



Instituto Politécnico de Tomar

Escola Superior de Tecnologia de Tomar

Caraterização das redes elétricas: energias renováveis e microrredes

Projeto de Mestrado

Ricardo Raimundo Silvestre

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Controlo e Eletrónica Industrial

Tomar / novembro / 2019



Instituto Politécnico de Tomar

Escola Superior de Tecnologia de Tomar

Ricardo Raimundo Silvestre

Caraterização das redes elétricas: energias renováveis e microrredes

Projeto de Mestrado

Orientado por:

Professor Doutor Mário Gomes – IPT/ESTT

Professor Doutor Paulo Coelho – IPT/ESTT

Dissertação apresentada ao Instituto Politécnico de Tomar para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica
– Especialização em Controlo e Eletrónica Industrial



This work was partially supported by the Portuguese Foundation for Science and Technology (FCT) and by PIDDAC, under the

research project INDuGRID – Efficient energy management in industrial microgrids with high penetration of PV technology, Ref.: ERANETLAC/0006/2014.

This work was developed with the support of Ci2 – Centro de Investigação em cidades inteligentes do IPT.



RESUMO

O paradigma de produção de energia e o modo como a consumimos está a mudar. Estão a ser estudadas formas de aumentar a eficiência energética e a ser desenvolvidos sistemas de geração distribuída recorrendo a energias renováveis. Neste âmbito, surge as microrredes, tema de análise deste trabalho, onde é estudado a sua constituição e estrutura. É feita uma síntese das tecnologias que são instaladas, como os sistemas de geração distribuída e os sistemas de armazenamento de energia, assim como as estratégias de controlo que são implementadas nos conversores de potência que permitem fazer a interface desses dois sistemas com a rede elétrica da microrrede. São abordados conceitos de qualidade de energia e de proteção em microrredes, fatores importantes quando é considerado a instalação de fontes de energia intermitentes e garantir a proteção dos equipamentos eletrónicos e de pessoas. São apresentadas tecnologias de comunicações que permite uma estrutura de controlo hierárquico para proporcionar um funcionamento apropriado de uma microrrede, tornando-se uma rede de distribuição ativa, estando associada ao conceito de *Smart Grid* (Rede Inteligente). Existem organizações que desenvolvem e que já implementaram microrredes. É feita uma retrospectiva desses projetos. É descrita a minha experiência profissional no projeto do parque eólico *offshore* de Block Island, o qual se insere no conceito de microrrede. A componente prática deste trabalho pretende analisar o impacto da instalação de microrredes no sistema elétrico de energia (particularmente em redes de distribuição). Para este efeito são avaliados os trânsitos de potências e os perfis de tensão da rede para diferentes cenários, bem como o balanço das potências ativa e reativa entre as diversas microrredes e a subestação.

Palavras-chave: Microrredes, energias renováveis, produção descentralizada, eficiência energética, qualidade de energia, estratégias de controlo, trânsito de potências, perfis de tensão

ABSTRACT

The energy production paradigm and the way that we consume it is changing. Ways of increasing energy efficiency are being explored and distributed systems using renewable sources are being developed. In this context, the concept of microgrids arises, the subject of analysis of this document, where its constitution and structure are studied. A synthesis about the technologies is made, such distributed generation systems and energy storage systems, as well as the control strategies that are implemented in the power converts that allow these two systems to interface with the microgrid. Concepts of power quality and protection in microgrids are addressed, important factors when considering the installation of intermittent power sources and ensuring the protection of electronic equipment and people. Communication technologies are present which allow a hierarchical control structure to provide a proper functioning of a microgrid, becoming an active distribution network and associated with the concept of Smart Grid. There are organizations that develop and have already implemented microgrids. A retrospective of these projects is presented. I describe my professional experience in the Block Island offshore wind farm project, which fits into the concept of microgrid. The practical component of this work intends to analyse the impact of the microgrid installation on the electrical power system, where the power transit and the voltage profile of the network for different scenarios are evaluated, as well as the active and reactive power balance between the different microgrids and the substation.

Keywords: Microgrids, renewable energy, decentralized production, energy efficiency, power quality, control strategies, power transit, voltage profiles

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus orientadores, Professor Doutor Mário Gomes e Professor Doutor Paulo Coelho, pela disponibilidade que demonstraram, pelas críticas e opiniões sempre com o intuito de melhorar o meu trabalho.

À Escola Superior de Tecnologia de Tomar do Instituto Politécnico de Tomar e, particularmente, ao Departamento de Engenharia de Eletrotécnica assim como todos os docentes e colegas de curso de licenciatura e de mestrado, os quais contribuíram muito para a minha formação.

Lembro também todos os meus professores e colegas que estiveram presentes ao longo da minha carreira de estudante que contribuíram para que eu chegasse a este dia.

Ao meu pai e à minha mãe pelo apoio, confiança e incentivo que depositaram em mim ao longo de todo este percurso e pelas oportunidades que sempre me proporcionaram para aprender e chegar mais longe.

Índice

RESUMO	vii
ABSTRACT	ix
AGRADECIMENTOS	xi
Índice	xiii
Índice de figuras	xvii
Índice de tabelas	xxv
Lista de abreviaturas e siglas	xxvii
1 Introdução	1
2 Estado da arte das microrredes	5
2.1 Constituição e estrutura	8
2.2 Modos de funcionamento	11
2.2.1 Modo de funcionamento normal ou interligado	11
2.2.2 Modo de funcionamento isolado ou de emergência	11
2.3 Tipos de alimentação e de barramentos de microrredes	12
2.3.1 Microrrede em corrente-contínua	12
2.3.2 Microrrede em corrente-alternada	13
2.3.3 Microrrede híbrida	14
2.4 Tipos de arquiteturas	15
2.4.1 Microrrede institucional ou de <i>campus</i>	15
2.4.2 Microrrede industrial ou comercial	15
2.4.3 Microrrede comunitária	15
2.4.4 Microrrede isolada	16
2.4.5 Microrrede militar	16
2.5 Características	16
2.6 Benefícios e desafios	18

2.6.1	Benefícios	18
2.6.2	Desafios	19
3	Tecnologias aplicadas em microrredes.....	21
3.1	Geração distribuída	21
3.1.1	Energia solar fotovoltaica.....	21
3.1.2	Energia eólica	29
3.1.3	Energia hídrica.....	35
3.1.4	Microturbina a gás	37
3.1.5	Célula de combustível	40
3.1.6	Outros recursos de energia distribuídos.....	41
3.2	Sistemas de armazenamento de energia.....	42
3.2.1	Baterias eletroquímicas.....	44
3.2.2	Célula de combustível	54
3.2.3	Supercondensador.....	55
3.2.4	Volante de inércia.....	56
3.2.5	Supercondutor magnético	58
3.2.6	Outros sistemas de armazenamento de energia	60
3.2.7	Comparação dos sistemas de armazenamento de energia	62
3.3	Eletrônica de potência.....	63
3.3.1	Sistema de transmissão flexível em corrente alternada	65
3.3.2	Sistema de transmissão de corrente contínua em alta-tensão	69
3.3.3	Conversores multinível.....	73
3.4	Sistema de supervisão e aquisição de dados	82
3.5	Sistema de monitorização, proteção e controlo em longa distância	83
3.6	Infraestrutura avançada de medição.....	83
3.7	Tecnologias de comunicação	84

4	Conceitos de qualidade de energia e de sistemas de proteção.....	87
4.1	Qualidade de energia	87
4.2	Proteção	95
5	Controlo.....	97
5.1	Estrutura hierárquica.....	97
5.2	Modos de controlo para conversores de potência	100
5.2.1	Controlo P/Q.....	100
5.2.2	Controlo V/F.....	101
5.2.3	Controlo <i>droop</i>	101
5.3	Modos de controlo adotados em microrredes	102
5.3.1	Controlo mestre-escravo.....	102
5.3.2	Controlo multi-mestre	103
6	Microrredes no Mundo	105
6.1	Microrredes no Japão	105
6.2	Microrredes nos EUA	110
6.3	Microrredes na Europa.....	114
6.4	Experiência no parque eólico <i>offshore</i> de <i>Block Island</i> , EUA	117
6.4.1	A ilha de Block Island	117
6.4.2	Parque eólico <i>offshore</i> de Block Island	118
6.4.3	Desenvolvimento do projeto e atividades realizadas.....	122
7	Estudo de caso prático	133
7.1	Considerações gerais sobre SEE.....	133
7.1.1	Sistema elétrico de energia.....	133
7.1.2	Trânsito de potências	140
7.1.3	Sistema por unidade	141
7.1.4	Diagrama de potências das microrredes	143

7.2	Apresentação do caso de estudo	144
7.3	Análise da rede de distribuição em estudo.....	148
7.3.1	Simulações sem microrredes	149
7.3.2	Simulações com microrredes em modo de funcionamento interligado.....	158
8	Conclusão	183
	Referências	187

Índice de figuras

Figura 1 - <i>Jumbo Dynamo</i> de Thomas Edison [1].....	5
Figura 2 - Área geográfica de serviço da Pearl Street Station, Manhattan [1].....	5
Figura 3 - Ilustração da microrrede de Kythnos, Grécia [5].....	6
Figura 4 – Exemplo de um esquema de uma MR [11].....	7
Figura 5 – Rede de distribuição de uma MR [17]	9
Figura 6 - Constituição e Estrutura de uma MR [15]	10
Figura 7 - Esquema de MR com barramento em CC [16].....	12
Figura 8 - Esquema de MR com barramento em CA [19].....	13
Figura 9 - Esquema de MR com barramento Híbrido CA/CC [19].....	14
Figura 10 - Atlas da radiação solar direta [30]	22
Figura 11 - Constituição interna de uma célula fotovoltaica [31]	23
Figura 12 - Exemplos de células FV monocristalinas [32]	23
Figura 13 - Exemplos de células FV policristalinas [32]	23
Figura 14 - Exemplos de Células FV de película fina. A - a-Si; B - CIS; C - CdTe [32] ...	24
Figura 15 - Combinação de células FV para criar módulos FV, <i>strings</i> FV e <i>arrays</i> FV [28]	25
Figura 16 - Estrutura de um Sistema FV ligado ao SEP [34].....	26
Figura 17 - Circuito elétrico equivalente detalhado de uma célula FV [28]	26
Figura 18 - Variação da curva I-V com a radiação incidente [31]	28
Figura 19 - Variação da curva I-V com a temperatura. [31]	28
Figura 20 - Atlas da densidade potencial da energia eólica [35].....	29
Figura 21 - Esquema de conversão de energia eólica em eletricidade [28]	30
Figura 22 - Esquema de um aerogerador [36].	30
Figura 23 - Estrutura de um sistema de energia eólica [34]	31
Figura 24 - Esquema de um sistema eólico diretamente ligado ao SEP [34].....	32
Figura 25 - Esquema de um sistema eólico ligado ao SEP através de um inversor [34]	32
Figura 26 - Esquema de um sistema eólico ligado ao SEP em modo híbrido [34]	32
Figura 27 - Gráfico da densidade disponível no vento [36]	33
Figura 28 - Característica elétrica de um aerogerador [36]	34
Figura 29 – Tipos de aerogeradores: (a) Aerogerador <i>offshore</i> GE Haliade X 12MW [37] e (b) Aerogerador <i>onshore</i> GE Cypress 5MW [38]	34

Figura 30 - Principais componentes de uma central mini-hídrica [40].	36
Figura 31 - Tipos de turbinas: (a) Turbina tipo <i>Pelton</i> [39] e (b) Turbina do tipo <i>Banki-Mitchell</i> [39]	36
Figura 32 – Tipos de turbinas: (a) Turbina do tipo <i>Francis</i> [39] e (b) Turbina do tipo <i>Kaplan</i> [39]	37
Figura 33 - Esquema de uma microturbina de eixo único ligada à rede elétrica [34]	38
Figura 34 - Esquema de uma microturbina de eixo duplo ligada à rede elétrica [34]	38
Figura 35 - Estrutura de uma microturbina a gás [34]	39
Figura 36 - Exemplo de microturbina instalada [41]	39
Figura 37- Esquema de uma célula de combustível [27]	40
Figura 38 - Esquema de processo de armazenamento e descarga de energia [43]	42
Figura 39 - Classificação dos sistemas de AE [47]	43
Figura 40 - Ilustração da descarga (esquerda) e carga (direita) de uma bateria [43]	45
Figura 41 – Representação do funcionamento de uma célula de bateria chumbo-ácido [43]	47
Figura 42 - Estrutura de uma bateria de Chumbo-Ácido [49]	47
Figura 43 - Ilustração da carga e descarga de uma célula de uma bateria de lítio [43]	49
Figura 44 - Exemplo de uma bateria de lítio numa aplicação de rede inteligente [43]	49
Figura 45 - Estrutura de uma bateria níquel-cádmio [50]	50
Figura 46 - Exemplo da estrutura de uma bateria Ni-MH [51]	51
Figura 47 - Estrutura de uma bateria NaS [43]	51
Figura 48 - Representação dos processos de descarga e carga da bateria ZEBRA [45]	52
Figura 49 - Esquema de funcionamento de uma bateria de fluxo [43]	53
Figura 50 - Célula de combustível com armazenamento de hidrogénio [48]	54
Figura 51 - Estrutura de um supercondensador [53]	55
Figura 52 - Representação dos componentes de um volante de inércia [43]	56
Figura 53 - Esquema de um sistema de volante de inércia [44]	56
Figura 54 - Exemplo de <i>flywheel</i> usado num sistema de recuperação de energia cinética destinado à indústria automóvel [47]	57
Figura 55 - Representação do momento de inércia e velocidade angular de uma massa [48]	58
Figura 56 - Esquema do Sistema SMES [43]	59

Figura 57 - Estrutura e componentes de um sistema CAES [44]	60
Figura 58 - Sistema PHS e o seu processo de carga e descarga [43]	61
Figura 59- Representação de uma central de concentração de energia solar [44].....	61
Figura 60 - Esquema elétrico de um conversor de potência com representação das correntes e tensões [54].....	63
Figura 61 - Esquema básico de um conversor CC-CC [55]	64
Figura 62 - Esquema de um conversor CC-CA (Inversor) monofásico [56].....	64
Figura 63 - Esquema de um conversor CA-CC, retificador monofásico de meia-ponte [57]	65
Figura 64 - Esquema de conversor CA-CA [59]	65
Figura 65 - Formas de compensação do fator de potência: (a) através de condensador, (b) através de TCR e (c) com TSC [61]	66
Figura 66 – Esquema elétrico do SVC [61].....	67
Figura 67 - Esquema de STATCOM [61]	67
Figura 68 - Esquema simplificado de compensadores (a) TCSC e (b) TSSC [61]	68
Figura 69 - Esquema de ligação de IPFC [61].....	68
Figura 70 - Esquema elétrico de UPFC [61]	68
Figura 71 - Linha de transmissão com aplicação de dispositivos FACTS [61]	69
Figura 72 - Esquema de um sistema HVDC com ponte retificadora/inversora de 12 pulsos [57]	70
Figura 73- Válvula de tiristor usada em sistema HVDC [61]	70
Figura 74 - Esquema de ligação do sistema HVDC em paralelo com HVAC [61]	71
Figura 75 - Esquema de um conversor CSC [61].....	72
Figura 76 - Esquema do conversor VSC com os seus diversos componentes [61].....	72
Figura 77 - Esquema de um conversor multinível: (a) de dois níveis, (b) de três níveis e (c) de n níveis [62]	73
Figura 78- Classificação das diferentes topologias de conversores multinível [62]	74
Figura 79 - Topologia do conversor de dois níveis [63].....	74
Figura 80 - Esquema de comutação do conversor de dois níveis [63]	75
Figura 81 - Esquema elétrico de um conversor NPC [64].....	76
Figura 82 - Esquema dos estados de comutação do conversor NPC [63]	77

Figura 83 - Esquema elétrico do conversor FCC: (A) de dois níveis e (B) de quatro níveis [62]	77
Figura 84 - Esquema do conversor CHB [63]	78
Figura 85 - Sequência de comutação de cada conversor em ponte de um conversor CHB [63]	79
Figura 86 - Esquema de instalação de sistema FV [53]	79
Figura 87 - Conversão de potência na configuração DFIG [53]	80
Figura 88 - Conversão de potência na configuração FPC [53]	81
Figura 89- Controlo de carga/descarga de sistema de AE com um conversor bidirecional [53]	81
Figura 90 - Esquema de um sistema SCADA e os seus principais componentes [68].....	82
Figura 91 - Representação de uma unidade de medição fasorial (PMU) [68]	83
Figura 92 - Esquema da infraestrutura avançada de medição (AMI) [72]	84
Figura 93 - Impactos técnicos na qualidade energética [75]	87
Figura 94 – Exemplo de gráfico de distorção harmónica [79]	88
Figura 95 – Exemplo de gráfico de um transitório [79]	90
Figura 96 – Exemplo de formas de onda da tensão com o efeito (A) <i>Sag</i> e (B) <i>Swell</i> [79]	91
Figura 97 – Exemplo de gráfico U-t com interrupção de tensão [79]	92
Figura 98 – Exemplo de gráfico de ocorrência de <i>notching</i> [74]	92
Figura 99- Exemplo de gráfico U-t contendo ruído elétrico [79].....	93
Figura 100 – Exemplo de gráfico U-t com desequilíbrios de tensão [79].....	93
Figura 101 - Estrutura de controlo hierárquico de três níveis [20].....	97
Figura 102 - Esquema do Sistema de Gestão de Distribuição (DMS), adaptado de [17] ..	98
Figura 103 - Técnicas de controlo: controlo centralizado VS controlo descentralizado [18]	99
Figura 104 - Esquema do controlo P/Q [15]	100
Figura 105 - Esquema de controlo V/F [82].....	101
Figura 106 - Característica do controlo <i>droop</i> [15].....	102
Figura 107 - Esquema de uma MR com controlo mestre-escravo [15].....	103
Figura 108 - Esquema de uma MR sob o controlo multi-mestre [15].....	104
Figura 109 - Localização de projetos de MR no Japão [84].....	105
Figura 110 - Configuração da MR de Sendai [86]	106

