a parametrização da *tabela de inicialização* da Figura 67, a *tabela de registos* da Figura 68 e a *tabela de perfil* da Figura 69. Os *setpoints* iniciais (no arranque da aplicação) estão parametrizados como $P_{inj}^{max} = 300kW$ e $\cos \varphi = 0,96$ de acordo com a linha 6 e 7 da *tabela de inicialização* (ver Figura 67). Para além disso P_{inj}^{max} está associado ao registo 40212 do inversor e o $\cos \varphi$ ao registo 40206, como se pode observar pela linha 2 e 4 da *tabela de registos* (ver Figura 68). Por outro lado, foi definido iniciar o sistema no estado de operação manual (definindo para tal a linha 5 da *tabela de inicialização* com o valor 1). Finalmente, no que diz respeito à compensação, foi decidido não aplicar qualquer tipo de compensação, ou seja, os *setpoints* a aplicar no inversor não consideram as perdas no troço de rede e equipamentos, para tal o parâmetro correspondente na *tabela de inicialização*, linha 8, foi definido com o valor “none”.

	A	B	C	D	E	F
1	Inv_IP	192.168.1.169				
2	Inv_Port	8888				
3	Local_Port	1050				
4	dT (min)	1				
5	Ini_state	1				
6	init_Pmax	300000				
7	init_cos	0.96				
8	PCC_comp	none				
9	Inv_Stop	40009	U32	FIX0	381	
10	Inv_MPP	40009	U32	FIX0	295	
11	Cos_control	40200	U32	FIX0	1074	
12	P_control	40210	U32	FIX0	1077	
13						
14						

Figura 67: Tabela de inicialização para o caso de estudo: modo local sem compensação.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Description	Register	Type	Unit	Format	Min_value	Max_value	Permissions	
2	Power Factor Setpoint	40206	S32	cos()	FIX2	0.5	1	RW	
3	Max Active Power Setpoint	40212	U32	W	FIX0	0	350000	RW	
4	Max Reactive Power Setpoint	40202	S32	Var	FIX0	0	107404	R	
5	Max Apparent Power Setpoint	40195	U32	VA	FIX0	0	366109	R	
6									
7									

Figura 68: Tabela de registos para o caso de estudo: modo local sem compensação.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Reg1						Reg2						
2	Winter			Summer			Winter			Summer			
3	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	
4
5	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:31:00
6	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:32:00
7	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:33:00
8	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:34:00
9	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:35:00
10	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:36:00
11	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:37:00
12	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:38:00
13	0.958	1	1	0.958	1	1	306560	320000	320000	320000	320000	320000	14:39:00
14
15													

Figura 69: Tabela de perfil para o caso de estudo: modo local sem compensação.

6.2.2 Arranque da aplicação

Ao iniciar, a aplicação estabelece a comunicação entre o “Computador local” e o “Inversor”. Após o estabelecimento desta comunicação, a aplicação verifica qual o estado de inicialização (previamente definido na *tabela de inicialização*), aplica os *setpoints* iniciais de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ no “Inversor” (como se pode observar pelos valores do registo 40206 e 40212 do inversor presentes na Figura 70) e mostra o “MENU” das funções que estão disponíveis (como se pode observar na Figura 71). Na Figura 70 também é possível observar os valores dos registos adicionais de configuração do inversor (registos 40200 e 40210) necessários ao seu correto funcionamento de acordo com as linhas 11 e 12 da *tabela de inicialização*.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40061-40070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40071-40080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	300000	24809...	0	96	62914...	0	0	0	1077
40211-40220	70582...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 70: Visualização dos registos no “Inversor” para o caso de estudo: modo local sem compensação.

```
ACTUAL STATE:1 -> MANUAL STATE

***** MENU *****
1: Manual Control
2: Profile Control
3: Read registers
s: Emergency Stop
h: Help
e: Exit
```

Figura 71: Janela inicial da aplicação para o caso de estudo: modo local sem compensação.

6.2.3 Ativação do estado de operação perfil

Na ativação do estado de operação perfil é necessário selecionar a opção associada ao estado de operação perfil. Para tal, no “MENU” da aplicação deverá ser selecionada a opção “2: Profile Control” (ver Figura 71), surgindo na janela da aplicação a informação presente na Figura 72. Na Figura 73 é visível a mudança dos registos, no “Inversor” para o perfil definido na *tabela de perfil* para as 14 horas e 36 minutos, de domingo, visível na Figura 69.

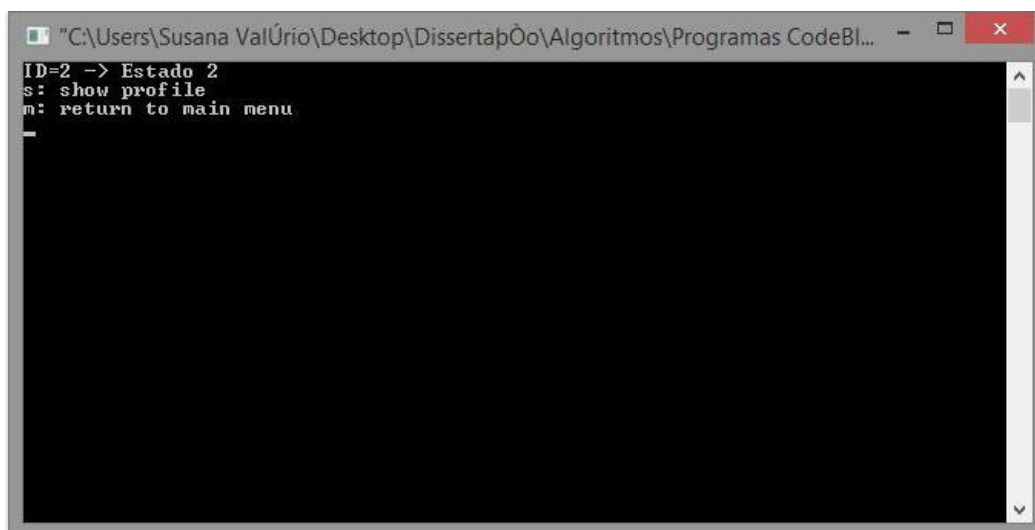
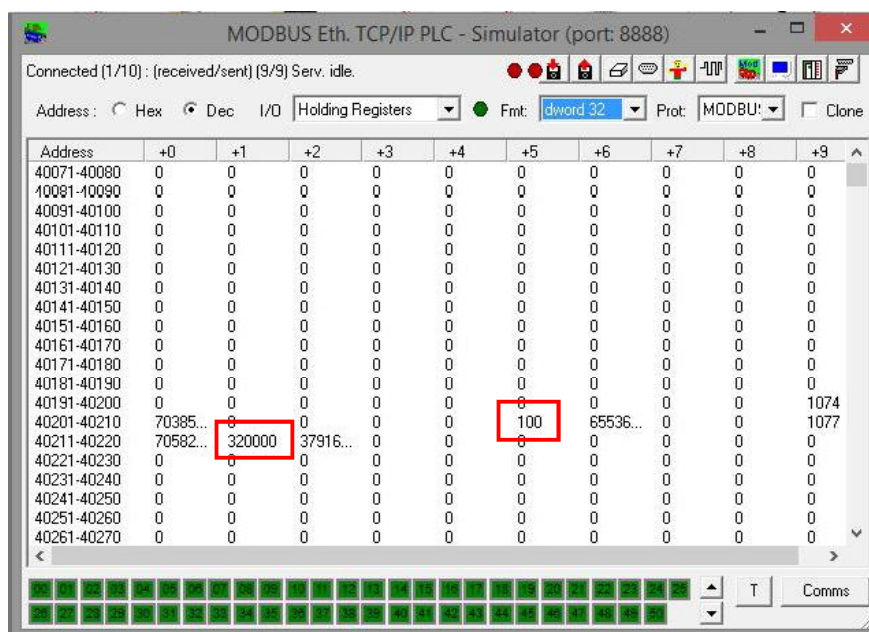


Figura 72: Janela da aplicação no estado de operação perfil para o caso de estudo: modo local sem compensação.



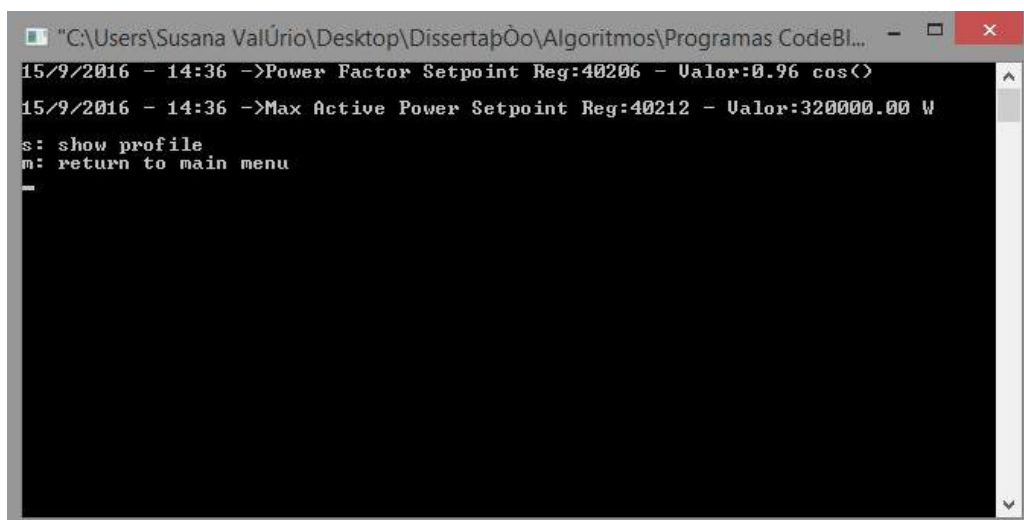
The screenshot shows the MODBUS Eth. TCP/IP PLC - Simulator interface. The table displays the following data:

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40071-40080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10081-10090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	100	65536...	0	0	1077
40211-40220	70582...	320000	37916...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 73: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores do perfil associado, para o caso de estudo: modo local sem compensação.

6.2.4 Visualização da informação relativa ao perfil

Para visualizar o perfil que está a ser aplicado no momento pela aplicação, é necessário selecionar a opção “s: show profile”, ver Figura 72, surgindo na janela da aplicação a informação presente na Figura 74. Como se pode observar pela Figura 74, os valores de *setpoint* do perfil estão de acordo com a informação presente nos registos do inversor (ver Figura 73). Por último, apenas de salientar que, caso se pretenda, é possível regressar ao “MENU” da aplicação bastando selecionar a opção “m: return to main menu”.



```
"C:\Users\Susana ValÚrio\Desktop\Dissertação\Algoritmos\Programas CodeBl... - [ ] [x]
15/9/2016 - 14:36 ->Power Factor Setpoint Reg:40206 - Uvalor:0.96 cos()
15/9/2016 - 14:36 ->Max Active Power Setpoint Reg:40212 - Uvalor:320000.00 W
s: show profile
m: return to main menu
```

Figura 74: Janela de visualização do perfil aplicado para o caso de estudo: modo local sem compensação.

6.3 Modo local com compensação

Este caso de estudo tem como objetivo mostrar o funcionamento do sistema em modo local, no estado manual, com compensação. Para tal o operador deverá seguir a ordem de ações presentes na Figura 75. O operador, começa por configurar o sistema (configuração das tabelas auxiliares à aplicação), em seguida faz o arranque da aplicação e seleciona o estado de operação como sendo o estado manual. Por fim, é feita a visualização dos *setpoints* aplicados no “Inversor”.



Figura 75: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo local com compensação.

6.3.1 Configuração do sistema

Para o presente caso de estudo, modo local com compensação, considerou-se a parametrização da *tabela de inicialização* da Figura 76, a *tabela de registos* da Figura 77 e a *tabela de perfil* da Figura 78.

Os *setpoints* iniciais (no arranque da aplicação) estão parametrizados como $P_{inj}^{max} = 300000\text{ W}$ e $\cos \varphi = 0,96$ de acordo com a linha 6 e 7 da *tabela de inicialização* (ver Figura 76). Para além disso, P_{inj}^{max} está associado ao registo 40212 do inversor e o $\cos \varphi$ ao registo 40206, como se pode observar pela linha 2 e 4 da *tabela de registos* (ver Figura 77). Por outro lado, foi definido iniciar a aplicação no estado de operação perfil (definindo para tal a linha 5 da tabela de inicialização com o valor 2). Para a aplicação do algoritmo de compensação, o parâmetro correspondente, na *tabela de inicialização*, linha 8, foi definido com o valor “RX” e as linhas 9 e 10 correspondem ao valor de resistência e reatância a considerar no cálculo da compensação. Por fim, ainda na *tabela de inicialização*, mais especificamente na linha 11 e 12, estão presentes as características dos parâmetros utilizados no cálculo da compensação (potência aparente disponível e tensão de saída, ver secção 5.3).

Como estamos em ambiente de simulação, surgiu a necessidade de inserir manualmente os seus valores, no “Inversor”, simulando assim o funcionamento real de um inversor numa central. Para tal foram considerados os valores de 320 kVA para a potência aparente disponível e 30 kV para a tensão de saída, como se pode observar na Figura 79. De notar que estes valores devem ser inseridos já no seu devido formato (“FIX0” e “FIX2”, respetivamente).

	A	B	C	D	E	F
1	Inv_IP	192.168.1.169				
2	Inv_Port	8888				
3	Local_Port	1050				
4	dT (min)	1				
5	Ini_state	2				
6	init_Pmax	300000				
7	init_cos	0.96				
8	PCC_comp	RX				
9	R	10.0542				
10	X	53.6666954				
11	Si_inv	30813	S32	FIX0		
12	Ui	30783	U32	FIX2		
13	Inv_Stop	40009	U32	FIX0	381	
14	Inv_MPP	40009	U32	FIX0	295	
15	Cos_control	40200	U32	FIX0	1074	
16	P_control	40210	U32	FIX0	1077	
17						

Figura 76: Tabela de inicialização para o caso de estudo: modo local com compensação.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Description	Register	Type	Unit	Format	Min_value	Max_value	Permissions	
2	Power Factor Setpoint	40206	S32	cos()	FIX2	0.5	1	RW	
3	Max Active Power Setpoint	40212	U32	W	FIX0	0	350000	RW	
4	Max Reactive Power Setpoint	40202	S32	Var	FIX0	0	107404	R	
5	Max Apparent Power Setpoint	40195	U32	VA	FIX0	0	366109	R	
6									
7									

Figura 77: Tabela de registros para o caso de estudo: modo local com compensação.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Reg1						Reg2						
2	Winter			Summer			Winter			Summer			
3	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	Week	Saturday	Sunday	
4
5	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:17:00
6	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:18:00
7	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:19:00
8	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:20:00
9	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:21:00
10	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:22:00
11	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:23:00
12	0.958	0.958	1	0.958	0.958	1	306560	306560	320000	306560	306560	320000	21:24:00
13
14													

Figura 78: Tabela de perfil para o caso de estudo: modo local com compensação.