Figura 111 - Ilustração da MR de Sendai [86]	107
Figura 112 - Projetos de <i>Smart Communities</i> [84]	108
Figura 113 - Esquema do projeto de Higashi Matsushima Eco Town [84]	109
Figura 114 - Esquema da MR do CERTS [87].....	110
Figura 115 - Localização de algumas das MR nos EUA [85]	111
Figura 116 - Vista parcial da prisão de Santa Rita, EUA, com instalação FV [85]	112
Figura 117 - Esquema da MR da prisão de Santa Rita, EUA. [87]	113
Figura 118 - Constituição da MR de Fort Carson [89].....	113
Figura 119 - Esquema elétrico da MR de Fort Carson [87]	114
Figura 120 – Esquema elétrico da MR de <i>Kythnos</i> , Grécia [90].....	116
Figura 121 - Ilha de Block Island (vista de sul para norte) [93].....	117
Figura 122 - Aerogerador GE <i>Haliade</i> 150-6MW [100].....	119
Figura 123 - Esquema dos cabos instalados no parque eólico de Block Island [101].....	120
Figura 124 - Subestação em fase de construção (foto obtida pelo discente em 17/09/2016)	121
Figura 125 - Imagem aérea da central termoelétrica (grupos diesel) na ilha de Block Island [102]	121
Figura 126 - Vista do parque eólico <i>offshore</i> junto à costa da ilha de Block Island [96] .	122
Figura 127 - Instalação de uma fundação para aerogerador [105]	123
Figura 128 - Barco de instalação dos cabos elétricos [106]	123
Figura 129 - Instalação do último aerogerador BIWF5 [99].....	124
Figura 130 - Parque eólico e a ilha de Block Island.....	124
Figura 131 - <i>Nacelle</i> do aerogerador Haliade 150-6MW, na linha de montagem da fábrica de Saint Nazaire [100]	126
Figura 132 - Excerto de verificação de entradas e saídas do aerogerador Haliade 150-6MW [Fornecido pela GE à ENDIPREV].....	126
Figura 133 – Ilustração das instalações da fábrica da GE <i>Renewable Energy</i> , Saint Nazaire [Foto tirada pelo discente]. Legenda: 1 – Logística; 2 – Sistema de <i>yaw</i> ; 3 – Rotor e <i>pitch</i> ; 4 – Gerador; 5 – Linha de montagem e de testes pré-operacionais.....	127
Figura 134 - Fluxograma com as fases de comissionamento do aerogerador GE Haliade 150- 6MW. [Fornecido pela GE à ENDIPREV]	128

Figura 135 - Excerto de uma lista de verificações ao funcionamento do aerogerador GE Haliade 150-60MW [Fornecido pela GE à <i>ENDIPREV</i>]	129
Figura 136 - Sistema web HMI para monitorização dos aerogeradores GE Haliade 150-6MW (imagem obtida pelo discente).....	130
Figura 137 - Excerto de relatório de ocorrência de falhas no aerogerador GE Haliade 150-6MW (monitorização)	130
Figura 138 - Broca encontrada no interior do gerador BIWF2 (foto obtida pelo discente)	131
Figura 139 - Fotografia do discente no parque eólico <i>offshore</i> de Block Island.....	132
Figura 140- Carga RL alimentada pela tensão (V, θ) [111]	134
Figura 141 - Esquema para o cálculo da capacidade de transmissão de uma linha [111].	136
Figura 142 - Potência transmitida (a) de forma estável de j para i ; (b) de forma estável de i para j ; (c) perda de sincronismo entre os nós i e j [111].....	137
Figura 143 - Esquema elétrico com duas cargas, uma linha e um gerador [111].....	138
Figura 144 - Diagrama vetorial correspondente à equação 37 [111]	139
Figura 145 – Diagrama de potências das microrredes [Elaboração própria]	143
Figura 146 - Imagem de abertura do <i>software</i> PowerWorld [115].....	145
Figura 147 - Esquema da rede de distribuição baseada na rede de teste de 13 nós do IEEE [116]	146
Figura 148 - Valores das impedâncias das linhas em pu introduzidos no PowerWorld ...	149
Figura 149– Funcionamento da rede sem MR com carga normal – Cenário1	150
Figura 150- Potência fornecida pela subestação - Cenário1.....	150
Figura 151 - Valores dos trânsitos de potências nos ramos da rede - Cenário 1	151
Figura 152- Valor das potências das cargas - Cenário1	152
Figura 153- Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó - Cenário 1	152
Figura 154 - Perfil de tensão – Cenário 1	152
Figura 155 – Esquema da rede sem MR com aumento de carga em 20% – Cenário 2.....	154
Figura 156 - Valores das potências fornecidos pela subestação – Cenário 2	155
Figura 157 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos da rede – Cenário 2	155
Figura 158 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó – Cenário 2	156
Figura 159 - Perfil de tensão – Cenário 2	156
Figura 160 - Comparação dos perfis de tensão entre o Cenário 1 e o Cenário 2	157

Figura 161 - Esquema da rede de 13 nós com uma MR e carga normal – Cenário 3	159
Figura 162 - Valores das potências fornecidas pela subestação (nó 650) e pela MR 1 (nó 611) - Cenário 3	160
Figura 163 – Trânsitos de potências nos ramos e respectivas perdas – Cenário 3.....	160
Figura 164 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó – Cenário 3	161
Figura 165 – Comparação dos perfis de tensão - Cenário 1 e Cenário 3	161
Figura 166 - Esquema do sistema com duas MR e carga normal – Cenário 4.....	162
Figura 167 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611) e MR 2 (nó 675) - Cenário 4	163
Figura 168 – Trânsitos de potências nos ramos da rede e respectivas perdas - Cenário 4..	163
Figura 169 - Valores da tensão (amplitude e fase) nos nós da rede - Cenário 4	164
Figura 170 – Comparação dos perfis de tensão - Cenário 1, Cenário 3 e Cenário 4.....	164
Figura 171- Esquema da rede com quatro MR e carga normal – Cenário 5	165
Figura 172 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) - Cenário 5.....	166
Figura 173 – Trânsitos de potências nos ramos da rede - Cenário 5	166
Figura 174 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede - Cenário 5	167
Figura 175- Perfis de tensão obtidos em alguns cenários, incluindo o do Cenário 5.....	167
Figura 176 - Esquema da rede com uma MR e carga aumentada – Cenário 6.....	169
Figura 177 - Valores das potências fornecidas pela subestação (nó 650) e MR 1 (nó 611) – Cenário 6	170
Figura 178 - Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema – Cenário 6	170
Figura 179 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó - Cenário 6.....	171
Figura 180 - Perfis de tensão – Cenário 2 e Cenário 6	171
Figura 181 - Esquema da rede com duas MR e carga aumentada – Cenário 7	172
Figura 182 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611) e MR 2 (nó 675) – Cenário 7	173
Figura 183 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema - Cenário 7	173
Figura 184 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede - Cenário 7	173
Figura 185- Perfis de tensão – Cenário 2, Cenário 6 e Cenário 7	174
Figura 186 - Esquema do sistema com quatro MR e carga aumentada – Cenário 8	175

Figura 187 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) – Cenário 8	175
Figura 188 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema – Cenário 8.....	176
Figura 189 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede – Cenário 8.....	176
Figura 190 - Perfis de tensão – Cenários 2, 6, 7 e 8	177
Figura 191 - Esquema do sistema com quatro MR em modo de funcionamento isolado, com cargas prioritárias – Cenário 9.....	179
Figura 192 - Potências geradas pelas MR: MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) – Cenário 9	180
Figura 193 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos da rede - Cenário 9.....	180
Figura 194 - Valores da tensão (amplitude e fase) nos nós da rede - Cenário 9	181
Figura 195 - Perfil de tensão - Cenário 9.....	181

Índice de tabelas

Tabela 1 - Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potência instalada [39]	35
Tabela 2 - Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda [39].....	35
Tabela 3 - Comparação das características dos diferentes sistemas de armazenamento de energia [12, 44, 47].....	62
Tabela 4 - Dispositivos FACTS e as suas características [60]	66
Tabela 5 - Tecnologias de redes de área [73]	85
Tabela 6 - Tecnologias de redes sem fios [73]	85
Tabela 7 - Tecnologias de redes por fios [73]	86
Tabela 8 - MR pioneiras na Europa [85]	115
Tabela 9 - Características técnicas do aerogerador GE Haliade 150-6MW [100]	119
Tabela 10 - Dados da subestação da rede de 13 nós (adaptado de [117])	146
Tabela 11 - Dados do transformador ligado entre os nós 633-634 (adaptado de [117]) ...	146
Tabela 12 - Dados das impedâncias das linhas da rede de distribuição de 13 nós (adaptado de [117])	147
Tabela 13 – Potências das cargas normais ligadas na rede de 13 nós Baseado em [116] .	147
Tabela 14 - Valores das potências das cargas aumentadas em 20%	154
Tabela 15 - Dados da Microrrede 1 – Cenário 3	159
Tabela 16 - Dados da Microrrede 2 – Cenário 4	162
Tabela 17 - Dados das Microrredes 3 e 4 - Cenário 5	165
Tabela 18 - Dados da Microrrede 1 – Cenário 6	169
Tabela 19 – Dados da Microrrede 2 – Cenário 7.....	172
Tabela 20 - Dados das Microrredes 3 e 4 – Cenário 8	174
Tabela 21 - Dados da potência instalada das quatro microrredes – simulação nº9.	178
Tabela 22 - Potências das cargas prioritárias – Cenário 9.....	179

Lista de abreviaturas e siglas

A – Ampere/Área

AC – *Alternate Current*

AE – Armazenamento de Energia

AGM – *Absorbent Glass Mat*

AMI - *Advanced Metering Infrastructure*

a-Si - Silício Amorfo

AT – Alta Tensão

B_f - Coeficiente de fricção de viscosidade.

BIPCO – *Block Island Power Company*

BIWF – *Block Island Wind Farm*

BMS – *Battery Management System*

BT – Baixa Tensão

C - Capacidade

C₀ - Coeficiente do fotocorrente.

CA – Corrente Alternada

CAES - *Compressed Air Energy Storage*

CAN – *Costumer Area Networks*

CC – Corrente Contínua

CCa – Controlador de Carga

CCMR – Controlador Central da Microrrede

Cd – Cádmio

Cd(OH)₂ – Hidróxido de Cádmio

CdTe - Telúrio de Cádmio

CEMS - *Cluster/Community Energy Management System*

CERTS – *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*

CHB - *Cascaded H-Bridge Multilevel Converters*

CHP – *Combined Heat and Power*

CIGS - Cobre-Índio-Gálio-Selênio

CMF – Controlador da Microfonte

C_p - Coeficiente de potência disponível no vento

CZTS - *Copper Zinc Tin Sulfid*

D – Diodo
 d – Distância
 DC - *Direct Current*
 DFIG – *Doubly Fed Induction*
 DG – *Distributed Generation*
 DMS – *Distribution Management System*
 DNO - *Distribution Network Operator*
 DoD – *Depth of Discharge*
 E - Radiância solar.
 E (V) – Módulo da tensão
 E(t) – Quantidade de energia retirada num espaço de tempo t
 ELT - Esquema de Ligação à Terra
 $E_{\max_desc}$ – Energia máxima descarregada
 ES – *Energy Storage*
 $E_{saída}$ – Energia de Saída
 FACTS - *Flexible AC Transmission System*
 FCC - *Flying-Capacitor Converter*
 FPC – *Full Power Converter*
 FV - Fotovoltaico
 g - Aceleração da gravidade.
 Gbps – Gigabytes por segundo
 GD – Geração Distribuída.
 Ghz – Gigahertz
 GPS - *Global Positioning System*
 GTO - *Gate Turn-Off Thyristor*
 H - Altura de queda útil
 h – Comprimento/Altura
 H – Hidrogênio
 HEMS - *Home Energy Management Systems*
 HMI – *Human-Machine Interface*
 HPT - *High-Pressure Turbine*
 HVAC - *High Voltage Alternate Current Transmission System*

HVDC – *High Voltage Direct Current Transmission System*

I – Corrente

I_0 - Corrente de saturação do diodo inversamente polarizado.

I_{cc} - Corrente de curto-circuito

I_D - Corrente do diodo.

i_{dref} - Corrente de referência

IED – *Intelligent Electronic Devices*

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IGCT - *Integrated Gate-Commutated Thyristor*

IHD - *Individual Harmonic Distortion*

I_p - Corrente que passa através da resistência em paralelo.

IPFC – *Interline Power Flow Controller*

IPH - Fotocorrente.

i_q – Corrente de referência

I_s - Fonte de corrente

J – Momento de inércia

J_c - Combinação do momento de inércia do rotor e do gerador do aerogerador.

K - Constante de Boltzmann

kbps – quilobytes por segundo

kHz – quilohertz

km - quilômetro

KOH - Hidróxido de potássio

kV – quilovolt

kVA – quilovolt-ampere

kW – quilowatt

L – Indutância

LC – *Load Controller*

Li-ion - Iões de Lítio

LTP - *Low-Pressure*

LV – *Low Voltage*

m – Fator do diodo/Massa7Metro

MAT – Muito Alta Tensão

Mbit – Megabit

Mbps – Megabytes por segundo

MC – *Microsource Controller*

MCFC – *Molten Carbonate Fuel Cell*

MDMS - *Meter Data Management System*

MF – Microfonte

MGCC – *Microgrid Central Controller*

MHz – Megahertz

MJ – Mega Joule

MR – Microrrede

ms – milissegundos

MT – Média Tensão

MTG – Microturbina a Gás

MV – *Medium-Voltage*

MW – Megawatt

NAN - *Neighborhood Area Network*

NaS - Sódio-Enxofre

Nb-Ti – Nióbio-Titânio

NdFeB - Íman Neodímio

NEDO – *New Energy and Industrial Technology Development Organization*

Ni-Cd - Níquel-Cádmio

Ni-MH - Hidreto Metálico-Óxido de Níquel

NiOH₂ - Hidróxido de Níquel

NiOOH - hidróxido de Óxido de Níquel

NPC – *Neutral Point Clamped Converter*

°C – Graus Celsius

OM – Operador de Mercado

OSD – Operador do Sistema de Distribuição

P – Potência

P/Q – Potência Ativa/ Potência Reativa

P2P - *peer-to-peer model*

PAFC – *Phosphoric Acid Fuel Cell*
 PbO₂ - Chumbo-Ácido
 PCC – *Point of Common Coupling*
 PDC - *Phasor Data Concentrator*
 PEMFC – *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*
 PET - Politereftalato de Etileno
 PHS - *Pumped-storage hydroelectricity*
 PI – Proporcional - Integral
 PLC – Ponto de Ligação Comum
 PMU – *Phasor Measurement Unit*
 PQ – *Power Quality*
 pu – Por Unidade
 PV – *Photovoltaic*
 PWM – *Pulse Width Modulation*
 q - Carga elétrica armazenada
 Q - Caudal da água.
 QdT – Queda de tensão
 Q_{ref} – Potência reativa de referência
 r – Raio
 RDSI - *Renewable and Distributed Systems Integration*
 RED – Recursos de Energia Distribuída
 RMS - *Root Mean Square*
 R_p - Resistência em paralelo.
 rpm – rotações por minuto
 R_s - Resistência em Série.
 RTU – *Remote Terminal Unit*
 S – Dispositivo de comutação
 s – Segundo
 S_b – Potência aparente de base
 SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*
 SEE – Sistema Elétrico de Energia
 SEP – Sistema Elétrico Principal

SGD - Sistema de Gestão de Distribuição

SMES - *Superconducting Magnetic Energy Storage*

SOC – *State of Charge*

SOFC – *Solid oxid fuel cell*

SPIDERS - *Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy, Reliability and Security*

STATCOM – *Static Synchronous Compensator*

SVC – *Static Var Compensator*

T - Temperatura absoluta da célula

t – Tempo

TCR – *Thyristor Controlled Reactor*

TCSC – *Thyristor Controlled Series Compensator*

T_e - Binário eletromagnético da máquina elétrica

TES - *Thermal Energy Storage*

THD – *Total Harmonic Distortion*

T₁ - Binário de carga.

TSC – *Thyristor Switched Capacitor*

TSR – *Tip Speed Ratio*

TSSC – *Thyristor Switched Series Capacitor*

TVSS – *Transient Voltage Surge Suppressors*

UPFC – *Unified Power Flow Controller.*

v - Velocidade

V – Volt

V/F – Tensão/Frequência

V_b – Tensão de base

V_{ca} - Tensão em vazio.

V_d – Erro na tensão

V_D - Tensão no diodo.

V_h - Harmônicas individuais de ordem h

V₁ - Harmônica de frequência fundamental

V_q – Tensão nos terminais do conversor

VRB - *Vanadium Redox Battery*

VSC – *Voltage-Controller Converter*

VSI - *Voltage Source Inverter*

V_T - Tensão da temperatura

V_x - Tensão instantânea de saída

W – Watt

W/kg - Densidade de potência

W/m^2 - Densidade da potência disponível no vento

WAMPC – *Wide-Area Monitoring, Protection, And Control*

WAN - *Wide Area Networks*

Wh/kg - Densidade energética

WIMAX - *Worldwide Interoperability for Microwave Access*

WLAN – *Wireless local area network*

X - Reactância

Y – Admitância

Z – Impedância

Z_b – Impedância de base

ZBB – *Zinc Bromine Battery*

ZEBRA - *Zero Emission Battery Research Activity*

ZnBr - Zinco-Bromo

ϵ – Permissividade do dielétrico

η – Rendimento

ρ - Massa específica do ar

ρ - Peso volúmico da água.

Ω - Ohm

ω_m - Velocidade angular do rotor do aerogerador.

1 Introdução

A energia elétrica é considerada um direito de cidadania, um serviço público essencial para as mais diversas atividades humanas e indispensável para o desenvolvimento económico e tecnológico. Desde a descoberta da energia elétrica, vários sistemas foram desenvolvidos para transformar as mais distintas formas de energia em eletricidade, sendo os sistemas que funcionam da queima de combustíveis fósseis aqueles que foram mais amplamente implementados.