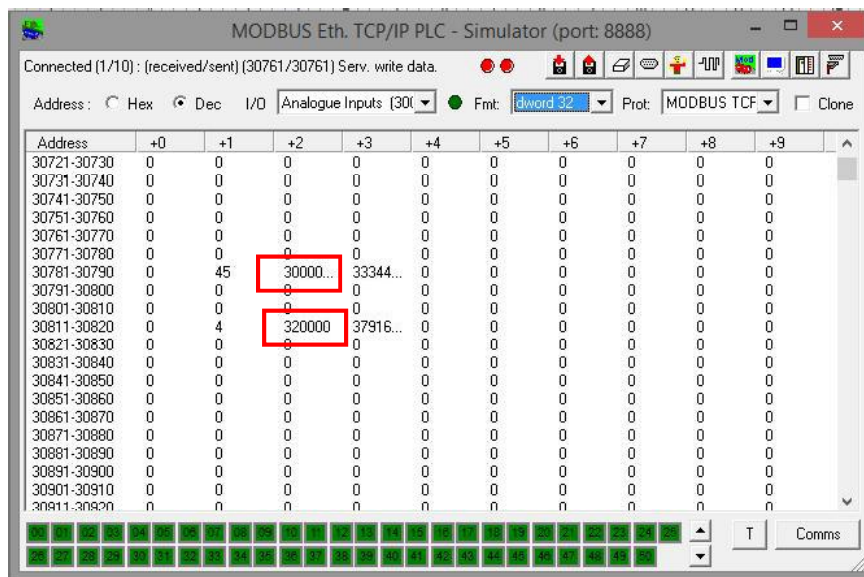


Figura 79: Visualização dos valores dos registros de simulação de potência aparente disponível e tensão de saída, no “Inversor” para o caso de estudo: modo local com compensação.

6.3.2 Arranque da aplicação

Ao iniciar e após estabelecer a comunicação com o “Inversor”, a aplicação aplica os *setpoints* de perfil de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ no “Inversor” como se pode observar pelos valores do registo 40212 e 40206 do inversor presentes na Figura 80. O perfil aplicado corresponde a um dia de semana às 21 horas e 19 minutos em horário de Verão, o qual foi modificado tendo em consideração os valores fornecidos pelo algoritmo de compensação. Neste caso, para o perfil assinalado na Figura 78, considerando os valores da potência aparente disponível e da tensão de saída mencionados em 6.3.1 e os valores de “R” e “X” da *tabela de inicialização* (Figura 76), os valores finais a aplicar, resultantes da aplicação do algoritmo apresentado na secção 5.3 são $P_{inj}^{max} = 307704 \text{ We } \cos \varphi = 0,95$. Estes valores estão apresentados na Figura 80, onde também se pode observar que estes aparecem devidamente formatados de acordo com a tabela de registos da Figura 77, ou seja, o $\cos \varphi$ sendo “FIX2” é escrito no “Inversor” como 95.

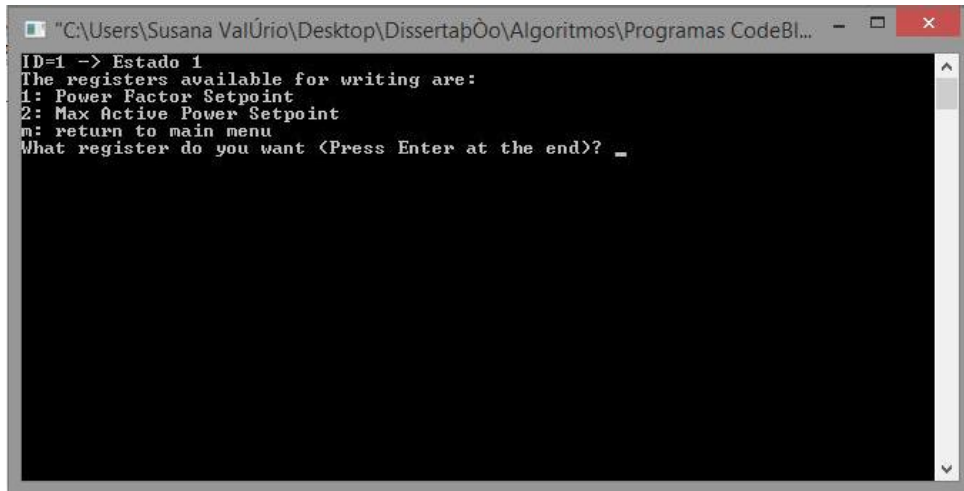
Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	95	62259...	0	0	1077
40211-40220	70582...	307704	29858...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 80: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo local com compensação.

6.3.3 Ativação do estado de operação manual

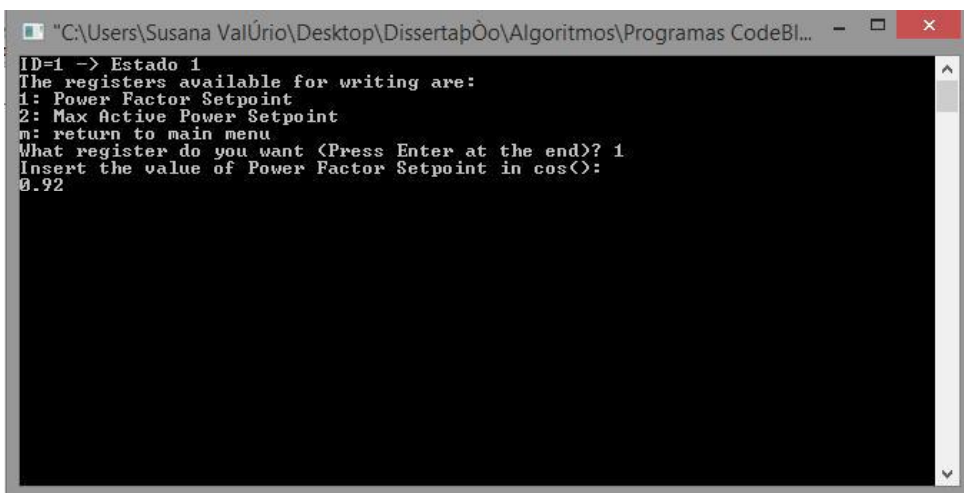
Para a ativação do estado de operação manual, será necessário selecionar a opção associada ao estado de operação manual, selecionando a opção “1: Manual Control” no “MENU” da aplicação, visualizando-se em seguida a informação da Figura 81. Em seguida, seleciona-se os registos que se pretende alterar, escolhendo “1: Power Factor Setpoint” para o $\cos \varphi$ e “2: Max Active Power Setpoint” para a P_{inj}^{max} . Para este caso de estudo, considerou-se que se pretendia alterar o valor de P_{inj}^{max} para 40000 W e $\cos \varphi$ para 0,92. Sendo assim, começou-se por escolher a opção “1: Power Factor Setpoint” e em seguida digitou-se o valor 0,92 (ver Figura 82). Para modificar o valor de P_{inj}^{max} , selecionou-se a opção “2: Max Active Power Setpoint” e em seguida digitou-se o valor 40000 (ver Figura 83). Como os valores a aplicar têm de ter em

conta a compensação das perdas, os valores mencionados anteriormente não foram diretamente aplicados. Os valores finais aplicados, resultantes da aplicação do algoritmo apresentado na secção 5.3 passaram a ser: $P_{inj}^{max} = 41144 \text{ W}$ e $\cos \varphi = 0,91$, como se pode observar pela Figura 84.



```
"C:\Users\Susana ValÚrio\Desktop\DissertaçÕo\Algoritmos\Programas CodeBl... - □ ×
ID=1 -> Estado 1
The registers available for writing are:
1: Power Factor Setpoint
2: Max Active Power Setpoint
m: return to main menu
What register do you want <Press Enter at the end>? _
```

Figura 81: Janela da aplicação, no estado de operação manual, para o caso de estudo: modo local com compensação.



```
"C:\Users\Susana ValÚrio\Desktop\DissertaçÕo\Algoritmos\Programas CodeBl... - □ ×
ID=1 -> Estado 1
The registers available for writing are:
1: Power Factor Setpoint
2: Max Active Power Setpoint
m: return to main menu
What register do you want <Press Enter at the end>? 1
Insert the value of Power Factor Setpoint in cos():
0.92
```

Figura 82: Janela da aplicação, no *setpoint* de $\cos \varphi$, para o caso de estudo: modo local com compensação.