O aumento contínuo do consumo de energia elétrica e a dependência da exploração de fontes de energia não renováveis para a produção desse tipo de energia, têm levantado problemas de índole ambiental e de custos socioeconómicos, nomeadamente o facto das reservas de combustíveis fósseis serem limitadas e a sua queima provocar efeitos ambientais negativos com consequências tanto a nível do clima quanto de saúde pública. Face a este cenário, o paradigma mudou e são procuradas, cada vez mais, novas formas de utilizar de forma racional a energia que é produzida, surgindo assim o conceito de eficiência energética, bem como o desenvolvimento de sistemas de geração distribuída recorrendo a energias renováveis, cuja produção é gerada próxima do local onde será consumida. No entanto, a integração de um largo número de fontes distribuídas nos sistemas de distribuição está restrito à limitação da capacidade de transmissão de energia das redes de distribuição existentes e ao seu comportamento unidirecional de fluxo de potência, o que leva à necessidade de adaptação para um novo cenário de descentralização e sustentabilidade da produção energética.

Atualmente, a rede elétrica convencional consiste no fluxo de energia unidirecional que é transportada desde as grandes centrais de produção de energia elétrica localizadas próximas às fontes de combustível (como por exemplo, as centrais hidroelétricas instaladas em rios com potencial para tal tipo de aproveitamento), sendo transmitida até aos centros de distribuição (subestações) localizados próximos dos consumidores e finalmente, distribuída aos consumidores. Este modo de distribuição de energia é a descrição da produção de energia de forma centralizada.

A transição de um sistema elétrico centralizado para o sistema elétrico distribuído é uma tendência atual que leva à diminuição do impacto ambiental associado à produção elétrica centralizada através de combustíveis fósseis, à redução de custos e de investimentos em grandes instalações para a produção, transporte e distribuição da energia elétrica, à

integração e aproveitamento de recursos energéticos renováveis e à melhoria da eficiência dos sistemas elétricos diminuindo as perdas elétricas na transmissão de energia. Para fazer face a este desafio, foi desenvolvido um novo conceito de rede de energia elétrica que integra a geração distribuída e as cargas a si associadas num único subsistema. A este novo conceito foi dado o nome de microrredes.

Nas microrredes, os fluxos de energia são bidirecionais e são utilizadas técnicas de comunicação e de informação para garantir uma maior fiabilidade e melhor qualidade de energia no sistema de energia elétrica e onde o consumidor pode produzir e vender energia, criando um novo agente: o *prosumer*. ou seja, é produtor e consumidor de energia ao mesmo tempo. O objetivo principal das microrredes é melhorar a fiabilidade, a eficiência e a qualidade da energia elétrica, desenvolvendo dispositivos e equipamentos de eletrónica de potência; monitorizar de forma pormenorizada com a recolha de dados todo o sistema; automatizar o controlo e o funcionamento do sistema para evitar a falha humana, promovendo a autonomia e a dinâmica de forma a evitar interrupções e restringir uma área afetada. As microrredes têm como maiores benefícios a instalação da geração distribuída e a implementação de fontes de energia renováveis, assim como uma maior participação do consumidor na tomada de decisões de gestão da energia.

O presente documento foi desenvolvido de forma a estudar e analisar algumas das áreas temáticas e fundamentais das microrredes, sendo constituído por oito capítulos. O primeiro, e atual, capítulo é composto pela introdução do tema em análise neste documento, e pela estruturação do relatório. No capítulo 2 é feita a descrição da constituição e estrutura de uma microrrede, assim como dos seus modos de funcionamento. É ainda abordado os tipos de alimentação e os tipos de barramentos das microrredes e em que segmentos podem ser implementadas. Por fim, é descrito quais as suas características mais importantes para o seu desenvolvimento e os seus benefícios e desafios. No capítulo 3 apresenta-se algumas das tecnologias instaladas em microrredes, nomeadamente, geração distribuída, armazenamento de energia, eletrónica de potência, sistemas de monitorização e tecnologias de comunicações. No capítulo 4 são abordados alguns conceitos de qualidade de energia e de proteção em microrredes. No capítulo 5 é apresentada a estrutura de controlo hierárquico e os modos de controlo aplicados principalmente na eletrónica de potência. No capítulo 6 são analisadas microrredes instaladas pelo mundo, principalmente no Japão, EUA e na Europa

onde existe uma maior iniciativa de promover projetos de microrredes. É ainda feita um breve resumo da minha experiência profissional no parque eólico *offshore* de Block Island, EUA. No capítulo 7 é realizado um estudo de caso prático onde se pretende analisar o impacto das microrredes no funcionamento das redes de distribuição em regime estacionário. Por fim, no capítulo 8 são apresentadas e discutidas as principais conclusões resultantes do trabalho desenvolvido.

2 Estado da arte das microrredes

Foi em 1882, em Manhattan, que foi construída a primeira central de geração de energia por Thomas Edison – a Manhattan Pearl Street Station. Era constituída por geradores de 27 toneladas (chamados de “*Jumbo Dynamos*”, Figura 1), forneciam eletricidade em corrente contínua (CC) e tinham a capacidade de geração de 100 kW, o suficiente para alimentar 1200 lâmpadas, numa área de aproximadamente 2,6 km² (Figura 2). Numa época em que os termos “Geração Distribuída” e “Microrredes” ainda eram desconhecidos, esta infraestrutura elétrica pode ser considerada como uma microrrede primitiva por ser um sistema elétrico que fornecia energia numa pequena área geográfica através um gerador próximo das cargas [1].

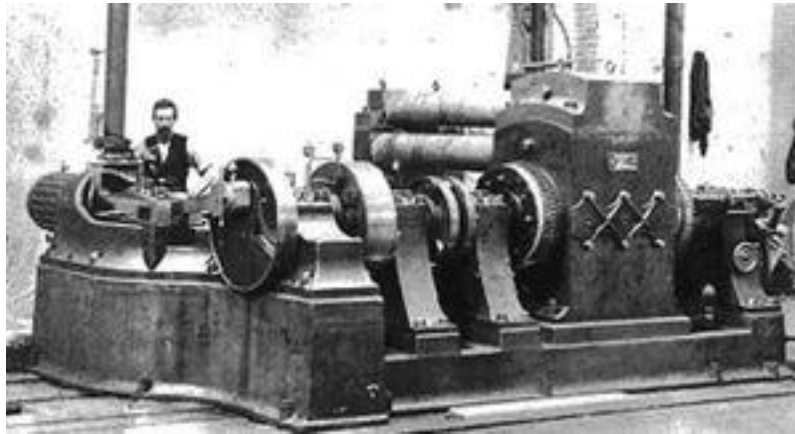


Figura 1 - *Jumbo Dynamo* de Thomas Edison [1]

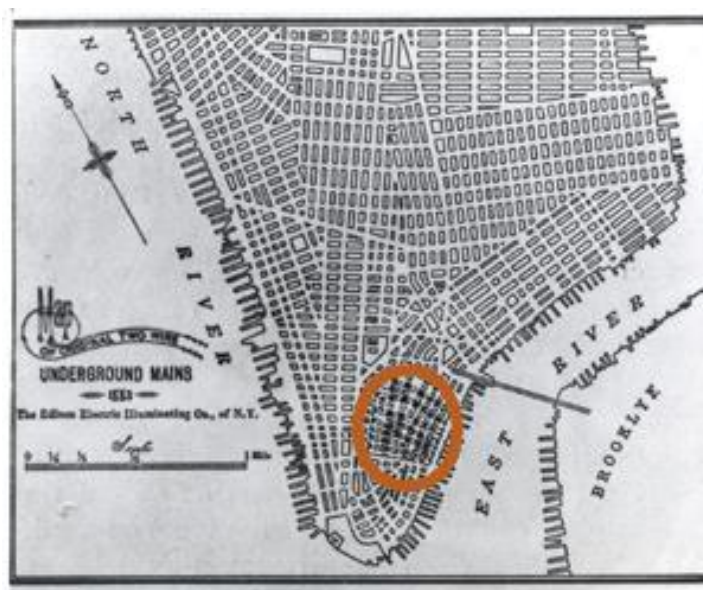


Figura 2 - Área geográfica de serviço da Pearl Street Station, Manhattan [1]

As primeiras publicações sobre microrredes apareceram em 2001 no portal do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) pelo professor R.H. Lasseter da Universidade de Wisconsin-Madison com o artigo “*Microgrids*” [2]. Mais tarde, em 2002, o CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) publica um relatório com uma definição sua das microrredes [3]. Desde então, ainda durante os anos 2000, vários projetos de demonstração foram construídos pelo mundo, como por exemplo: *Mad River Park Microgrid*, Vermont, USA [4]; *Kythnos Microgrid*, Grécia [5]; NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*) *Aichi, Kyotango e Hachinohe projects*, Japão [6]; *Shimizu’s Microgrid*, Japão [7]; *LABEIN’s project*, Espanha [8] e *Mannheim-Wallstadt project*, Alemanha [9].

Na Figura 3 apresenta-se uma imagem da microrrede de Kythnos, na Grécia [5].

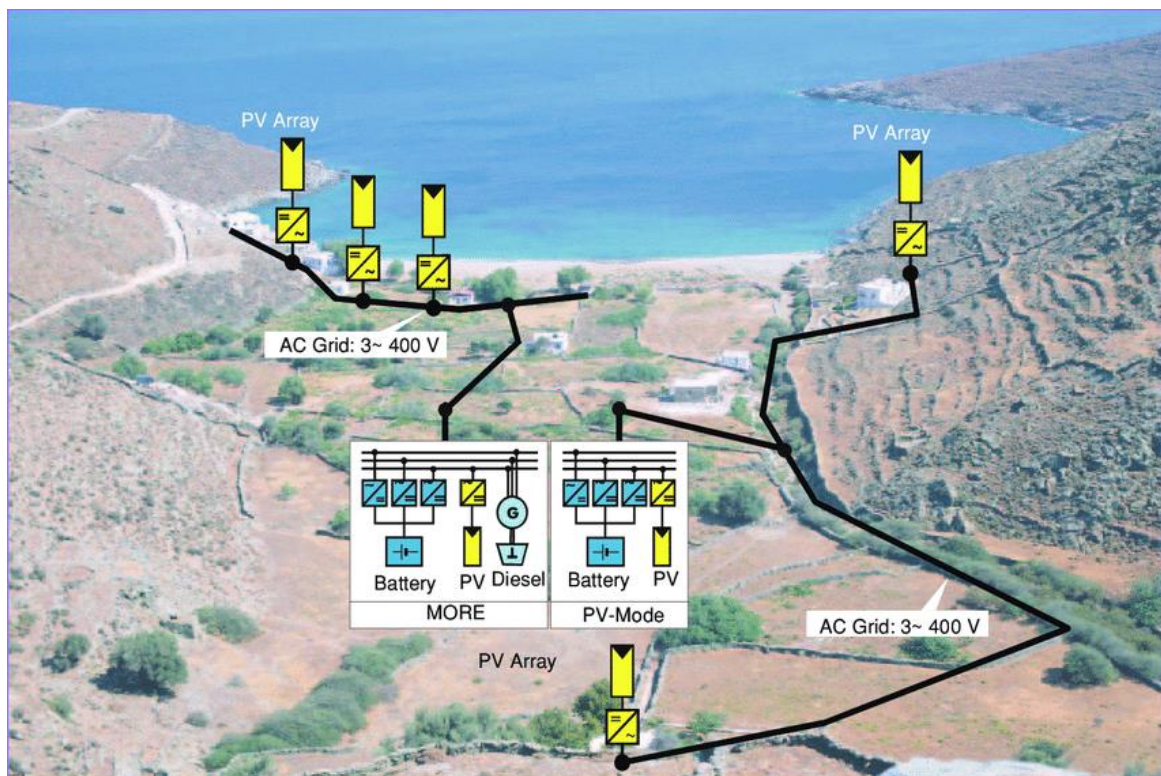


Figura 3 - Ilustração da microrrede de Kythnos, Grécia [5]

O setor da energia tem vindo a enfrentar grandes desafios, tais como, o aumento de cargas no sistema elétrico principal (SEP), problemas ambientais, baixa eficiência energética e a exigência do consumidor por uma melhor qualidade de energia. Uma forma encontrada para satisfazer estes desafios foi a ligação da Geração Distribuída (GD) na rede elétrica de distribuição, usando Recursos de Energia Distribuída (RED) (fontes de energia primária e

energia renovável). No entanto, a penetração contínua destas unidades tem um grande impacto no SEP, pelo que não é por si só uma opção viável. O conceito de microrrede (MR) surgiu com a finalidade de reduzir o impacto da GD e assim permitir o desenvolvimento mais sustentável dos sistemas elétricos, promovendo uma integração coordenada da GD e aumentar a fiabilidade do sistema e a qualidade de energia [10, 11].

Uma MR é um subsistema elétrico controlável, composto por GD, armazenamento de energia (AE), múltiplas cargas elétricas e dispositivos de controlo (baseados em eletrónica de potência). Uma MR pode estar interligada com o SEP através de um Ponto de Ligação Comum (PLC), o que lhe confere a possibilidade de funcionar de forma interligada ou isolada deste. Assim, uma MR pode ser considerada como uma rede elétrica de pequena escala que integra geração e transmissão de energia alcançando um ponto de equilíbrio e a distribuição ótima de energia numa determinada área. Neste âmbito, uma MR pode ser vista tanto como uma fonte de energia ou como uma carga, para a rede elétrica principal [10, 11].

Na Figura 4 mostra-se o esquema de uma MR com ligação ao SEP através do PLC (*Point of Common Coupling – PCC*).

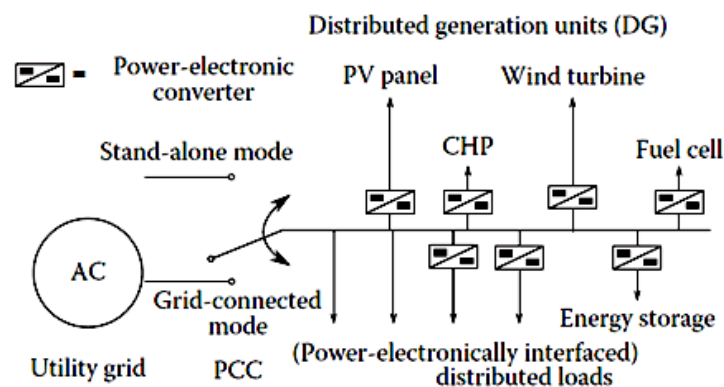


Figura 4 – Exemplo de um esquema de uma MR [11]

A possibilidade de uma MR se interligar com o SEP permite a troca de energia, injetando-a na rede elétrica quando a sua geração de energia é superior à procura e à capacidade de armazenamento. Ou inversamente, receber energia da rede elétrica quando a geração de energia interna não é suficiente para alimentar as cargas. Como tal, em MR o fluxo de energia é bidirecional [12].

A necessidade de controlo permite à MR alterar a sua configuração, aumentar e reduzir a energia adquirida da rede elétrica, controlar os níveis de tensão, de potência reativa, variações de frequência, etc., de forma adequada, sem transtornos para os consumidores da

MR ou perturbações na rede elétrica. Isto é possível através de dispositivos de controlo, maioritariamente com o auxílio de conversores de eletrónica de potência, ligados diretamente aos RED, AE e no PLC [13, 14].

Podemos concluir que uma MR é uma rede de distribuição ativa, estando associada ao conceito de *Smart Grid* (Rede Inteligente), havendo, para além das tecnologias já atrás referidas, a necessidade de instalação de tecnologia de comunicação entre os vários componentes da rede elétrica. Estas tecnologias permitem a implementação de estratégias de controlo e a otimização da rede, tornando uma gestão energética eficiente em tempo real entre esta rede e as necessidades do consumidor [12, 14].

As características técnicas de uma MR fazem dela uma solução sustentável para fornecer energia a áreas remotas. Nestas áreas o fornecimento através da rede elétrica principal é difícil devido à sua topologia ou por ocorrências frequentes de perturbações devido a condições climáticas severas ou provocadas pelo ser humano. É também uma boa solução para pequenas comunidades isoladas, estabelecimentos académicos e públicos ou zonas industriais [11, 13].

2.1 Constituição e estrutura

Uma MR consiste na associação de uma rede de baixa tensão (BT), GD, AE, cargas e dispositivos de controlo, a qual se interliga com o SEP através de um Ponto de Ligação em Comum (PLC) [15, 16].

a) Geração distribuída

Podem ser os vários tipos de RED que podem ser instalados, tais como, energia fotovoltaica, energia eólica, células de combustível, minicentrais hidroelétricas, geradores a diesel, cogeração, etc.

b) Armazenamento de energia

A existência de sistemas de armazenamento de energia é um elemento crucial para o funcionamento de uma MR, nomeadamente nas ações de isolamento e subsequentes períodos de funcionamento isolado. Vários sistemas de AE podem ser utilizados, tais como mecânicos, químicos e eletromagnéticos, nomeadamente, volantes de inércia (*flywheels*), baterias e supercondutores magnéticos (SMES).

c) Cargas

Podem ser denominadas cargas controláveis e cargas não-controláveis.

d) Dispositivos de controlo

Uma MR é constituída por um sistema de controlo que assegura a sua estabilidade e garante um funcionamento apropriado de cada componente citado acima. Estes componentes podem ser controlados de maneira a manter a MR operacional em ambos os modos de funcionamento (modo interligado, ou modo isolado), assim como facilitar a transição entre estes modos de funcionamento e também permitir a monitorização em tempo real e a gestão energética.

e) Rede de distribuição em baixa-tensão

A rede de distribuição BT interliga todos os componentes atrás mencionados através de conversores e retificadores, dependendo das necessidades do seu tipo de ligação.

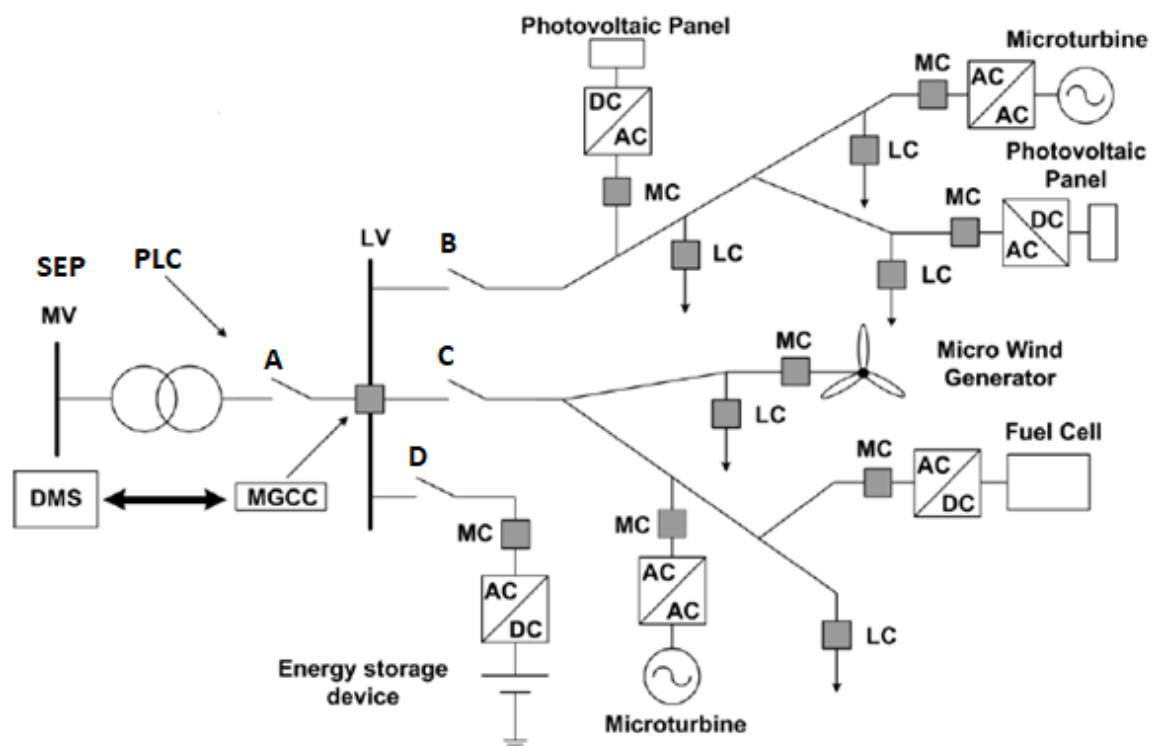


Figura 5 – Rede de distribuição de uma MR [17]

Na figura 5 está representada uma estrutura de uma MR. A MR está interligada com o SEP em Média-Tensão (MT) (*Medium-Voltage - MV*) através do Ponto de Ligação Comum (PLC) que é constituído pelo disjuntor **A**. O disjuntor **A** permite à MR ligar-se e desligar-se do SEP permitindo, desta forma, à MR funcionar de forma isolada ou interligada com o SEP. Neste exemplo, a MR está dividida em três ramares interligados no barramento de Baixa Tensão (BT) (*Low Voltage - LV*) através dos disjuntores **B**, **C** e **D**. Cada ramal é constituído por diversas cargas e vários RED instalados próximos entre si de forma a reduzir as perdas elétricas e a garantir bons níveis de qualidade de energia. As microfontes (MF), pertencentes aos RED, os sistemas de armazenamento de energia (AE) e as cargas são instaladas nos ramares da MR através da interface de eletrónica de potência, nomeadamente, através de conversores de potência que permitem a implementação de controlo, de monitorização e proteção destes componentes. No caso das cargas, é possível estabelecer cargas prioritárias e cargas não-prioritárias para a situação de isolamento da MR do SEP [12, 13, 17].

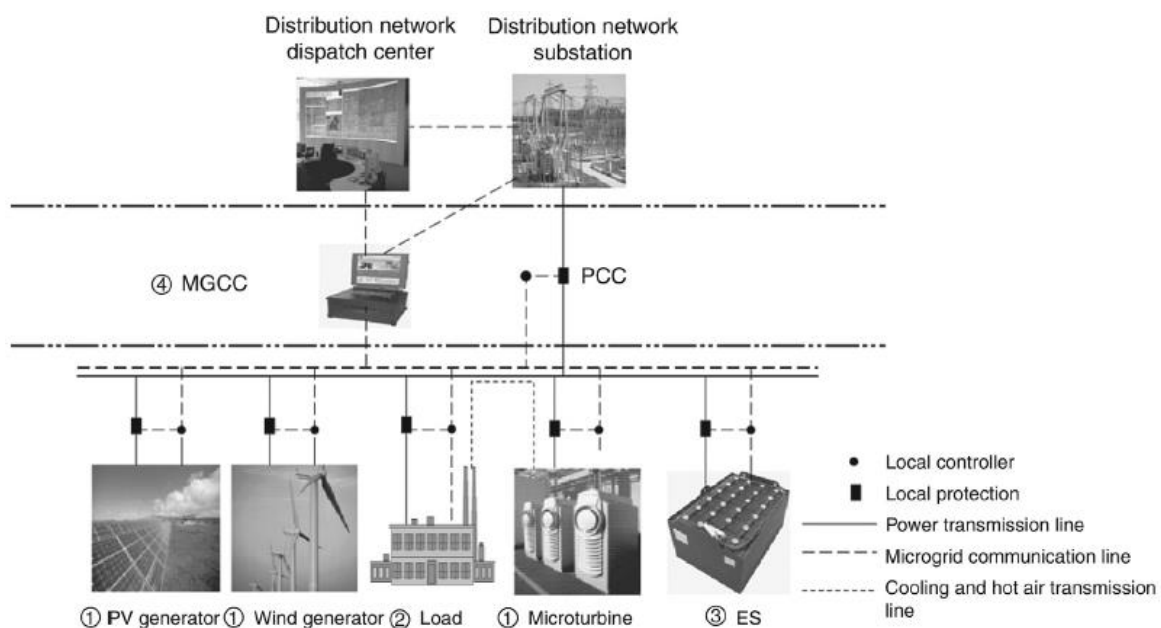


Figura 6 - Constituição e Estrutura de uma MR [15]

Na figura 6 apresenta-se um esquema da constituição e estrutura de uma MR onde está representada a interligação existente entre os diversos sistemas que coexistem numa MR, nomeadamente a GD, cargas, AE, monitorização, controlo, assim como as linhas de transmissão de energia e de comunicações.

2.2 Modos de funcionamento

Uma MR pode funcionar em modo interligado com o SEP ou funcionar em modo isolado do SEP. Para conseguir fazer a transição entre os dois modos de funcionamento de forma autónoma, a MR terá de estar equipada com sistemas de controlo e de gestão apropriados de maneira que a energia seja fornecida aos consumidores de forma ininterrupta e sem comprometer a sua qualidade [12, 17].

A transição entre os dois modos pode acontecer quando ocorre alguma falha no SEP, desta forma, a MR interrompe a sua ligação com o SEP e continuará a funcionar em modo isolado até que essa falha esteja resolvida. Quando o SEP estiver novamente operacional, a MR pode novamente interligar-se / ressincronizar-se através do PLC. Pode acontecer por vezes que a MR esteja impossibilitada de se interligar com o SEP e que a geração interna seja insuficiente para alimentar as cargas, neste caso, irá proceder-se ao deslastre de cargas não prioritárias fornecendo energia a cargas mais importantes [12, 18].

2.2.1 Modo de funcionamento normal ou interligado

A MR está ligada em paralelo com o SEP através do PLC pela interface de eletrônica de potência. Tem como objetivo permitir o fluxo bidirecional de energia, podendo a MR ser totalmente ou parcialmente fornecida por energia vinda do SEP, ou em modo inverso, a MR pode injetar no SEP a energia produzida em excesso pela geração interna [12, 17, 18]. Desta forma, a MR pode ser vista pelo SEP como uma entidade controlável, podendo ser uma carga ou um gerador, receber ou enviar energia de acordo com a condição das cargas e da geração interna da MR [18]. É também através do PLC, por meio da interface eletrónica, que é possível determinar os níveis de tensão e de frequência pela qual a MR funcionará [12].

2.2.2 Modo de funcionamento isolado ou de emergência

A MR deverá ter a capacidade de proceder ao seu isolamento do SEP em caso de ocorrência de falha, perturbações, ou outros eventos não programados por parte do SEP, ou, ainda, em caso de manutenção planeada ou também porque a sua localização geográfica a obriga ao seu isolamento. Neste modo de funcionamento, a MR torna-se autónoma na continuação de fornecimento de energia, dando prioridade às cargas mais críticas, e também no controlo e gestão dos níveis de tensão e de frequência, ações realizadas recorrendo à eletrónica de potência instalada na GD e no sistema de AE [12, 17, 18].

2.3 Tipos de alimentação e de barramentos de microrredes

Desde os primórdios dos sistemas de energia elétrica que se tem discutido qual o melhor sistema de transmissão de energia, se em Corrente-Contínua (CC), ou se em Corrente-Alternada (CA). O de CC foi o sistema escolhido inicialmente, mas devido às consequentes perdas elétricas e quedas de tensão ao longo das linhas de transmissão foi necessário encontrar novas soluções. O desenvolvimento do transformador e do sistema trifásico, permitiu a aplicação do sistema de transmissão em CA concedendo-lhe uma componente de grande qualidade energética. Subsequentemente a transmissão de energia elétrica em CA tornou-se dominante face ao sistema em CC [19].

Existem três tipos de MR de acordo com o tipo de barramento utilizado, nomeadamente: MR em CA, MR em CC e MR Híbrida (CA-CC) [19, 20].

2.3.1 Microrrede em corrente-contínua

Este tipo de MR tem um barramento em CC onde é possível interligar diretamente a grande maioria dos RED, AE, e cargas, uma vez que estas funcionam em CC (Figura 7). Em caso de necessidade de ligar cargas em CA utilizam-se conversores CA/CC ligado ao barramento em CC, sem necessidade de transformador [16, 19].

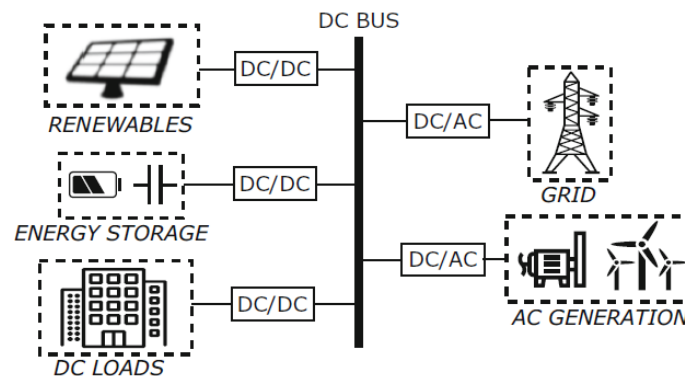


Figura 7 - Esquema de MR com barramento em CC [16]

A configuração com o barramento CC apresenta inúmeras vantagens [16, 19]:

- Incorporação de RED, AE e cargas é facilitada visto que estes não requerem nenhum processo de conversão para CA;
- Simplificação dos conversores responsáveis pela ligação dos RED, AE e cargas à rede de distribuição da MR, o que reduz significativamente o tamanho da MR;

- Conseguem-se obter vários níveis de tensão sem ter de se recorrer a transformadores;
- O trânsito de energia reativa é inexistente, ou seja, a energia reativa não está presente nas linhas de transmissão CC;
- As perturbações nos níveis de tensão, corrente e frequência são compensados no barramento CC pelos equipamentos de eletrônica de potência e de AE a eles ligados.

2.3.2 Microrrede em corrente-alternada

Neste tipo de MR o barramento em CA é comum com o do SEP, onde é possível ligar diretamente os RED de natureza intermitente (energia eólica, por exemplo) e outros componentes em CA por meio de conversores CA/CA. Os restantes RED e componentes em CC terão de ser ligados através de conversores CC/CA (Figura 8). Quando a MR está no modo de funcionamento normal, o SEP fica responsável pela regulação dos níveis de tensão e de frequência e pela gestão energética através do controlo central presente no PLC, enquanto que a MR gere cada conversor eletrónico associado aos RED, AE e restantes componentes nela implementados [19].

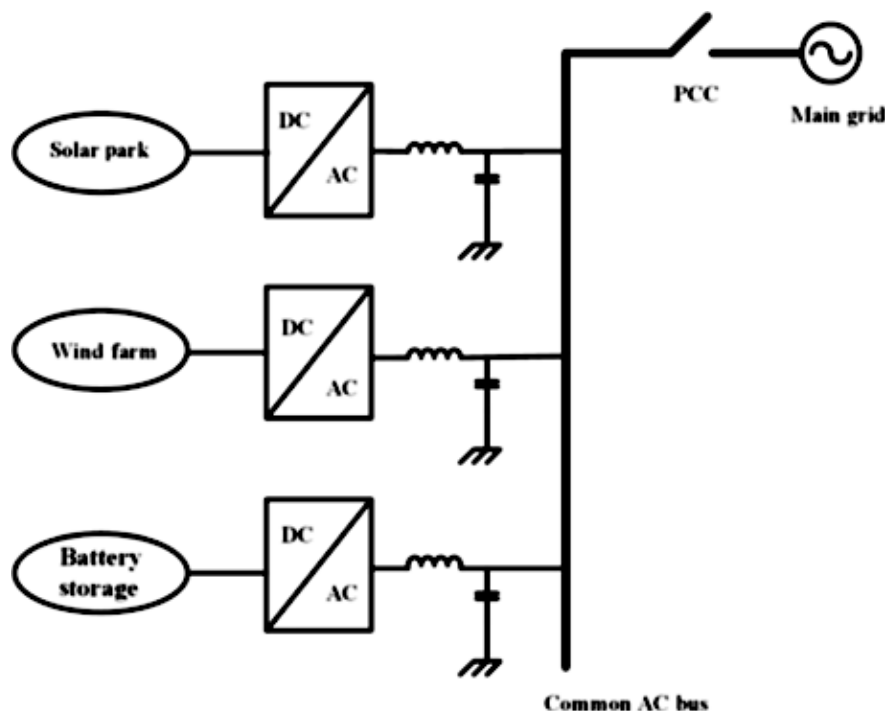


Figura 8 - Esquema de MR com barramento em CA [19]

A configuração com o barramento CA também apresenta algumas vantagens [21]:

- Elevar e baixar a tensão em CA é um processo muito fácil, através do recurso a transformadores. Em CC, a alteração do nível de tensão é efetuada através de conversores CC/CC, que requerem processos de implementação mais complexos;
- A proteção das redes em CA está tecnologicamente mais madura do que a proteção de redes em CC. Estas últimas necessitam de um maior investimento em investigação e desenvolvimento;
- É a configuração utilizada há mais tempo, tendo já provado a sua funcionalidade, apresenta componentes fiáveis e já disponíveis no mercado;
- É a abordagem mais conveniente na interligação das fontes distribuídas à rede elétrica;
- Menor custo do sistema de proteção.

2.3.3 Microrrede híbrida

Devido à necessidade de instalação de conversores em CA e em CC para fazer interface entre os RED, AE e as cargas com o barramento da MR, surge o tipo de MR com barramento híbrido CA/CC (Figura 9). Uma MR híbrida tem como objetivo reduzir o número de dispositivos de interface instalados. Desta forma, existe um barramento em CA e outro barramento em CC que estão interligados por um conversor CA/CC bidirecional que permite o fluxo de energia entre ambos. No entanto, o processo de controlo torna-se complexo devido à interação entre os dois barramentos ao mesmo tempo com o SEP [19, 22].

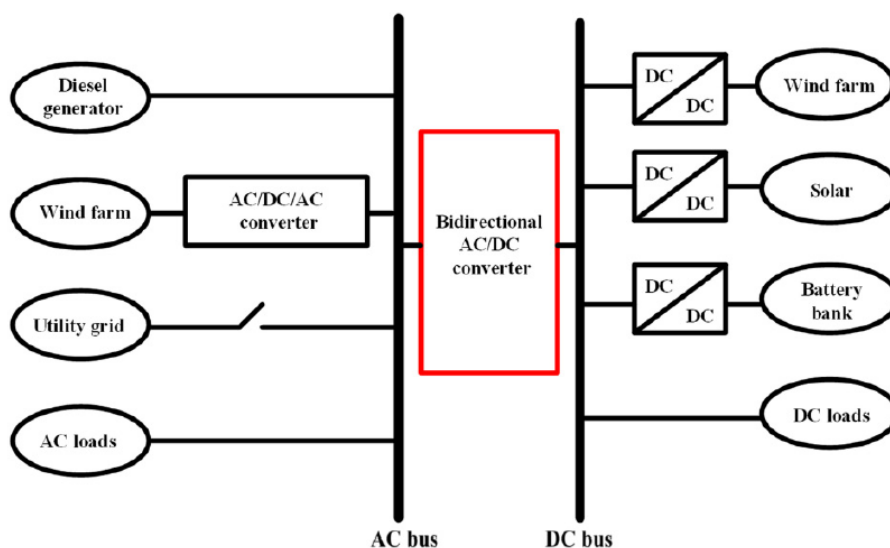


Figura 9 - Esquema de MR com barramento Híbrido CA/CC [19]

2.4 Tipos de arquiteturas

A arquitetura de uma MR é definida conforme o segmento em que ela mesma é aplicada.

2.4.1 Microrrede institucional ou de *campus*

Consiste na agregação de GD, AE e cargas numa área geográfica limitada, por exemplo: Universidades, Instituições de Pesquisa, Edifícios Governamentais, *Data Centers*, etc. Geralmente, este tipo de MR pertence a uma única entidade responsável pela sua gestão. A qualidade energética pode diferir dependendo do tipo de infraestrutura, sendo que instituições de pesquisa ou de *data centers* requerem um fornecimento energético de melhor qualidade quando comparada com infraestruturas governamentais ou universitárias [23, 24,25].

2.4.2 Microrrede industrial ou comercial

Este tipo de MR é semelhante à MR institucional. No entanto, quando a MR compreende uma zona industrial com várias empresas faz com que a MR seja projetada de forma a satisfazer as expectativas de vários clientes. Esta MR difere pela combinação da sua segurança, fiabilidade no fornecimento de energia e eficiência energética o que é muito importante para indústrias com processos de fabrico. Por exemplo, na indústria química ou de fabrico de semicondutores, a existência de interrupções no fornecimento de energia e longos tempos de espera pela sua reposição, pode provocar grandes perdas económicas e de produto na ausência de uma MR [23, 24, 25].