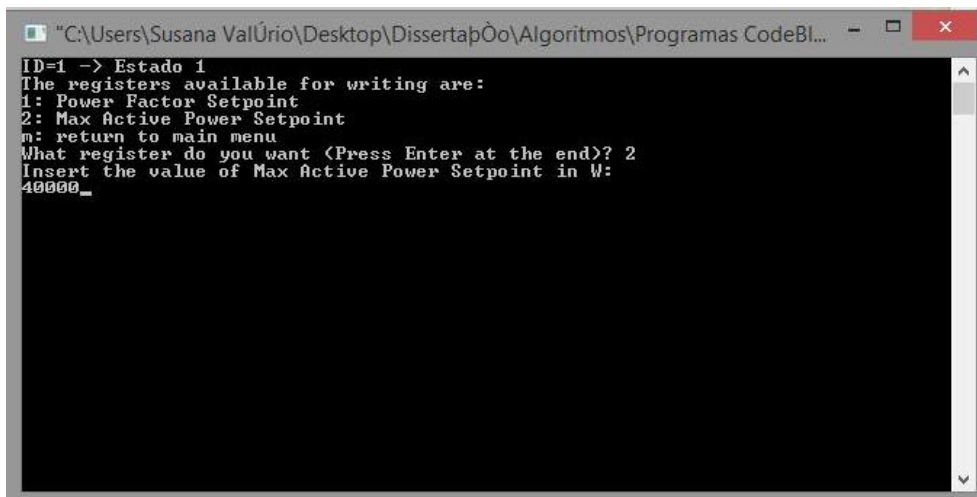


Figura 83: Janela da aplicação, no *setpoint* de P_{inj}^{max} , para o caso de estudo: modo local com compensação.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	91	59637...	0	0	1077
40211-40220	70582...	41144	26964...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40281-40290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40291-40300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40301-40310	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40311-40320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 84: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores de *setpoint* introduzidos, para o caso de estudo: modo local com compensação.

6.3.4 Visualização da informação de todos os registos definidos na tabela de registos no inversor

Para visualizar a informação de todos os registos definidos na *tabela de registos* (Figura 77) é necessário seleccionar a opção “3: Read Registers”, do “MENU” da aplicação, surgindo na janela da aplicação a informação presente na Figura 85.

```

C:\Users\Susana ValÚrio\Desktop\DissertapÓo\Algoritmos\Programas CodeBl...
Power Factor Setpoint=0.910000 cos()
Max Active Power Setpoint=41144.000000 W
Max Reactive Power Setpoint=52926.000000 Var
Max Apparent Power Setpoint=67037.000000 VA
Press n to return to main menu...

```

Figura 85: Janela da aplicação, para visualização de todos os registos definidos na *tabela de registos*, para o caso de estudo: modo local com compensação.

6.4 Modo remoto sem compensação

Este caso de estudo, modo remoto sem compensação, tem como objetivo mostrar o funcionamento do sistema, em relação a tratamento de uma ordem remota para colocar o “Inversor” no estado perfil. Para tal o operador deverá seguir a ordem de ações presentes na Figura 86. Inicialmente, começa por configurar o sistema com os parâmetros necessários (preenchimento das tabelas auxiliares à aplicação), em seguida deve arrancar a aplicação e remotamente selecionar o estado de operação da aplicação como perfil. Por fim, visualiza os *setpoints* do perfil aplicado no “Inversor”.



Figura 86: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto sem compensação.

6.4.1 Configuração do sistema

Para o presente caso de estudo, modo remoto sem compensação, considerou-se a mesma parametrização do caso de estudo: modo local sem compensação (ver secção 6.2 *tabela de inicialização* da Figura 67, a *tabela de registos* da Figura 68 e a *tabela de perfil* da Figura 69. Desse modo, o sistema foi definido para iniciar no estado de operação manual, sem qualquer tipo de compensação, com os *setpoints* iniciais $P_{inj}^{max} = 300 \text{ kW}$ e $\cos \varphi = 0,96$.

6.4.2 Arranque da aplicação

Como se pode observar pelos valores dos registos do inversor, ver Figura 87, a aplicação aplicou os *setpoints* iniciais de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ de acordo com a *tabela de inicialização*.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40201-40210	70385...	300000	24809...	0	0	96	52914...	0	0	1074
40211-40220	70582...	0	0	0	0	0	0	0	0	1077
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 87: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.

6.4.3 Ativação do estado perfil remotamente

Para ativação do estado de perfil remotamente é necessário que o operador envie uma mensagem para o “Computador local” (IP: 192.168.1.108 e Porta: 1050). De forma a simular o operador remoto foi desenvolvida uma aplicação simples em linguagem de programação C que permite enviar mensagens por *socket* TCP/IP (ver Figura 88). Para o operador remoto, enviar a ordem de comutação da aplicação local para o estado perfil, este envia a mensagem “#profile” para o “Computador local”, como se pode observar na janela da aplicação remota implementada da Figura 88. Na Figura 89 é visível a mudança dos registos, no “Inversor” para o perfil definido na *tabela de perfil* para um dia de semana às 21 horas e 19 minutos em horário de Verão, visível na Figura 78.

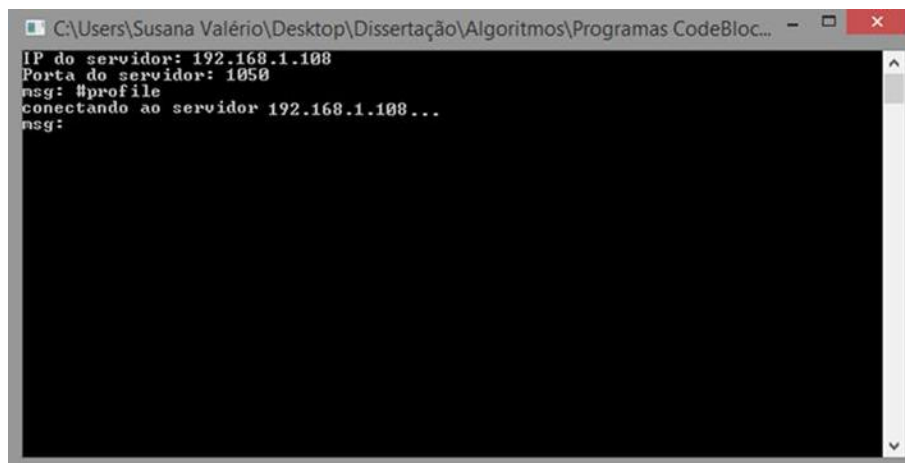


Figura 88: Janela da aplicação remota, após envio de ordem para mudança para o estado perfil, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40071-40080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	306560	29108...	0	0	96	62914...	0	0	1077
40211-40220	70582...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 89: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores do perfil associado, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.

6.4.4 Visualização da informação

A aplicação local após receber a ordem de comutação para o estado perfil, mostra os valores de perfil aplicados no “Inversor”, como se pode observar pela Figura 90. Como se pode observar, os valores de *setpoint* do perfil estão de acordo com a informação presente nos registos do inversor (ver Figura 89). Por último, apenas de salientar que, caso se pretenda, é possível regressar ao “MENU” da aplicação local, pressionando a tecla “r”.

```

"C:\Users\Susana Valúrio\Desktop\Dissertação\Algoritmos\Programas CodeBl...
#####
##### EXTERNAL COMMAND #####
#####
#
# WARNING: System blocked for external commands. #
#
# To break this operation press r key. #
#
#####
External profile mode!
20/9/2016 - 19:14 ->Power Factor Setpoint Reg:40206 - Uvalor:0.96 cos<
20/9/2016 - 19:14 ->Max Active Power Setpoint Reg:40212 - Uvalor:306560.00 W

```

Figura 90: Janela da aplicação local, após receber a ordem de mudança para o estado perfil, para o caso de estudo: modo remoto sem compensação.