2.4.3 Microrrede comunitária

Uma MR comunitária, tal como o nome indica, irá compreender áreas residenciais, mas também poderá incluir áreas industriais. Este tipo de MR está permanentemente ligada ao SEP e para o seu correto funcionamento requer sistemas de controlo e de automação para gestão de fluxo de energia e para o caso de interrupção da ligação com o SEP [23, 24, 25].

2.4.4 Microrrede isolada

As MR isoladas são instaladas em áreas geográficas que estão distanciadas do SEP, não tendo qualquer ligação com este, e desta forma, mantêm a sua independência energética. São destinadas para comunidades remotas ou para países em desenvolvimento que estão a expandir a sua infraestrutura elétrica e que desenvolvem as suas MR de maneira que no futuro possam, eventualmente, ser interligadas criando um grande sistema elétrico [23, 25].

2.4.5 Microrrede militar

Apesar de este ser o menor segmento, está a ser desenvolvido com grande esforço com o foco na segurança física e cibernética para instalações militares. O principal objetivo das MR militares consiste em assegurar a qualidade e a fiabilidade energética sem depender da rede elétrica. Deste modo, as MR proporcionam benefícios tangíveis e quantificáveis em instalações militares [23, 24, 25].

2.5 Características

A tecnologia presente na MR (GD, AE, cargas, controlo, etc.) deverão satisfazer vários requisitos para garantir o seu funcionamento de forma contínua. Para cumprir estes requisitos, são identificadas algumas características importantes das MR que devem ser consideradas em todas as pesquisas, desenvolvimentos e projetos:

1) Autonomia

Uma MR é constituída essencialmente por GD, AE e cargas, e podem funcionar de forma autónoma interligada com o SEP ou isolada deste. No primeiro caso, uma MR pode gerir (de forma independente) a sua própria geração de energia e consumo sob considerações económicas, ou seja, se deve comprar ou vender energia. Em ambos os modos de funcionamento, o sistema minimiza as emissões de gases de efeito de estufa ao maximizar o uso de energia renovável e minimizar o uso de combustíveis fósseis. No modo isolado a MR é capaz de equilibrar a geração e o consumo das cargas e manter os limites de tensão e de frequência nos limites definidos com o controlo adequado [23, 25, 26].

2) Estabilidade

O controlo local é independente das MF, AE e cargas, e funciona em função da variação de frequência e dos níveis de tensão de cada dispositivo. Isto faz com que a MR funcione de

uma forma estável durante condições de funcionamento normal e durante eventos transitórios [23, 25, 26].

3) Compatibilidade

Uma MR deve ser completamente compatível com o SEP, tornando-se um elemento funcional na sua expansão e deve ajudar a maximizar os serviços públicos que de outra forma tornar-se-iam estagnados [23, 25, 26].

4) Flexibilidade

Uma MR pode crescer incrementalmente pois facilita a introdução de diversas cargas e fontes de energia e de novas tecnologias sem mudanças significativas na sua infraestrutura [23, 25, 26].

5) Eficiência

Os sistemas de controlo e de supervisão gerem o uso da GD, das cargas, e do AE e assim permite gerir o consumo das instalações. Desta forma, a gestão energética pode ser fortemente otimizada em aspetos económicos e ambientais [23, 25, 26].

6) Economia

De acordo com estudos de mercado, a aplicação de sistemas de cogeração para recuperação de calor é muito importante para a avaliação de uma MR. Além disso, a utilização de energia renovável irá ajudar a reduzir os custos de combustível e as emissões de gases de efeito de estufa [23, 25, 26].

7) Modelo par-a-par (P2P, *peer-to-peer model*)

Uma MR pode implementar o modelo P2P para a sua gestão, controlo e comércio de energia. A transação de energia de forma interativa com o SEP é possível com este modelo. O conceito P2P não determina o tamanho, a escala e o número de pares e a taxa de crescimento da MR [23, 25, 26].

8) Resiliente

Uma MR é capaz de se reconfigurar para resistir a falhas e evitar colapso total do seu sistema de energia. As MR têm também a capacidade de manter a qualidade de fornecimento de energia, apesar de problemas que possam ocorrer no SEP com a qual possui interligação [23, 25, 26].

9) Inteligente

Uma MR tem a capacidade de monitorizar o estado do seu sistema elétrico, reconfigurar o funcionamento de equipamentos e a sua topologia. Deste modo, é possível atingir os objetivos de fiabilidade de fornecimento, custos e minimização de emissão de poluentes [23, 25, 26].

10) Dinâmica

Uma MR tem a capacidade de mudar constantemente o seu estado de funcionamento, a fim de atingir os objetivos de inteligência e resiliência acima descritos [23, 25, 26].

2.6 Benefícios e desafios

2.6.1 Benefícios

O desenvolvimento das MR é prometedora para o setor energético muito devido aos seguintes benefícios:

1) Ambientais

Grande parte da energia tem vindo a ser obtida recorrendo a grandes centrais de geração centralizada que utilizam combustíveis fósseis (gás natural, carvão e derivados). Contudo, os países desenvolvidos têm vindo a identificar os impactos ambientais relacionados com as emissões resultantes da queima de energia primária, nomeadamente no protocolo de Quioto criado no ano de 1997. Este reconhecimento tem impulsionado o rápido desenvolvimento de GD que, desta forma, contribui para a redução da quantidade de energia que é produzida nas centrais de geração de energia primária. No entanto, nem todos os RED apresentam emissões zero durante o seu funcionamento, como é o caso da cogeração, apesar de ter menos impacto do que as centrais convencionais. É de mencionar que com a implementação bem-sucedida de novas técnicas de captura de carbono e de sistemas de armazenamento nas centrais termoelétricas reduzirá os seus impactos ambientais [12, 13].

2) Operacionais e de qualidade de energia

A proximidade física entre a GD e as cargas aliada à descentralização do fornecimento, o que diminui a energia que é importada do SEP, pode ajudar a reduzir as perdas elétricas no transporte e transmissão de energia a longas distâncias o que permite também o

descongestionamento dos ramais, traduzindo-se numa maior eficiência dos sistemas elétricos. A flexibilidade da MR de poder isolar-se do SEP, atenua o impacto negativo de ocorrências de falhas deste, o que melhora a qualidade do serviço, promovendo a melhoria dos níveis de tensão e de frequência, aumentando a sua fiabilidade [12, 13].

3) Económicos e de mercado

Uma vez que a implementação de MR, e consequentemente, da GD leva à redução de transmissão e distribuição de energia, isto faz com que se reduza o seu custo e que haja menos investimento na expansão e reforço do SEP. Torna-se benéfico monetariamente para os consumidores e/ou para a entidade responsável ao vender o excedente de energia produzida à rede, reduzindo desta forma o seu custo com a eletricidade. Outros serviços auxiliares podem ser vendidos, tais como: resposta à procura, informação do preço de eletricidade em tempo real, estabilização dos níveis de tensão e de frequência, etc. A presença de fornecedores de eletricidade diferentes e independentes provocaria uma concorrência de mercado que ajudaria a reduzir o custo da eletricidade [12, 13].

2.6.2 Desafios

Apesar dos potenciais benefícios, as MR apresentam desafios e desvantagens no seu desenvolvimento, tais como:

1) Técnicos

O fato de haver uma grande quantidade de GD que pode ser ligada e desligada em qualquer momento, em que o fluxo de energia passa a ser bidirecional, tem impacto na estabilidade do sistema de transmissão relativamente a níveis de tensão, harmónicos, aumento de correntes de curto-circuito, etc. Estes aspetos requerem conhecimentos nas áreas de controlo e gestão da rede em tempo real através do desenvolvimento de plataformas de comunicação de forma a controlar a gestão energética dentro da MR. Existindo fluxos bidirecionais, torna mais complexos os sistemas de proteção pelo que é necessário a definição de esquemas adequados de proteções e ligações à terra que garantam a segurança e operação das MR e que permitam a deteção de defeitos. É preciso garantir a qualidade energética para o consumidor final, nomeadamente ao nível da tensão e da frequência, fornecendo energia da forma mais eficiente e obedecendo a critérios económicos e de fiabilidade [12, 13].

2) Regulamentares

Como o conceito das MR é relativamente novo, ainda não existe um consenso em relação ao seu planeamento, gestão e manutenção. Deverão ser definidas normas e protocolos para a integração da GD nos mercados convencionais, normas para a qualidade energética, segurança e proteção nas MR. Cada país está a desenvolver a sua própria regulamentação para a integração das MR no seu SEP, sem considerar uma visão mais “global” sobre o tema. Este novo sistema irá fazer com que haja necessidade de atribuir novas tarefas e responsabilidades às empresas responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia e aos consumidores de energia [13].

3) Económicos e de Mercado

A geração de energia a partir de RED renováveis tem custos consideravelmente superiores aos verificados nas centrais de geração convencionais, o que leva que a implementação da MR tenha um custo elevado. Este custo pode ser diminuído através da criação de subsídios estatais de forma a estimular os investimentos, de uma forma transitória até que a tecnologia se torne mais barata e que o investimento se pague por completo. Uma das principais características das MR é a capacidade de fornecer energia de forma autónoma às suas cargas de forma isolada do SEP. O isolamento de uma MR faz com que o mercado convencional perca o controlo dos preços da eletricidade da MR, podendo esta vender a energia a um preço mais elevado. Neste caso, sem que haja um controlo por parte de uma entidade reguladora, a MR deterá o monopólio desse mercado interno [12, 13].

3 Tecnologias aplicadas em microrredes

3.1 Geração distribuída

Geração distribuída, também conhecida como Produção Dispersa ou Geração Descentralizada, aparece como alternativa/complemento ao sistema elétrico convencional que resulta da ligação de pequenas fontes de geração de energia (1 kW a 50 MW) às redes de MT e de BT. Apresenta inúmeras vantagens de âmbito ambiental, técnico e económico, tais como: redução do impacto ambiental com a utilização de energias renováveis e a melhoria da utilização de energias primárias, aumentando a eficiência energética; aumento da estabilidade do sistema e qualidade energética devido à proximidade do ponto de ligação entre a GD e as cargas e consequente redução de perdas na transmissão; redução de custos, de investimento e do risco de planeamento devido ao tempo de instalação da GD ser muito inferior ao de instalação da geração centralizada e expansão das redes de transmissão e distribuição existentes [12].

As fontes de energia renovável e as fontes de energia primária instaladas nos sistemas de GD são conhecidas como Recursos Energéticos Distribuídos (RED) ou Microfontes (MF) [27]. As fontes de energia primária são aquelas em que os seus recursos existem em *stock* ou que as suas reservas são limitadas. São utilizadas por tecnologias como os motores de combustão, cogeração ou microturbinas e com a sua utilização são emitidos gases de efeito de estufa, como o dióxido de carbono, que contribui para a problemática do aquecimento global. Fontes de energia renovável são recursos que têm o potencial de se renovarem por processos naturais, na ordem de dias ou centenas de anos, sendo as principais a energia solar (principalmente a fotovoltaica), eólica, mini-hídrica, a biomassa e geotérmica [28].

3.1.1 Energia solar fotovoltaica

O Sol é uma fonte de energia abundante e limpa que pode ser convertida em eletricidade. Esta conversão é feita através de células fotovoltaicas construídas com material semicondutor e quando expostas à radiação solar ocorre a transferência de eletrões entre duas bandas, funcionando como dois elétrodos, com diferença de potencial, o que acaba por produzir eletricidade em CC [12, 28, 29].

A energia solar fotovoltaica (FV) apresenta diversas vantagens. Para além do fato de ser uma energia renovável, limpa e silenciosa, é uma forma de energia abundante, presente

em qualquer parte do mundo e tem um tempo de vida prolongada com um mínimo de manutenção. Os sistemas FV têm vindo a tornar-se uma tecnologia economicamente viável muito devido à grande aposta e reconhecimento por parte dos governos, organizações ambientais e comerciais como sendo uma tecnologia com grande potencial para fornecer e satisfazer uma grande parte das necessidades energéticas no mundo (Figura 10). Por outro lado, apresenta como desvantagens de ser uma forma de energia intermitente e com baixa densidade e eficiência energética (14% a 25%) o que leva a grandes investimentos iniciais na sua instalação de modo a satisfazer as necessidades energéticas [27, 28].

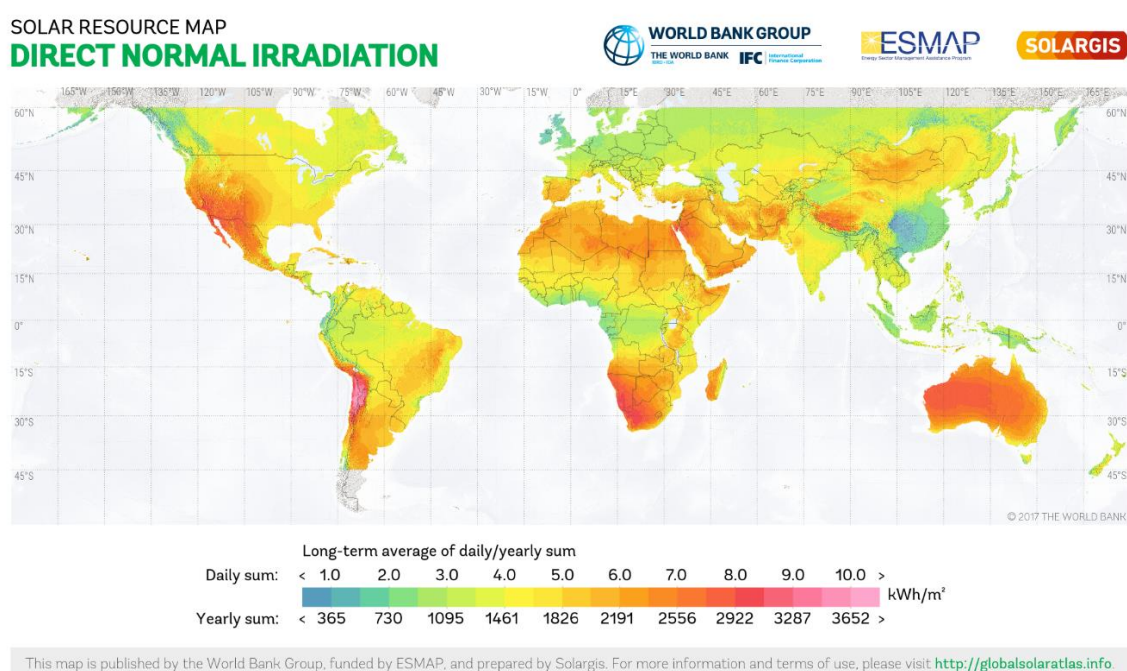


Figura 10 - Atlas da radiação solar direta [30]

A energia solar atinge a célula FV de duas formas: direta, que corresponde a 85% da radiação solar direta ou difusa que corresponde a 15% da radiação solar que vem através da difusão dispersa na atmosfera. Uma célula fotovoltaica tem o comportamento de um díodo, sendo constituída por duas camadas: a camada tipo *p* que possui um excesso de cargas positivas e a camada tipo *n* que possui um excesso de cargas negativas. Estas duas camadas estão separadas por uma banda de condução chamada *junção p-n* criando, desta forma, uma diferença de potencial. Quando um fotão da radiação solar incidir na célula fotovoltaica com energia suficiente para excitar os eletrões presentes na camada *n*, estes são acelerados para um terminal negativo ao passo que os eletrões da camada *p* são enviados para o terminal

positivo. Ao se ligar uma carga a esses dois terminais circulará uma corrente elétrica no circuito [27, 31]. Na Figura 11 apresenta-se a constituição interna de uma célula fotovoltaica.

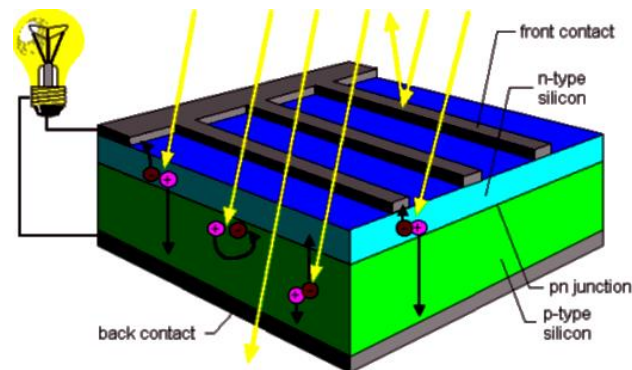


Figura 11 - Constituição interna de uma célula fotovoltaica [31]

Existem quatro tipos de células FV: monocristalina, policristalina, de película fina e híbridas [27, 28, 32].

a) Monocristalina

São células de silício puro (Figura 12). Têm como principal vantagem o rendimento na ordem dos 16%, mas o custo de produção é elevado, o que se reflete no preço final.

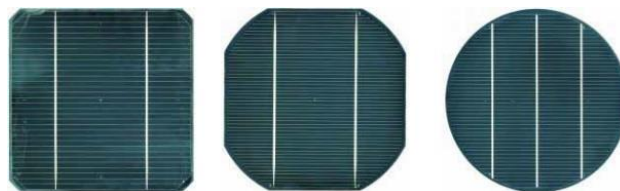


Figura 12 - Exemplos de células FV monocristalinas [32]

b) Policristalinas

São células de silício com uma percentagem de pureza inferior (Figura 13), e consequentemente, um rendimento inferior na ordem dos 13% - 15%, mas apresentam como vantagem um custo inferior às monocristalinas.

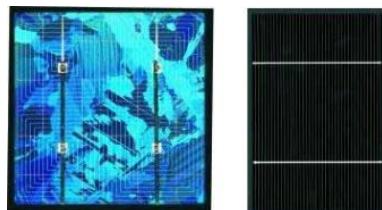


Figura 13 - Exemplos de células FV policristalinas [32]

c) Película fina

São células FV de segunda geração e são designadas de células de camadas finas. Estas células são fabricadas por um processo mais homogêneo e barato que o das cristalinas. Devido à sua espessura é possível a sua integração em vidro, plástico e materiais similares. Possuem uma absorção mais efetiva da radiação devido à homogeneidade, mas têm um rendimento inferior na ordem dos 6% - 12%. Existem três tipos de células FV de película fina (Figura 14): Silício Amorfo (a-Si) com eficiências de 6-8%, Telúrio de Cádmio (CdTe) com eficiências de 9-11% e Disseleto de Cobre e Índio (CIGS ou simplesmente CIS) com eficiências de 10-12%.

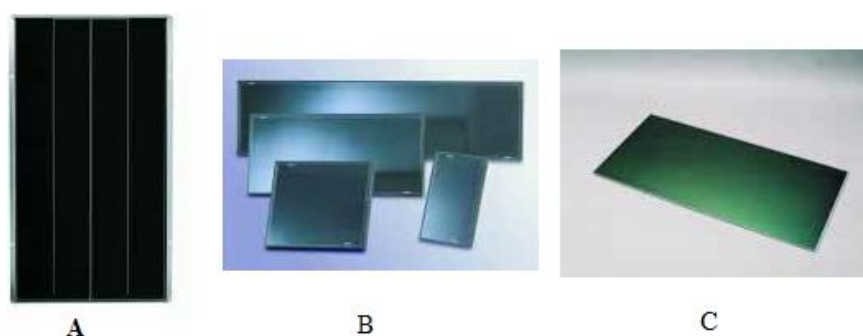


Figura 14 - Exemplos de Células FV de película fina. A - a-Si; B - CIS; C - CdTe [32]

d) Híbridas

As soluções de células híbridas consistem na criação de células que incorporam os dois tipos de silício, amorfo e cristalino (s-Si:H/c-Si). A combinação dos dois tipos permite uma performance excelente e o processo de produção também é simples (não são necessárias temperaturas elevadas). O rendimento destas células é da ordem dos 19%.

e) Emergentes ou de terceira geração

Existem outras tecnologias de células FV de película fina que estão em fase de pesquisa e desenvolvimento ou com mercado limitado. Elas são: Orgânicas (*Organic*); sensibilizadas por corante (*Dye-Sensitized*); Poliméricas (*polymer*); de pontos quânticos (*Quantom Dot*); *Copper Zinc Tin Sulfid* (CZTS); Nanocristais (*Nanocrystal*); *Micromorph* e *Perovskite* [33].

Uma célula FV é apenas a base de um sistema FV, sendo capaz de produzir apenas 1-2 W. Desta forma, para obter uma capacidade de produção superior, as células FV são interligadas entre si transformando-se num módulo FV, com uma capacidade de 50-300W. Consequentemente, uma associação em série de módulos FV transforma-se numa *string* FV e a sua ligação em série ou em paralelo obtemos um *array* FV permitindo uma capacidade de produção na casa das dezenas de MW, de acordo com a Figura 15 [28].

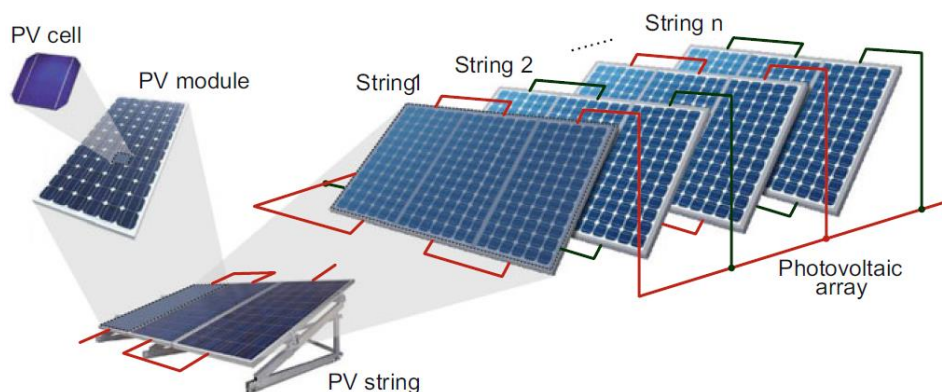


Figura 15 - Combinação de células FV para criar módulos FV, *strings* FV e *arrays* FV [28]

A combinação de módulos FV com outros componentes, tais como: inversores, baterias, outros dispositivos eletrónicos e estruturas de montagem e de suporte, forma-se um sistema FV (Figura 16) [28].

Na figura 16 apresenta-se o esquema de um sistema FV ligado ao SEP. Um sistema FV ligado ao SEP tem como objetivo principal a injeção de eletricidade produzida na rede elétrica. Um sistema FV pode ser do tipo centralizado ou do tipo distribuído, sendo este último utilizado na MR uma vez que a eletricidade é diretamente distribuída pelas cargas. Existem ainda os sistemas FV independentes que não estão interligados com uma rede elétrica e são destinados a áreas remotas. A diferença é a existência de um sistema de armazenamento de energia pois como a eletrificação é apenas possível durante o dia, existe a necessidade de armazenamento de energia para garantir o fornecimento de energia de forma contínua. É ainda instalado um controlador com o objetivo de controlar e monitorizar a carga e descarga do sistema de AE, o equilíbrio energético, recolha de dados, proteções, etc. [34].

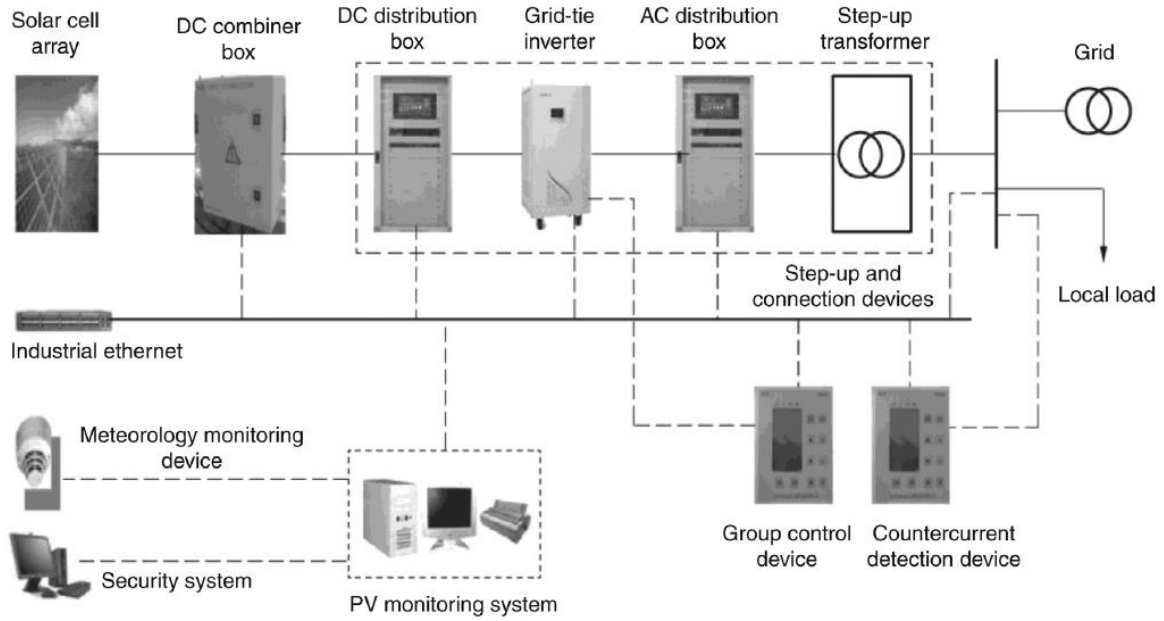


Figura 16 - Estrutura de um Sistema FV ligado ao SEP [34]

Em termos de modelização, uma célula FV apresenta o circuito elétrico equivalente da figura 17 [28, 31, 32].

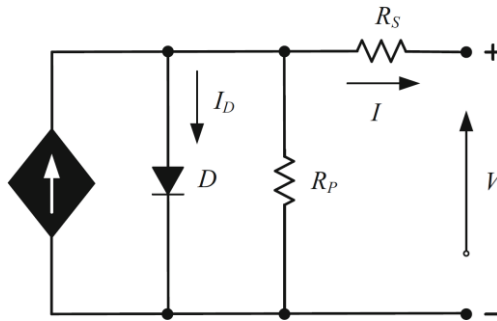


Figura 17 - Circuito elétrico equivalente detalhado de uma célula FV [28]

A fonte de corrente, geralmente representada por I_s , representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituído por fótons, ao atingir a superfície da célula FV. A *junção p-n* funciona como um diodo que é atravessado por uma corrente unidirecional I_D , que depende da tensão V aos terminais da célula, e é dada pela equação (1):

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V + R_s I}{m V_T}} - 1 \right) \quad (1)$$

onde I_0 é a corrente de saturação do díodo inversamente polarizado; R_s é a resistência em série; m o fator de idealidade do díodo; V_T o potencial térmico; V a tensão nos terminais da célula e I a corrente que se passa pela carga.

A corrente I que se fecha pela carga é:

$$I = I_s - I_D - I_p = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V + R_s I}{m V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2)$$

sendo a corrente I_p a corrente que passa pela resistência em paralelo R_p . A corrente de curto-circuito I_{cc} é o valor máximo da corrente de carga, igual, portanto, à corrente gerada por efeito fotovoltaico.

$$\begin{aligned} V &= 0 \\ I_D &= 0 \\ I &= I_s = I_{cc} \end{aligned} \quad (3)$$

A tensão em vazio V_{ca} é o valor máximo da tensão aos terminais da célula que ocorre quando esta está em circuito aberto.

$$I = 0 \quad (4)$$

$$V_{ca} = m V_T \ln \left(1 + \frac{I_s}{I_0} \right) \quad (5)$$

Os valores da corrente de curto-circuito I_{cc} e da tensão em vazio V_{ca} são características típicas das células FV. Estes valores são fornecidos pelos fabricantes de células FV para determinadas condições de radiação incidente e temperatura (fatores que influenciam as características elétricas das células FV). A corrente gerada numa célula FV (ou módulo) aumenta linearmente com o aumento da radiação incidente e a tensão diminui com o aumento de temperatura [28, 31, 32].

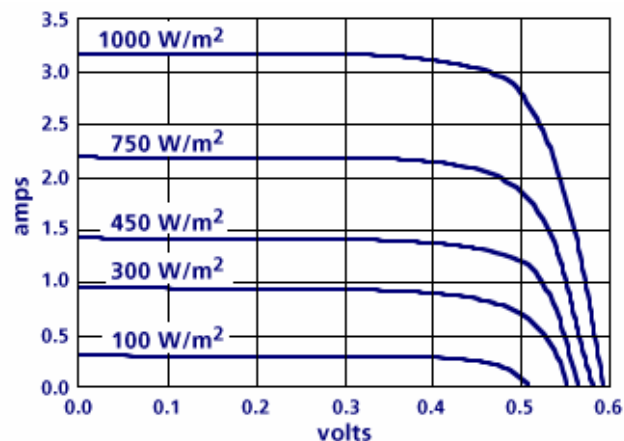


Figura 18 - Variação da curva I-V com a radiação incidente [31]

A Figura 18 mostra que a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente. A corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente e a tensão de circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para valores baixos de radiação incidente [31].

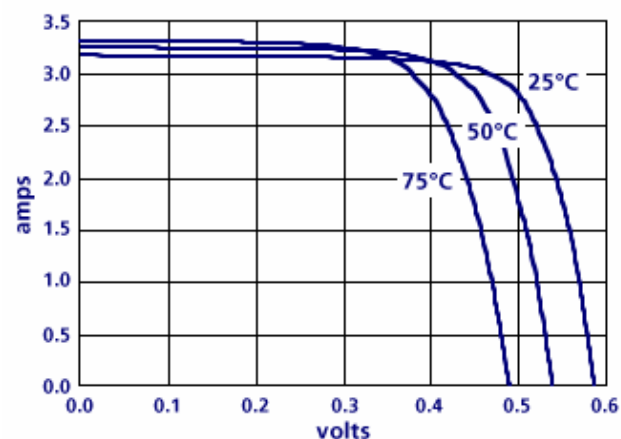


Figura 19 - Variação da curva I-V com a temperatura [31]

Na Figura 19 pode observar-se que a potência de saída decresce com o aumento da temperatura. A tensão de circuito aberto decresce com a temperatura e a corrente de curto circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos [31].

3.1.2 Energia eólica

É um recurso energético que tem vindo a crescer pois apresenta diversos benefícios. Assim como a energia solar fotovoltaica, é uma energia limpa e abundante e a tecnologia existente é economicamente viável. Também tem as suas desvantagens, tem impacto ambiental a nível visual, de ruído e na vida selvagem. Esta energia é intermitente devido à variabilidade do vento o que leva à inconsistência da energia produzida e a sua baixa densidade energética leva a grandes investimentos iniciais [28, 29]. A Figura 20 corresponde ao Atlas da densidade da energia eólica.

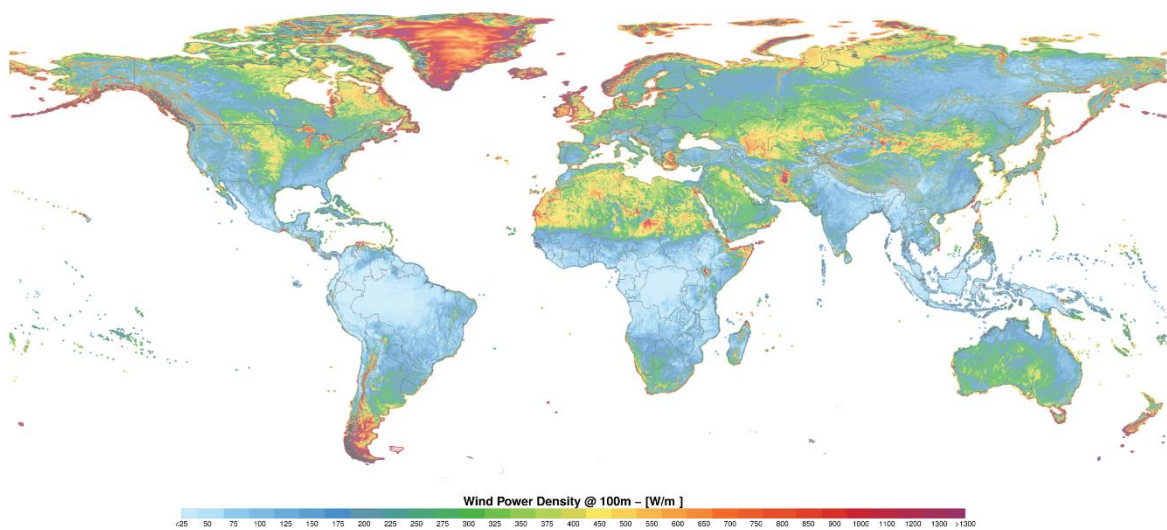


Figura 20 - Atlas da densidade potencial da energia eólica [35]

A conversão energética obtém-se através da utilização de turbinas eólicas ou aerogeradores, constituídos principalmente por três partes: torre, rotor e *nacelle* (Figura 22). Convertem a energia cinética do vento em energia mecânica pelo rotor, onde estão instaladas duas ou mais pás com design aerodinâmico para esse efeito, que por sua vez é convertida em eletricidade por um gerador que está acomodado na *nacelle* [27, 28, 34]. O fator de capacidade de um aerogerador está entre 20% a 40% [29].

Na Figura 21 apresenta-se o processo de conversão de energia eólica em eletricidade.

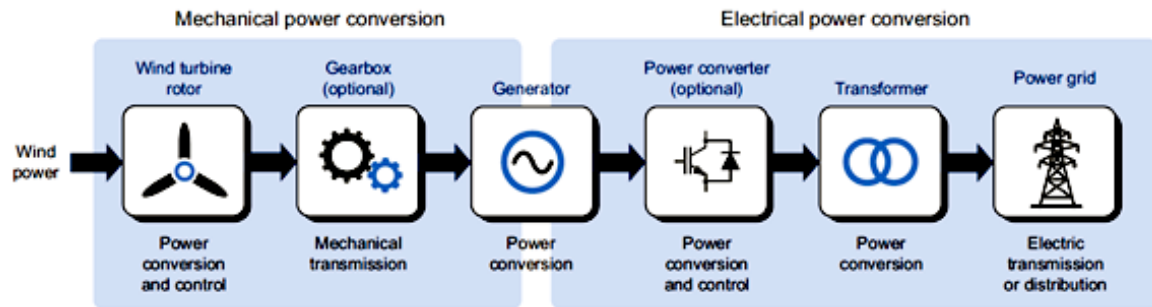


Figura 21 - Esquema de conversão de energia eólica em eletricidade [28]

Na figura 22 podemos observar os diversos componentes presentes num aerogerador.

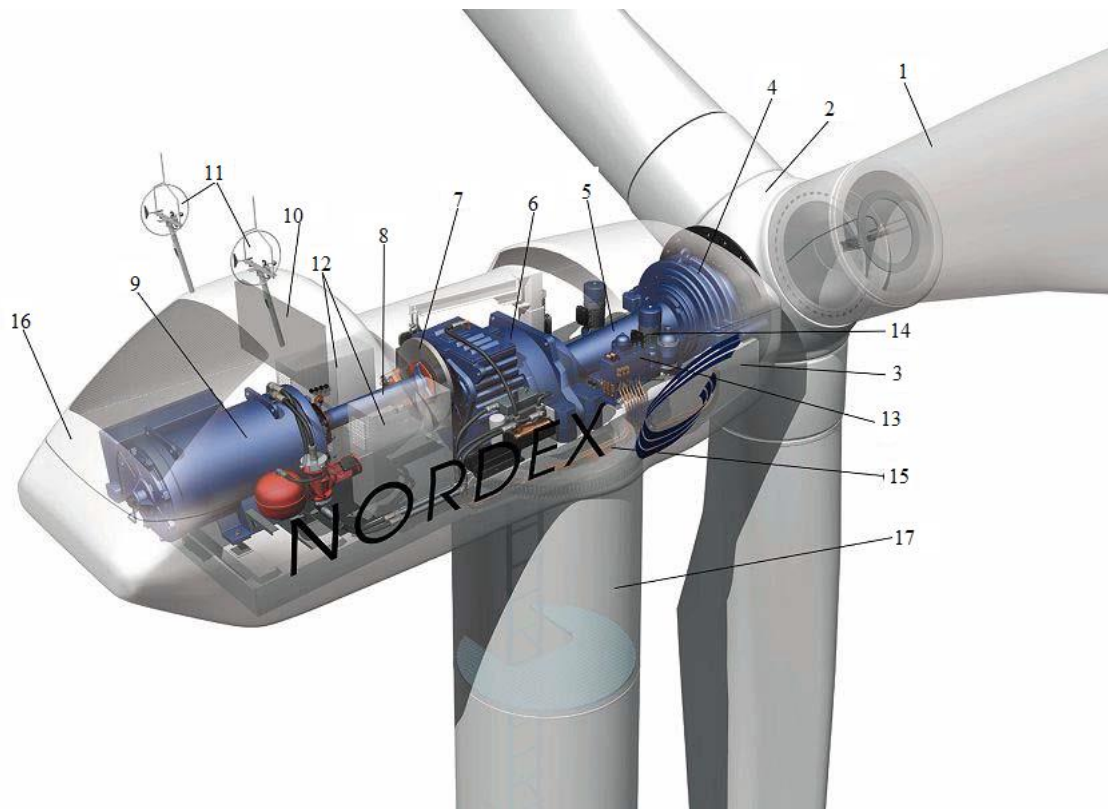


Figura 22 - Esquema de um aerogerador [36]. Legenda: 1 – Pás do rotor; 2 – cubo do rotor; 3 – cabina; 4 – chumaceira do rotor; 5 – veio do rotor; 6 – Caixa de velocidades; 7 – travão de disco; 8 – veio do gerador; 9 – gerador; 10 – radiador de arrefecimento; 11 – anemómetro e sensor de direção; 12 – sistema de controlo; 13 – sistema hidráulico; 14 – mecanismo de orientação direcional; 15 – chumaceira do mecanismo de orientação direcional; 16 – cobertura da cabina; 17 – torre.