6.5 Modo remoto com compensação

Este caso de estudo, modo remoto com compensação, tem como objetivo mostrar o funcionamento do sistema em relação a tratamento de uma ordem remota para colocar o “Inversor” no estado manual com compensação. Para tal o operador deverá seguir a ordem de ações presentes na Figura 91. Inicialmente, começa por configurar o sistema com os parâmetros necessários (preenchimento das tabelas auxiliares à aplicação), em seguida deve arrancar a aplicação e remotamente digitar os valores de *setpoint* a enviar para a aplicação local. Por fim, visualiza os *setpoints* do perfil aplicado no “Inversor”.



Figura 91: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto com compensação.

6.5.1 Configuração do sistema

Para o presente caso de estudo, modo remoto com compensação, considerou-se a mesma parametrização do caso de estudo: modo local com compensação (ver secção 6.3 e *tabela de inicialização* da Figura 76, a *tabela de registos* da Figura 77 e a *tabela de perfil* da Figura 78). Desse modo, o sistema foi definido para iniciar no estado de operação perfil, com aplicação de compensação, com os *setpoints* assinalados na *tabela de perfil* da Figura 78.

6.5.2 Arranque da aplicação

Como se pode observar pelos valores dos registos do inversor, ver Figura 92, a aplicação aplicou os *setpoints* iniciais de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ de acordo com a *tabela de perfil* e o algoritmo de compensação (ver secção 5.3).

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	95	62259...	0	0	1077
40211-40220	70582...	307704	29858...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 92: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto com compensação.

6.5.3 Ativação do estado de operação manual remotamente

Para o operador remoto enviar a ordem remota de comutação da aplicação local para o estado manual com os *setpoints* de $P_{inj}^{max} = 210 \text{ kW}$ e $\cos \varphi = 0,94$, este deve enviar a mensagem “#p=210000#cos=0.94” para o “Computador local”, como se pode observar na janela da aplicação remota implementada (ver Figura 93). Na Figura 94 é visível a mudança dos registos, no “Inversor”.

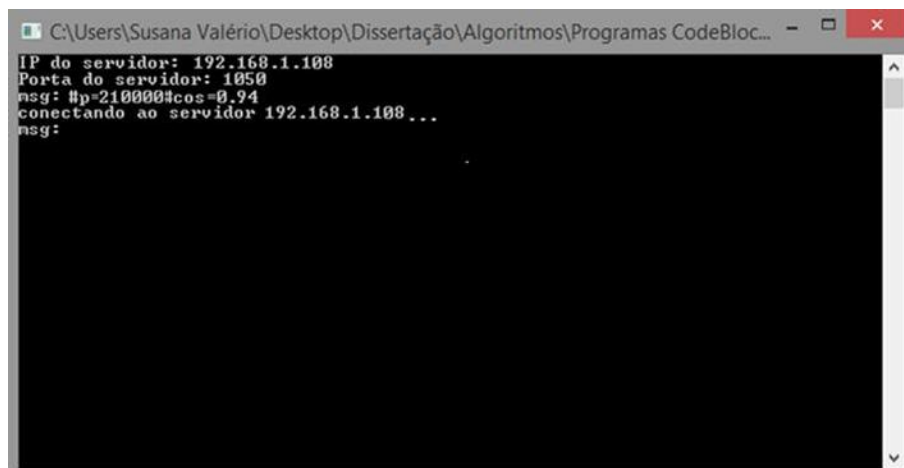


Figura 93: Janela da aplicação remota, após envio de *setpoints*, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.

The simulator interface shows a table of registers with the following data:

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	93	60948...	0	0	1077
40211-40220	70582...	211144	95263...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 94: Visualização dos registos, no “Inversor”, com os valores de *setpoints* recebidos, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.

6.5.4 Visualização da informação

A aplicação local após receber os *setpoints* remotos, mostra os valores na sua janela de interação com o operador da central, como se pode observar pela Figura 95. Na Figura 95 é possível observar que, os valores de *setpoint* recebidos são diferentes dos valores presentes nos registos do inversor, devido à compensação (ver Figura 94).

```

"C:\Users\Susana ValÚrio\Desktop\Dissertabão\Algoritmos\Programas CodeBl...
#####
##### EXTERNAL COMMAND #####
#####
#
# WARNING: System blocked for external commands. #
#
# To break this operation press r key. #
#
#####

External P/Cos mode
210000 W; 0.94 cos(<);

```

Figura 95: Janela da aplicação local, após receber os *setpoints* remotos, para o caso de estudo: modo remoto com compensação.

6.6 Modo remoto com compensação e estado paragem de emergência

Este caso de estudo, modo remoto com compensação e estado paragem de emergência, tem como objetivo mostrar o funcionamento do sistema, a interação do operador da central com a aplicação e a receção de ordens remotas de forma a colocar o “Inversor” a operar em modo remoto com compensação no estado paragem de emergência. Para tal o operador deverá seguir a ordem de ações presentes na Figura 96. Inicialmente, começa por configurar o sistema com os parâmetros necessários (preenchimento das tabelas auxiliares à aplicação), em seguida deve arrancar a aplicação e remotamente selecionar o estado paragem de emergência. Por fim, visualiza a informação correspondente ao estado aplicado no “Inversor”.



Figura 96: Diagrama de funcionamento da aplicação em modo remoto com compensação e estado paragem de emergência.

6.6.1 Configuração do sistema

Para o presente caso de estudo, modo remoto com compensação, considerou-se a mesma parametrização do caso de estudo: modo local com compensação (ver secção 6.3 e *tabela de inicialização* da Figura 76, a *tabela de registos* da Figura 77 e a *tabela de perfil* da Figura 78). Desse modo, o sistema foi definido para iniciar no estado de operação perfil, com aplicação de compensação, com os setpoints assinalados na *tabela de perfil* da Figura 78.

6.6.2 Arranque da aplicação

Como se pode observar pelos valores dos registos do inversor, ver Figura 92, a aplicação aplicou os *setpoints* iniciais de P_{inj}^{max} e $\cos \varphi$ de acordo com a *tabela de perfil* e o algoritmo de compensação (ver secção 5.3), resultando no valor de $P_{inj}^{max} = 307704 \text{ We } \cos \varphi = 0,95$.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40121-40130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40131-40140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40141-40150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40151-40160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40161-40170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40171-40180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40181-40190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40191-40200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1074
40201-40210	70385...	0	0	0	0	95	62259...	0	0	1077
40211-40220	70582...	307704	29858...	0	0	0	0	0	0	0
40221-40230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40231-40240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40241-40250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40251-40260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40261-40270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40271-40280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 97: Visualização dos registos, no “Inversor” para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado paragem de emergência.

6.6.3 Ativação do estado paragem de emergência remotamente

Para o operador remoto enviar a ordem de comutação da aplicação para o estado paragem de emergência, este deve enviar a mensagem “#stop” para o “Computador local”, como se pode observar na janela da aplicação remota implementada da Figura 98.

```

C:\Users\Susana Valério\Desktop\Dissertação\Algoritmos\Programas CodeBloc...
IP do servidor: 192.168.1.108
Porta do servidor: 1050
msg: #stop
conectando ao servidor 192.168.1.108...
msg: _

```

Figura 98: Janela da aplicação remota, após envio de ordem para mudança para o estado paragem de emergência, para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado de emergência.