A potência disponível de um aerogerador está limitada a um intervalo específico. Assim, de forma a evitar que ocorram danos na estrutura do aerogerador devido às altas velocidades do vento, estes equipamentos são dotados de monitorização, controlo e técnicas de proteção. O controlo de potência pode ser efetuado por dois meios: meio passivo ou por meio ativo. Por meio passivo as pás são orientadas com um dado ângulo de passo fixo e o seu design aerodinâmico é feito de modo a que entrem em perda aerodinâmica a partir de uma determinada velocidade do vento (*Stall control*). O controlo por meio ativo consiste em variar o passo das pás do rotor (*Pitch control*) permitindo a rotação de toda a pá em torno do seu eixo longitudinal [27, 28, 36].

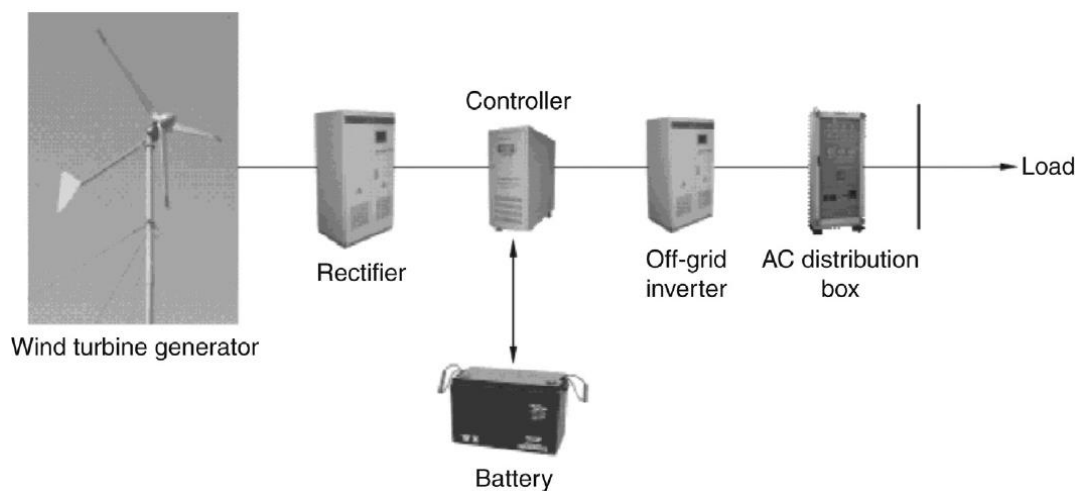


Figura 23 - Estrutura de um sistema de energia eólica [34]

Na Figura 23 apresenta-se a estrutura de um sistema de energia eólica que consiste num aerogerador, retificador, controlador, um banco de baterias, inversor e uma caixa de distribuição em CA. A CA produzida pelo gerador é convertida em CC pelo retificador e é novamente convertida em CA pelo inversor. As baterias são essencialmente para resolver o problema da intermitência da produção de eletricidade por parte do aerogerador, permitindo, desta forma, fornecimento de energia contínua e equilibrada e são carregáveis através do retificador. Esta estrutura é utilizada em sistemas que são instalados em áreas remotas com impossibilidade de se interligar com o SEP [34].

Os sistemas de energia eólica são geralmente interligados ao SEP através de um inversor na qual a eletricidade produzida é injetada e distribuída pelas cargas. Um sistema de energia eólico pode ser interligado de forma direta, através do inversor ou num modo híbrido ao SEP, dependendo do tipo de aerogerador [28, 34].

Na ligação direta à rede, a CA produzida pelo gerador assíncrono (do tipo gaiola) é diretamente injetada na rede, de acordo com o esquema da Figura 24.

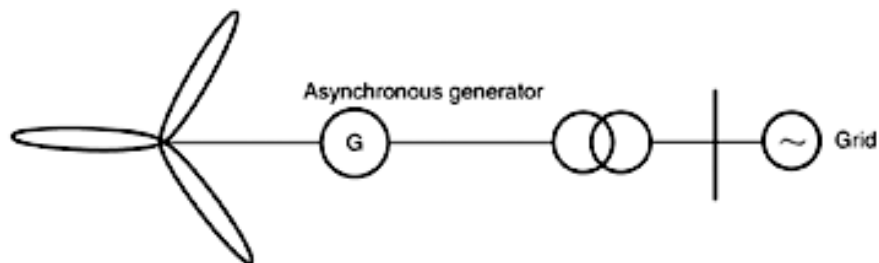


Figura 24 - Esquema de um sistema eólico diretamente ligado ao SEP [34]

Na ligação através do inversor, Figura 25, a CA produzida pelo gerador síncrono de ímãs permanentes é convertida primeiro em CC e depois novamente em CA antes de ser injetada no SEP.

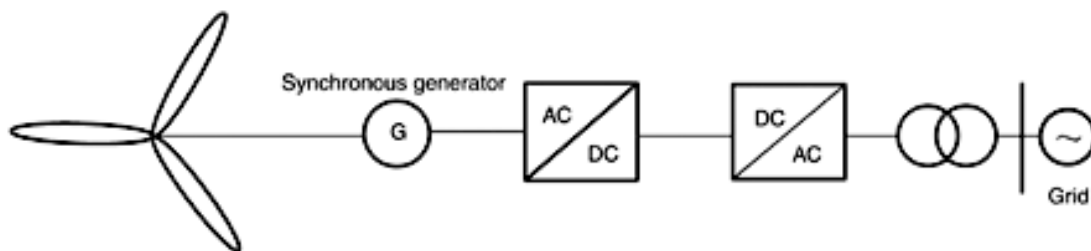


Figura 25 - Esquema de um sistema eólico ligado ao SEP através de um inversor [34]

Na ligação híbrida, o gerador de indução com alimentação dupla é ligado diretamente ao SEP através do estator enquanto que o rotor é ligado através do inversor, conforme esquema da Figura 26.

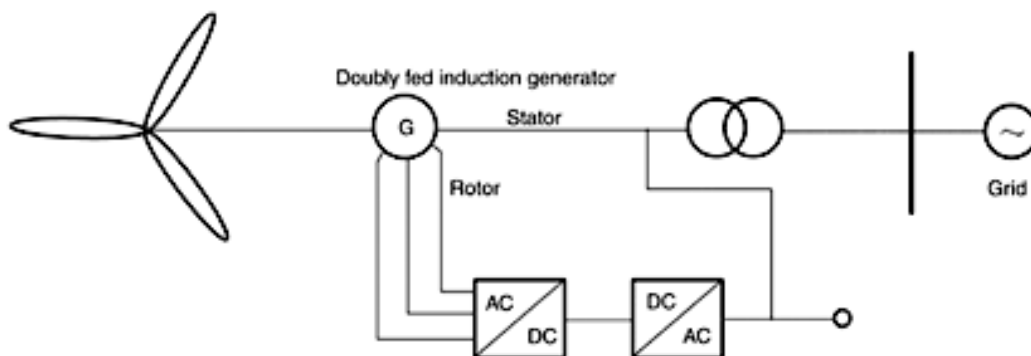


Figura 26 - Esquema de um sistema eólico ligado ao SEP em modo híbrido [34]

A potência de saída do aerogerador é determinada por vários fatores, tais como a velocidade do vento, tamanho e forma da turbina e é dada pela equação [27, 28, 36]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p (\lambda, \beta) \quad (6)$$

O coeficiente de potência C_p é uma função não-linear dependente do ângulo *pitch* λ e a relação entre a velocidade do vento v e a velocidade das pás β (TSR – *Tip Speed Ratio*) e onde A é a área de varrimento das pás e ρ é a massa específica do ar ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, em condições de pressão e temperatura normais).

A dinâmica do rotor do aerogerador é dada pela equação [28]:

$$T_e = T_l + B_f \omega_m + J_c \frac{d\omega_m}{dt} \quad (7)$$

onde: T_e é o binário eletromagnético da máquina elétrica; T_l o binário de carga; B_f o coeficiente de fricção de viscosidade; ω_m a velocidade angular do rotor do aerogerador e J_c a combinação do momento de inércia do rotor e do gerador.

A informação sobre o recurso eólico de um local independentemente das características das turbinas a instalar, pode ser apresentada em termos da densidade da potência disponível no vento, W/m^2 . Esta corresponde à potência por unidade de área varrida pelas pás da turbina (Figura 27) [36].

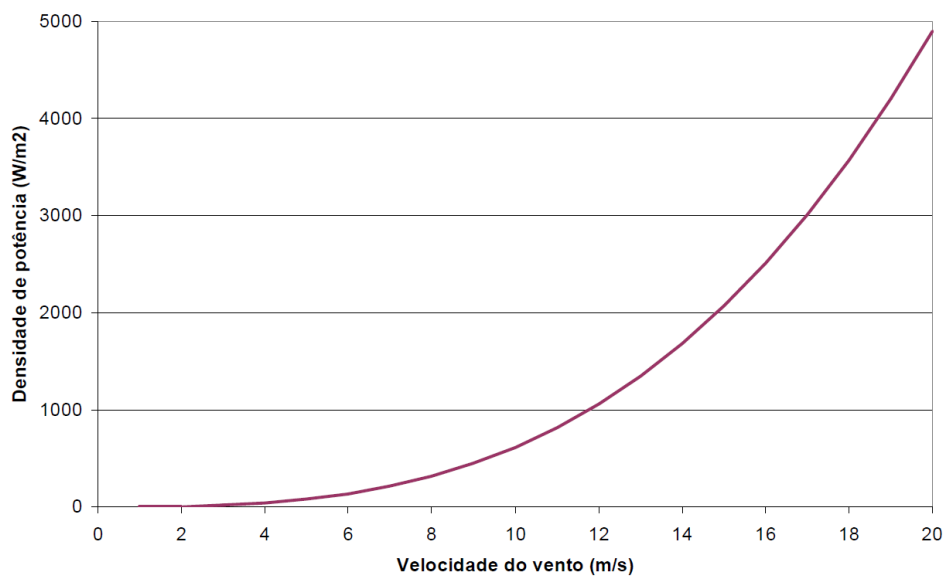


Figura 27 - Gráfico da densidade disponível no vento [36]

Os aerogeradores são projetados para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local. A característica elétrica do aerogerador depende do regime de ventos no local de instalação. Na Figura 28 mostra-se um exemplo de uma característica elétrica de um aerogerador [36].

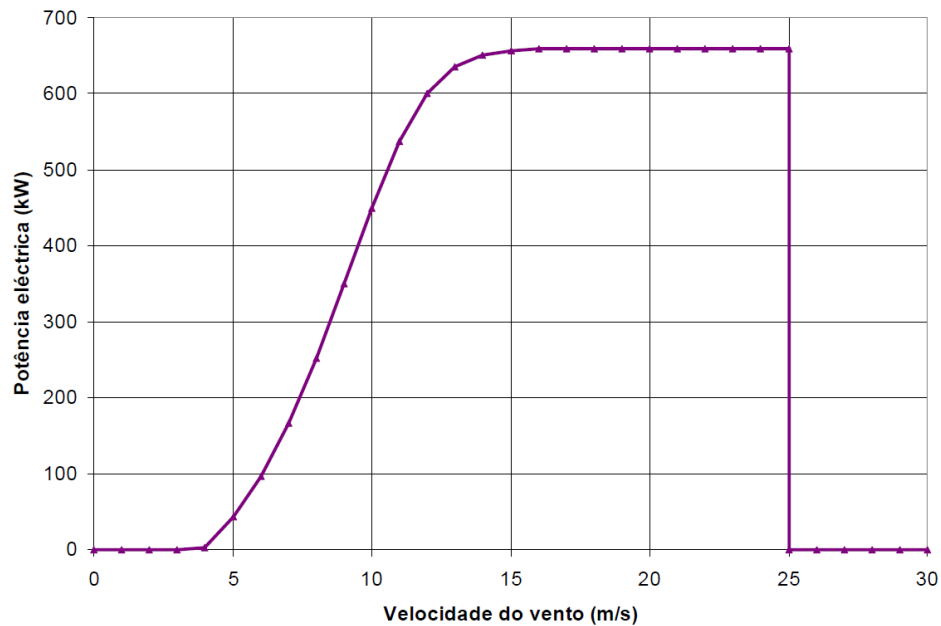


Figura 28 - Característica elétrica de um aerogerador [36]

Atualmente existem aerogeradores que têm a capacidade de produzir até 5 MW em aplicações *onshore* e 12MW em aplicações *offshore* (Figura 29).



Figura 29 – Tipos de aerogeradores: (a) Aerogerador *offshore* GE Haliade X 12MW [37] e (b) Aerogerador *onshore* GE Cypress 5MW [38]

3.1.3 Energia hídrica

As centrais mini-hídricas utilizam o movimento da água e a queda gravitacional da água. A conversão de energia faz-se através das pás de uma turbina que causa o movimento do seu rotor e de um gerador que produz eletricidade [27, 29]. A designação mini-hídrica é utilizada para os aproveitamentos hidroelétricos de potência até 10 MW. Este limite permite estabelecer uma classificação entre pequenas e grandes centrais hidroelétricas [39].

Na Tabela 1 apresenta-se a classificação das centrais mini-hídricas quanto à potência instalada.

Tabela 1 - Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potência instalada [39]

Designação	Potência instalada (MW)
Pequena central hidroelétrica	< 10
Minicentral hidroelétrica	< 2
Micro central hidroelétrica	< 0,5

No que diz respeito à altura de queda, a classificação habitual é a que se indica na tabela seguinte.

Tabela 2 - Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda [39]

Designação	Altura de queda (m)
Queda baixa	2-20
Queda média	20-150
Queda alta	>150

As mini-hídricas podem ser construídas em zonas onde a central não tem capacidade de regularizar o caudal da água do rio (queda baixa). Neste caso o caudal usado é o caudal instantâneo [39], pelo que estas centrais apresentam variações de geração devido à variação do caudal da água causada por precipitação irregular [27]. As centrais mini-hídricas também podem ser construídas em zonas onde é possível regular o caudal através da construção de uma barragem (queda alta) [39].

Os principais componentes de uma central mini-hídrica são (como apresentado na Figura 30):

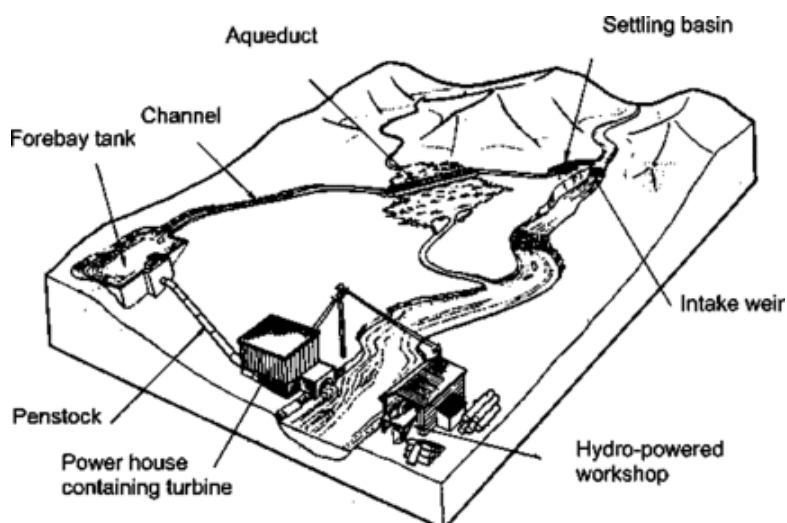


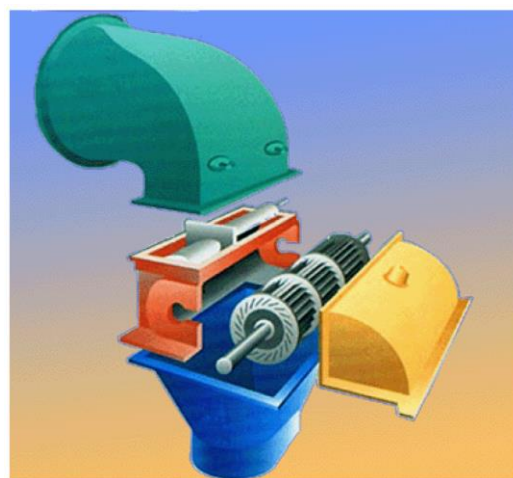
Figura 30 - Principais componentes de uma central mini-hídrica [40]. Legenda: Bacia da barragem (*Settlin basin*); Barragem e respectivo açude (*Intake weir*); Aqüeduto (*Aqueduct*); Cana de adução (*Channel*); Câmara de carga (*Forebay tank*); Conduto forçada (*Penstock*); Edifício da Central (*Power House*).