6.6.4 Visualização da informação

A aplicação local após receber a ordem de comutação para o estado paragem de emergência, mostra a janela de interação com o operador da central que pode ser observada na Figura 99. Na Figura 100 é visível a mudança do registo associado ao estado de operação do inversor, de acordo com o definido na tabela de inicialização da Figura 77, no “Inversor”.

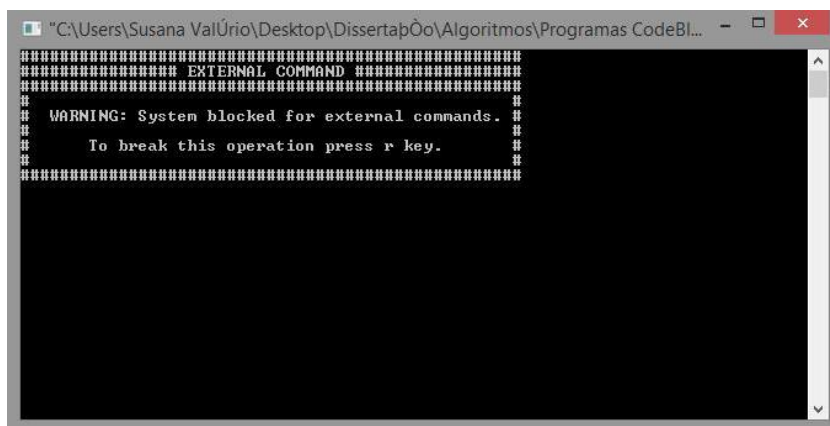


Figura 99: Janela da aplicação local, após receber a ordem de mudança para o estado paragem de emergência, para o caso de estudo: modo remoto com compensação e estado de emergência.

Address	+0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
40001-40010	0	0	0	0	0	0	0	0	381	24969...
40011-40020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40021-40030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40031-40040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40041-40050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40051-40060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40061-40070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40071-40080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40081-40090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40091-40100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40101-40110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40111-40120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 100: Visualização da mudança do valor do registo de controlo da operação do inversor no “Inversor” para o estado de paragem.

7. Conclusão

A elevada integração de unidades de produção distribuída na rede elétrica tem vindo a produzir efeitos para os quais as redes não foram dimensionadas. O estabelecimento de limites à potência destas unidades (global e individual) tem sido uma das medidas mais comumente utilizadas. Estes limites são frequentemente, muito conservadores, uma vez que são estabelecidos considerando regimes extremos (carga mínima na rede e produção máxima das unidades de produção distribuída). No caso das centrais fotovoltaicas, estes limites determinam o máximo de potência a injetar na rede elétrica, mesmo existindo viabilidade técnica (existência de maior consumo na rede nesse período) e produção disponível por parte da central. Tornou-se, portanto, crucial encontrar formas de controlar a potência injetada na rede elétrica em função do estado desta. Para tal, a utilização de um controlo da potência ativa máxima injetada e respetivo fator de potência, através de *setpoints* fixos ou dinâmicos (seguimento de perfil) foram estudados. Com esta funcionalidade de controlo dinâmico, é permitido também, otimizar a potência instalada da central fotovoltaica.

Esta dissertação, insere-se neste contexto, tendo-se centrado na implementação de um sistema destinado ao controlo da potência injetada máxima (P_{inj}^{max}) e respetivo fator de potência ($\cos \varphi$) de inversores de centrais fotovoltaicas interligadas à rede elétrica.

O sistema de controlo foi desenvolvido tendo como base o controlo de parâmetros nos inversores de centrais fotovoltaicas com o principal objetivo de mitigar os impactos provocados por estas unidades de produção, respeitando as imposições por parte do Operador da Rede de Distribuição e possibilitar a otimização da potência instalada. Este sistema, permite que os parâmetros aplicados no inversor possam entrar em conta com as perdas estimadas, desde a central até ao ponto de interligação, através do algoritmo desenvolvido para o efeito. Outra funcionalidade do sistema é a possibilidade de receber ordens provenientes de uma aplicação

remota, desenvolvida para simular as ordens do operador remotamente, através do envio de mensagens para a aplicação local.

7.1 Trabalhos futuros

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram encontrados diversos assuntos que merecem um desenvolvimento futuro, nomeadamente:

- Implementação de um mecanismo que permita ao operador da rede ter conhecimento da potência disponível na central fotovoltaica, facilitando a gestão da rede.
- A compensação de perdas em circuito fechado, obtendo o *feedback* do estado da rede no ponto de interligação através de um aparelho de medida.
- Expandir o sistema para mais de um protocolo de comunicação (além do *Modbus*), ou seja, tornar o sistema de controlo mais flexível maximizando a compatibilidade com os diversos inversores disponíveis no mercado.
- Expandir o sistema de controlo para que possa operar em centrais com multi-inversor.
- Utilização de ferramentas de *forecast* de produção para uma melhor gestão da rede elétrica.

REFERÊNCIAS

- [1] s. Weckx, C. Gonzalez, and J. Driesen, “Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 776–784, Jul. 2014.
- [2] E. Troester, “New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid,” presented at the 2nd Int. Workshop Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design, Production, Grid Connection, pp. 1–4.
- [3] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt, and K. Syngellakis, “The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6280–6290, Oct. 2011.
- [4] K. Balamurugan, D. Srinivasan, and T. Reindl, “Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems,” *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 93–100, Jan. 2012.
- [5] W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, “A Clustering-Based Method for Quantifying the Effects of Large On-Grid PV Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2617–2625, Oct. 2010.
- [6] A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Liserre, and R. A. Mastromauro, “Online Optimal Reactive Power Control Strategy of PV Inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4549–4558, outubro 2011.
- [7] M. A. Eltawil and Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, Jan. 2010.
- [8] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [9] F. Gonzalez-Longatt and C. Fortoul, “Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 05), España*, 2005, pp. 16–18.
- [10] A. G. Madureira, “Coordinated and optimized voltage management of distribution networks with multi-microgrids,” 2012.
- [11] “Global Distributed Generation Deployment Forecast,” *Navigant Research*. [Online]. Available: <https://www.navigantresearch.com/research/global-distributed-generation-deployment-forecast>. [Accessed: 11-Mar-2015].
- [12] M. M. da Silva, “A segurança nas redes energéticas e o caso de Portugal,” *Relações Internacionais (R:I)*, no. 46, pp. 101–124, Jun. 2015.
- [13] “Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal.” APREN, Setembro-2014.
- [14] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, “Network integration of distributed power generation,” *Journal of Power Sources*, vol. 106, no. 1–2, pp. 1–9, Apr. 2002.
- [15] “Sistemas de cogeração,” *Voltimum Portugal - O Portal do Material Eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.voltimum.pt/artigos/sistemas-de-cogeracao>. [Accessed: 11-Apr-2015].
- [16] “Células de Combustível - Energia do Futuro.” [Online]. Available: <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/comofuncionam.html>. [Accessed: 12-Apr-2015].
- [17] “Aerogerador de Eixo Horizontal,” *Energia Eólica*. [Online]. Available: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/>. [Accessed: 12-Apr-2015].

- [18] “Cogeração | Noções gerais (1ª PARTE),” *Voltimum Portugal - O Portal do Material Eléctrico*. [Online]. Available: <http://www.voltimum.pt/artigos/cogeracao-noco-es-gerais-1a-parte>. [Accessed: 11-Apr-2015].
- [19] “Cogen Portugal.” [Online]. Available: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=34&type=2. [Accessed: 23-Apr-2015].
- [20] A. Panzera, A. Gomes, and D. Moura, “Módulo Didático de Educação Ambiental: Impactos ambientais da produção de energia elétrica.” Centro de Referência Virtual do Professor - SEE-MG, Setembro-2010.
- [21] “Grid-Tied vs. Off-Grid Solar,” *SOLARFEEDS*. [Online]. Available: <http://www.solarfeeds.com/grid-tied-vs-off-grid-solar/>. [Accessed: 03-May-2015].
- [22] ABB, *Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants*. Bergamo: A division of ABB S.p.A., 2010.
- [23] “Sol e Água - as fontes de energia: Como funciona a central fotovoltaica.” [Online]. Available: <http://solaguaenergia.blogspot.pt/2011/12/como-funciona-central-fotovoltaica.html>. [Accessed: 30-Aug-2015].
- [24] “Painel Solar Fotovoltaico - Esquemas - TV - Áudio - Digital.” [Online]. Available: <http://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico>. [Accessed: 16-May-2015].
- [25] “solar cells technology - U.S. Energy Information Administration Search Results.” [Online]. Available: <http://search.usa.gov/search?utf8=%E2%9C%93&affiliate=eia.doe.gov&query=solar+cells+technology>. [Accessed: 31-Aug-2015].
- [26] R. Kwartin, “Photovoltaic (PV) Cost and Performance Characteristics for Residential and Commercial Applications,” ICF International, Virginia, DE-DT0000804, Subtask 3, Aug. 2010.
- [27] “Solar Cell Technology, Hybrid Systems, Grid connected Solar plant, Offgrid Solar Power Plant - EAI.in.” [Online]. Available: http://www.eai.in/ref/ae/sol/technology_options.html. [Accessed: 31-Aug-2015].
- [28] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, and W. Warta, “Solar cell efficiency tables (version 35),” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 18, no. 2, pp. 144–150, Mar. 2010.
- [29] F. A. Farret and M. G. Simões, *Integration of alternative sources of energy*. New Jersey: A John Wiley & Sons, 2006.
- [30] I. Messaïf, E.-M. Berkouk, and N. Saadia, “A Study of DTC-Power Electronic Cascade Fed by Photovoltaic Cell-Three-Level NPC Inverter,” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 109–118, 2010.
- [31] “PV potential estimation utility.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. [Accessed: 19-May-2015].
- [32] “SMA Solar Inverters.” [Online]. Available: <http://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>. [Accessed: 11-Aug-2016].
- [33] A. P. A. R. Malekpour, “Reactive power and voltage control in distribution systems with photovoltaic generation,” pp. 1–6, 2012.
- [34] T. M. Sobhy, N. G. A. Hemdan, M. M. Hamada, and M. A. A. Wahab, “Decentralized Reactive Power Control in Active Distribution Networks,” in *ResearchGate*, 2014.
- [35] “Optimal Reactive Power Supply in Distribution Networks - Technological and Economic Assessment for PV-Systems -,” *Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik*. [Online]. Available: <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse->

REFERÊNCIAS

- infothek/publikationen/uebersicht/2009/optimal_reactivepowersupplyindistributionnet works-technological.html. [Accessed: 18-Feb-2015].
- [36] I. Kim, R. G. Harley, and R. Regassa, "Optimal distributed generation allocation on distribution networks at peak load and the analysis of the impact of volt/var control on the improvement of the voltage profile," in *North American Power Symposium (NAPS), 2014*, 2014, pp. 1–5.
- [37] Conducted by group PED4, "Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions." Aalborg University, 2012-2011.
- [38] A. R. Malekpour and A. Pahwa, "Reactive power and voltage control in distribution systems with photovoltaic generation," in *North American Power Symposium (NAPS), 2012*, 2012, pp. 1–6.
- [39] SMA, "Technical Information: POWER PLANT CONTROLLER." [Online]. Available: <http://www.sma.de/en/products/monitoring-control/power-plant-controller.html>.
- [40] A. R. Malekpour and A. Pahwa, "Reactive power and voltage control in distribution systems with photovoltaic generation," in *North American Power Symposium (NAPS), 2012*, 2012, pp. 1–6.
- [41] E. Demirok, P. Casado González, K. H. B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids," *Photovoltaics, IEEE Journal of*, vol. 1, no. 2, pp. 174–182, Oct. 2011.
- [42] R. N. F. Neves, "Desenvolvimento de modelos de previsão de produção de centrais solares fotovoltaicas," Feb. 2012.
- [43] A. Nunes Pereira, P. Tome, P. M. Costa, and J. Pascoal, "Architecture of information system for monitoring of photovoltaic plants," in *2014 9th Iberian Conference on Information Systems and Technologies (CISTI)*, 2014, pp. 1–6.
- [44] L. Cristaldi, M. Faifer, A. Ferrero, and A. Nechifor, "On-line monitoring of the efficiency of photo-voltaic panels for optimizing maintenance scheduling," in *2010 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, 2010, pp. 954–959.
- [45] A. Chouder and S. Silvestre, "Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 10, pp. 1929–1937, Outubro 2010.
- [46] F. J. Sanchez-Pacheco, P. J. Sotorrio-Ruiz, J. R. Heredia-Larrubia, F. Perez-Hidalgo, and M. Sidrach-de-Cardona, "Low cost DC lines PLC based photovoltaic plants parameters smart monitoring communications and control module," in *2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, 2011, pp. 1–6.
- [47] J. Solórzano and M. A. Egido, "Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT," *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 925–934, Dezembro 2013.
- [48] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, and F. Ponci, "Monitoring of a PV system: The role of the panel model," in *2011 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2011, pp. 90–95.
- [49] L. Fanni, M. Giussani, M. Marzoli, and M. Nikolaeva-Dimitrova, "How accurate is a commercial monitoring system for photovoltaic plant?," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 22, no. 8, pp. 910–922, Agosto 2014.
- [50] N. Gokmen, E. Karatepe, S. Silvestre, B. Celik, and P. Ortega, "An efficient fault diagnosis method for PV systems based on operating voltage-window," *Energy Conversion and Management*, vol. 73, pp. 350–360, Setembro 2013.
- [51] Bureau of Indian Standards, *IS/IEC 61724: Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data exchange and Analysis*. 1998.

- [52] J. R. G. Ferreira, “Avaliação da Capacidade de Feeders de Distribuição Aceitarem Produção Distribuída,” Dissertação de Mestrado, FEUP, 2013.
- [53] H. R. Carneiro, “Exploração de Redes de Distribuição Ativas,” Dissertação de Mestrado, FEUP, 2013.
- [54] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, Jul. 2006.
- [55] J. M. O. Carvalho, “Impacto nas redes de MT da ligação de fontes de energia renovável,” Dissertação de Mestrado, FEUP, 2014.
- [56] J. A. P. Lopes, N. Hatzargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, Jul. 2007.
- [57] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, Sep. 2012.
- [58] CIGRE, “Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER - Working Group C6.24.” Jun-2014.
- [59] “Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, Regulamento n.º 455/2013, Diário da República, 2.ª série — N.º 232, Parte E.” 29-Nov-2013.
- [60] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota, and A. B. M. Nasiruzzaman, “Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation,” presented at the IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2011, pp. 985–990.
- [61] M. A. Mahmud, Jahangir Hossain, and H. R. Pota, “Analysis of voltage rise effect on distribution networks with distributed generation,” presented at the Preprints of the 18th IFAC World Congress Milano, Italy, 2011, pp. 14796–14801.
- [62] C. C. L. Moreira, “Identification and development of microgrids emergency control procedures,” Dissertação de Doutoramento, FEUP, 2008.
- [63] E.-E. E. Portal, “4 Essential Features of Transformer On-Load Tap Changer | EEP,” *EEP - Electrical Engineering Portal*, 28-Jan-2015. .
- [64] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation*. IEEE Power and Energy Series 31, ISBN: 978-0-85296-774-4, 2000.
- [65] S. G.M. Therien, “Distributed generation: Issues concerning a changing power grid paradigm,” Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, California, 2010.
- [66] “Fatores ambientais no planeamento da CEMIG GT - Grazianno Moterani (...,” 17:35:50 UTC.
- [67] E. por P. F.-C. Bragança, “Bombeiros Voluntários Vila Nova de Foz Côa: Abril 2013.” [Online]. Available: http://bombeirosdefozcoa.blogspot.pt/2013_04_01_archive.html. [Accessed: 13-Sep-2015].
- [68] Comité d’études C6, “Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation: CIGRÉ.” Conseil International des Grands Réseaux Électriques, Jul-2007.
- [69] “Regulamento da rede de distribuição, aprovado pela Portaria n.º 596/2010, Diário da República, 1.ª série, no.147, 30 de julho de 2010.” .
- [70] P. E. O. Ferreira, “Integração e controlo de dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão,” Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2015.

REFERÊNCIAS

- [71] M. H. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. IEEE Press, ISBN: 978-0-470-6337-2, 2011.
- [72] P. M. A. da Costa, “Regulação da integração de microgeração e microredes em sistemas de distribuição de energia eléctrica,” Dissertação de Doutoramento, FEUP, 2008.
- [73] “Technology Roadmaps: Smart Grids.” International Energy Agency, 2011.
- [74] P. Sritakaew and A. Sangswang, “Reliability Improvement of a Distribution System Using PV Grid Connected System with Tie Switch,” presented at the Circuits and Systems, 2006. APCCAS 2006. IEEE Asia Pacific Conference on, 2006, pp. 1354–1357.
- [75] A. C. Neto, M. G. da Silva, and A. B. Rodrigues, “Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints,” presented at the Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on, 2006, pp. 1–6.
- [76] E. Carpaneto, G. Chicco, and A. Prunotto, “Reliability of reconfigurable distribution systems including distributed generation,” presented at the Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on, 2006, pp. 1–6.
- [77] “European Technology Platform SmartGrids – Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future.” Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, 2006.
- [78] João A. Peças Lopes, António M. Aires Messias, and Rui M. P. Gonçalves, “Caso de Estudo: Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável.” FEUP.
- [79] P. M. Costa and M. A. Matos, “Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 2, pp. 382–389, fevereiro 2009.
- [80] R. Tonkoski and L. A. C. Lopes, “Voltage Regulation in Radial Distribution Feeders with High Penetration of Photovoltaic,” presented at the Energy 2030 Conference, 2008, pp. 1–7.
- [81] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, “Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration,” presented at the IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1–6.
- [82] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, “Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, Apr. 2011.
- [83] F. L. Albuquerque, A. J. Moraes, G. C. Guimarães, S. M. R. Sanhueza, and A. R. Vaz, “Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator,” *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1310–1317, Jul. 2010.
- [84] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, and H. Li, “Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897–906, Jun. 2012.
- [85] F. Alsokhiry, G. P. Adam, and K. L. Lo, “Contribution of distributed generation to ancillary services,” in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, 2012, pp. 1–5.
- [86] Abraham Ellis *et al.*, “Reactive Power Interconnection Requirements for PV and Wind Plants - Recommendations to NERC.” Sandia National Laboratories, Feb-2012.
- [87] “Manual de Ligações à rede eléctrica de serviço público: Guia técnico e logístico de boas práticas.” EDP Distribuição, Outubro-2015.

- [88] Susana Ribeiro, Paulo Moisés Costa, Eduardo Gouveia, Daniel Albuquerque, and Pedro Sousa, “Flexible Power Control of Photovoltaic Plants Connected to Distribution Networks,” presented at the 51st International Universities Power Engineering Conference 6-9 September 2016, Coimbra, Portugal.
- [89] Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, “Voltage control – Reactive energy; Hydro Power and other Renewable Energies Study Committee.” Mar-1997.
- [90] V. Van Thong, J. Driesen, and R. Belmans, “Using Distributed Generation to Support and Provide Ancillary Services for the Power System,” in *International Conference on Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07*, 2007, pp. 159–163.
- [91] Braun, M., “Technological control capabilities of DER to provide future ancillary services,” *International journal of distributed energy resources*, vol. 3, no. Nr.3, pp. 191–206, 2007.
- [92] M. Zahran, “Smart grid technology, vision, management and control,” *ResearchGate*, vol. 12, no. 1, pp. 11–21, Jan. 2013.
- [93] E. Roman, R. Alonso, P. Ibanez, S. Elorduizapatarietxe, and D. Goitia, “Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, pp. 1066–1073, Jun. 2006.
- [94] M. Braun, *Provision of Ancillary Services by Distributed Generators: Technological and Economic Perspective*. kassel university press GmbH, 2009.
- [95] ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO.” Abril-2014.
- [96] J. A. Peças Lopes, “Produção e Transporte de Energia 2 - Gestão de Serviços de Sistema,” Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia do Porto, 2003-2002.
- [97] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, “Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 182–192, Jan. 2014.
- [98] H. Ravindra, M. O. Faruque, K. Schoder, M. Steurer, P. McLaren, and R. Meeker, “Dynamic interactions between distribution network voltage regulators for large and distributed PV plants,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1–8.
- [99] “Virtual Power Plants,” *Navigant Research*, 16-Jun-2014. [Online]. Available: <https://www.navigantresearch.com/research/virtual-power-plants>. [Accessed: 10-Aug-2016].
- [100] “Virtual Power Plants: A New Model for Renewables Integration.” [Online]. Available: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-16/issue-5/solar-energy/virtual-power-plants-a-new-model-for-renewables-integration.html>. [Accessed: 12-Jan-2016].
- [101] “Fenix : What is a Virtual Power Plant,” *fenix : Flexible Electricity Network to Integrate the expected “energy evolution.”* [Online]. Available: <http://fenix.iwes.fraunhofer.de/html/what.htm>. [Accessed: 16-Aug-2015].
- [102] “Versatile Utilization of Virtual Power Plants - IEEE Smart Grid.” [Online]. Available: <http://smartgrid.ieee.org/july-2015/1327-versatile-utilization-of-virtual-power-plants>. [Accessed: 16-Aug-2015].
- [103] “Siemens - Virtual Power Plants.” [Online]. Available: http://www.siemens.com/innovation/apps/pof_microsite/_pof-fall-2012/_html_en/virtual-power-plants.html. [Accessed: 22-Jul-2015].
- [104] T. Baumhoff, “Virtual Power Plants,” presented at the ProCom, Aachen, 14-Sep-2012.

REFERÊNCIAS

- [105] H. Patrício, “Análise de viabilidade de centrais de geração de eletricidade virtuais,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2013.
- [106] “Optimizing a virtual power plant - In Control 02-2014 (In Control) | ABB.” [Online]. Available: <http://new.abb.com/power-generation/in-control/in-control-02-2014/optimizing-a-virtual-power-plant>. [Accessed: 16-Aug-2015].
- [107] “Transition from Uni-Directional to Bi-Directional Distribution Grids: Management Summary of IEA Task 14 Subtask 2 - Recommendations based on Global Experience.” Sep-2014.
- [108] Y. Xue, K. C. Divya, G. Griepentrog, M. Liviu, S. Suresh, and M. Manjrekar, “Towards next generation photovoltaic inverters,” in *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2011, pp. 2467–2474.
- [109] “MODBUS PROTOCOL INTERFACE.” [Online]. Available: <http://www.sma.de/en/products/monitoring-control/modbus-protocol-interface.html>. [Accessed: 03-Jun-2016].
- [110] “C/C++ | LabJack.” [Online]. Available: <https://labjack.com/support/software/examples/modbus/c>. [Accessed: 05-Aug-2016].
- [111] “Modbus PLC Simulator.” [Online]. Available: <http://www.plcsimulator.org/>. [Accessed: 20-Sep-2016].