São utilizados vários tipos de turbinas em função de três parâmetros: queda, caudal e potência. As turbinas podem ser divididas em dois grupos [27, 39]:

a) Turbinas de ação: São mais adequadas para instalações com quedas relativamente elevadas e caudais baixos, nas quais se destacam as turbinas do tipo *Pelton* e do tipo *Banki-Mitchell* (Figura 31).



(a)



(b)

Figura 31 - Tipos de turbinas: (a) Turbina tipo *Pelton* [39] e (b) Turbina do tipo *Banki-Mitchell* [39]

b) Turbinas de reação: Podem ser do tipo *Francis* para funcionamento em condições intermédias de queda e de caudal e do tipo *Kaplan* e hélice indicadas para queda baixa e caudais elevados (Figura 32).



(a)



(b)

Figura 32 – Tipos de turbinas: (a) Turbina do tipo *Francis* [39] e (b) Turbina do tipo *Kaplan* [39]

A potência P (W) que pode ser aproveitada à saída de uma turbina é dada por:

$$P = Q H \eta \rho g \quad (8)$$

onde: Q - caudal da água; H - altura de queda útil; η – rendimento da central; ρ – peso volúmico da água; g – aceleração da gravidade.

3.1.4 Microturbina a gás

As microturbinas a gás (MTG) consistem em pequenas turbinas onde se faz a combustão de um combustível (gás natural, metano, gasolina, diesel). A conversão do combustível em gás com alta temperatura e alta pressão provoca a rotação do rotor de uma turbina. Estes equipamentos são de pequenas dimensões e de reduzido peso, o que facilita a sua instalação, emite pouco ruído e gases tóxicos, têm pouca manutenção e grande durabilidade [27, 34]. As MTG têm uma eficiência energética entre os 25% a 30%, mas a possibilidade de instalação de um sistema de recuperação de calor pode aumentar os valores de eficiência para os 80% [27]. A capacidade de produção das MTG é de 25-300W [27, 34].

Existem dois tipos de microturbinas:

a) Microturbina de eixo único: É uma máquina síncrona de alta rotação com o compressor e a turbina montados no mesmo eixo, capaz de atingir velocidades de 50000 a 120000 rpm [27, 34]. O gerador é de ímãs permanentes feitos de materiais eletromagnéticos altamente energéticos (Ímã Neodímio - NdFeB). Neste tipo de microturbina só é possível a sua ligação à rede elétrica através de um inversor que converte a CA de alta-frequência produzida pelo gerador em tensão CA de frequência compatível com a rede elétrica (Figura 33) [34].

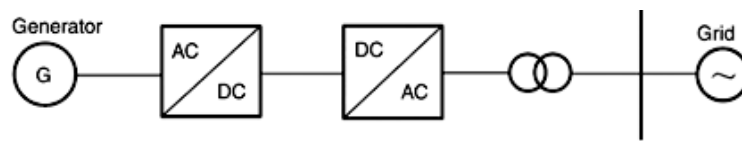


Figura 33 - Esquema de uma microturbina de eixo único ligada à rede elétrica [34]

b) Microturbina de eixo duplo: Usa uma turbina que atinge uma rotação de 3000 rpm que está ligada ao gerador através de uma caixa de velocidade variável [27, 34]. É o tipo de microturbina mais indicada para a ligação direta à rede elétrica, uma vez que é possível reduzir a velocidade do gerador através da caixa de velocidades até à frequência compatível da rede (Figura 34) [34].

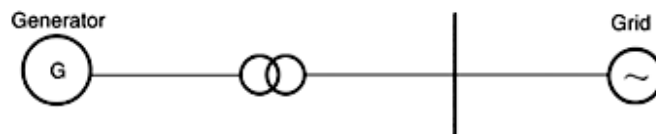


Figura 34 - Esquema de uma microturbina de eixo duplo ligada à rede elétrica [34]

Uma microturbina é constituída por um compressor, câmara de combustão e uma turbina (Figura 35). O ar entra no compressor onde a sua pressão e temperatura aumentam por ação das pás do compressor, seguidamente é feita a mistura desse ar com o combustível na câmara de combustão onde ocorre a ignição do combustível que aquece e expande-se rapidamente para a turbina que faz mover as pás do seu rotor onde está acoplado o gerador que produz a eletricidade.

Na Figura 35 podemos observar os diversos componentes de uma microturbina de eixo único [34].

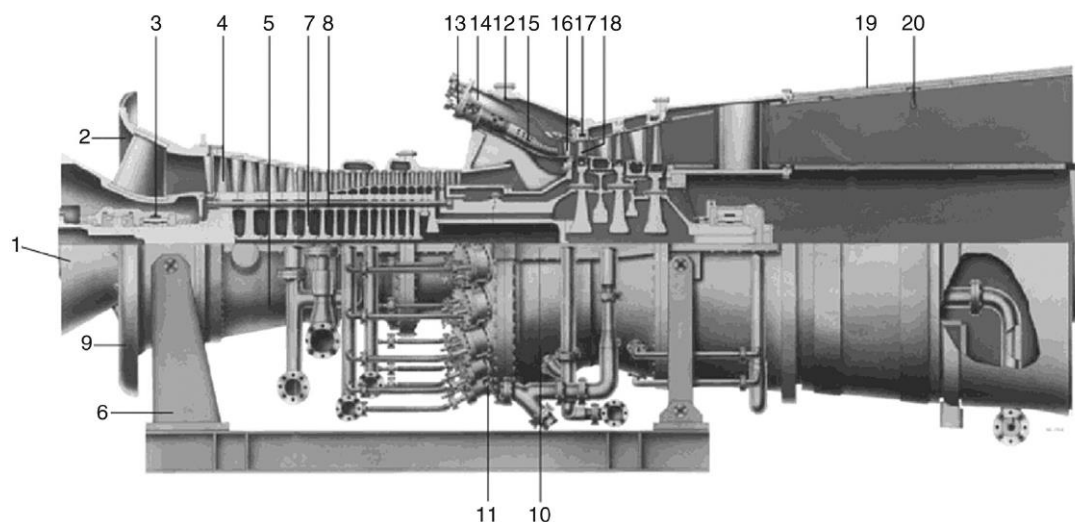


Figura 35 - Estrutura de uma microturbina a gás [34] Legenda: 1 – Acoplamento de carga; 2 – Entrada de fluxo de ar radial/axial; 3 – Rolamento radial; 4 – Palheta do rotor do compressor; 5 – Estrutura do compressor; 6 – Suporte; 7 – Disco do compressor; 8 – Tirante; 9 – Câmara de entrada de ar; 10 – Câmara de combustão; 11 – Frente da câmara de combustão; 12 – Controlador de entrada do fluxo de combustível; 13 – Injetor de combustível; 14 – Tubo para a chama de ignição da câmara de combustão; 15 – Estrutura de refrigeração da câmara de combustão; 16 – Bocais; 17 – O-ring de proteção para as lâminas do rotor; 18 – Palheta do rotor da turbina; 19 – Difusor de escape; 20 – Termopar da câmara de saída de escape.

O sistema de uma microturbina é ainda constituído por um regenerador que pré-aquece o ar e que é injetado na câmara de combustão e desta forma reduz o consumo de combustível aumentando a sua eficiência, e um sistema de eletrónica de potência para converter a eletricidade de alta-frequência produzida pelo gerador em tensão com frequência compatível com o sistema elétrico e permitir a gestão, monitorização e controlo de todo o sistema [34]. Na figura 36 está representada um exemplo de uma microturbina instalada.



Figura 36 - Exemplo de microturbina instalada [41]

3.1.5 Célula de combustível

O princípio de funcionamento de uma célula de combustível (*Fuel Cell*) é idêntico ao de uma bateria eletroquímica. As células de combustível convertem energia química em energia elétrica, sendo que os reagentes e os produtos não são armazenados como acontece com as baterias. A conversão ocorre por meio de duas reações químicas em dois eletrodos separados por um eletrólito:

- No ânodo ocorre a oxidação de um combustível, tipicamente o hidrogénio.
- No cátodo ocorre a redução de um oxidante, tipicamente o oxigénio.

Este processo origina formação de água e produção de calor, para além da libertação de eletrões livres que geram eletricidade em CC [12, 27, 29].

Na Figura 37 apresenta-se um esquema de uma célula de combustível onde está representado o seu processo de funcionamento.

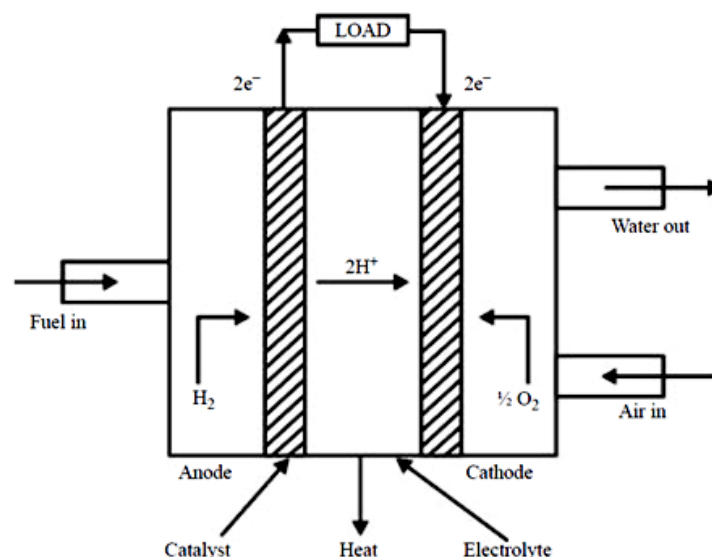


Figura 37- Esquema de uma célula de combustível [27]

Uma única célula de combustível é capaz de produzir uma tensão até 1V. Para obter tensões mais altas, as células são ligadas em série formando um sistema de células de combustível. Dependendo do tipo de célula e do sistema, é possível obter uma eficiência elétrica entre 36% a 60%, podendo ainda ser melhorada até 85% quando é usado um equipamento de recuperação de calor [27]. São utilizadas em três categorias: portátil (de 1kW a 200 kW); estacionária (de 0,5kW a 400kW) e nos transportes (de 1kW a 100kW) [12].

Existem vários tipos com diferentes eletrólitos com diferentes temperaturas de funcionamento, alguns exemplos [27]:

- PEMFC – *Proton Exchange membrane fuel cell* a 80°C;
- PAFC – *Phosphoric acid fuel cell* a 200°C;
- MCFC – *Molten carbonate fuel cell* a 650°C;
- SOFC – *Solid oxid fuel cell* para 1000°C.

3.1.6 Outros recursos de energia distribuídos

Existem outros tipos de RED que atualmente não são muito utilizados devido à sua imaturidade tecnológica ou à sua grande especificidade.

a) Microcogeração

Um sistema de microcogeração pode ser acoplado a tecnologias descritas anteriormente, capturando o excesso de calor produzida por estas. Segundo a literatura, esta é a sua maior vantagem, aumentando a eficiência energética destas tecnologias em mais de 80%. O calor absorvido pode ser utilizado para o aquecimento ou ser reaproveitado, por exemplo, pelo sistema de microturbina a gás no pré-aquecimento do ar que entra na câmara de combustão e desta forma poupar combustível [27].

b) Energia geotérmica

É o aproveitamento do calor proveniente do interior da Terra, nomeadamente a energia térmica de vapor que é convertida em energia mecânica por uma turbina que faz mover um gerador que produz eletricidade [34]. As tecnologias utilizadas são as centrais de ciclo binário, centrais de vapor instantâneo e as centrais de vapor seco [29, 34]. A grande desvantagem deste tipo de energia é a eficiência térmica das centrais, mesmo tendo um coeficiente de capacidade superior a 96%. É um tipo de energia economicamente viável devido à inexistência de custos com combustíveis, mas os investimentos iniciais associados a perfurações e exploração do solo são fatores que levam a dissuadir o desenvolvimento dos recursos geotérmicos [29].

c) Energia da biomassa

Energia da biomassa pode vir de resíduos naturais orgânicos provenientes da agricultura, floresta, indústria, lixo, etc. A geração de energia de biomassa pode ser utilizada de três formas: combustão da biomassa, gaseificação de biomassa e combustão de metano que são convertidos em calor ou em forma de combustível como biogás ou biocombustível líquido [27, 34].

d) Energia dos oceanos

É a energia gerada pelo movimento do mar, em forma de ondas ou marés, convertida em eletricidade. Atualmente, este tipo de energia não tem exploração significativa porque é altamente inviável [29, 34].

3.2 Sistemas de armazenamento de energia

O armazenamento de energia utiliza diferentes tecnologias para armazenar diretamente energia elétrica ou em outras formas de energia. A energia é armazenada quando a produção excede o consumo e a energia armazenada é utilizada quando o consumo excede a produção [42].

Na Figura 38 apresenta um esquema referente ao processo geral de armazenamento de energia.

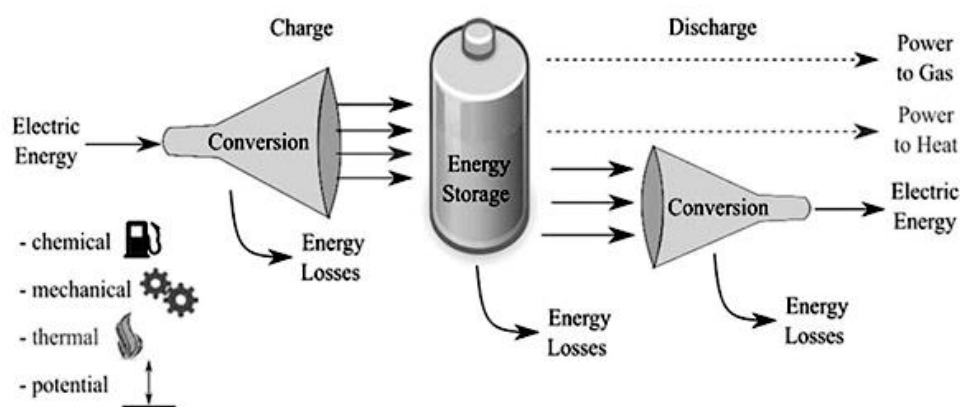


Figura 38 - Esquema de processo de armazenamento e descarga de energia [43]

Com o crescimento da presença da GD no SEP, os sistemas de AE estão a tornar-se um elemento importante no funcionamento do sistema elétrico [12]. A maioria da GD, devido à sua natureza intermitente, não podem, por vezes, fornecer energia de forma

contínua e provocam desequilíbrios no fornecimento e na procura de energia [42]. Com AE, o excesso de energia produzida pode ser armazenado quando existe pouca procura e só exportar energia para a rede elétrica quando é necessário [44]. Aumenta-se desta forma a eficiência energética e baixa-se o custo de produção de energia, podendo assim melhorar a fiabilidade da rede elétrica e permitir um uso mais eficiente [42].

Os problemas relacionados com a produção e o consumo da energia elétrica produzida pelos RED intermitentes faz dos sistemas de AE uma parte necessária e integrante na GD, principalmente em MR isoladas do SEP. Para as MR interligas com o SEP, a presença dos sistemas de AE é importante para a estabilidade do sistema elétrico e a regulação nos níveis de tensão e de frequência e no apoio à transmissão e distribuição. Os sistemas de AE são particularmente dispendiosos e o seu tempo de vida afeta significativamente o custo total de todo o sistema [45]. A escolha do sistema de AE correto determina não só a fiabilidade da MR, mas também o investimento inicial e os custos de manutenção, afetando desta forma o custo de energia produzida. É um elemento importante da MR, portanto deverá ser cuidadosamente considerada e planeada para o seu correto funcionamento [46]. As tecnologias de AE podem ser classificadas considerando a densidade energética e de potência, tempo de resposta, custo, tempo de vida, eficiência ou limitações [44]. Do ponto de vista físico, existem quatro tipos de sistemas de AE (Figura 39) [47]:

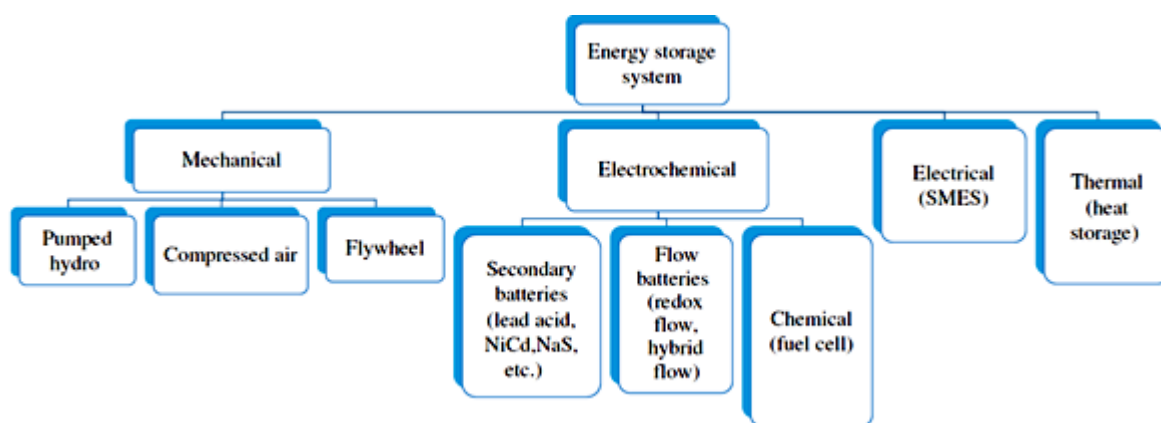


Figura 39 - Classificação dos sistemas de AE [47]

São utilizados vários indicadores de performance dos sistemas de AE, sendo os mais comuns a eficiência da carga/descarga, o estado de carga e a profundidade de descarga [43].

A eficiência de carga/descarga é dada pela equação:

$$\eta = \frac{E_{saída}}{E_{Entrada}} \quad (9)$$

sendo a relação entre a saída de energia e a entrada de energia. Este conceito descreve as perdas durante a carga, descarga e as fases em *standby*. Uma eficiência alta significa poucas perdas energéticas [43].

O estado de carga (SOC – *State of Charge*) representa a quantidade de energia $E(t)$ que pode ser retirada ou armazenada no sistema de AE num específico intervalo de tempo t em relação à máxima quantidade de energia que é possível armazenar E_{max} . É especificada em percentagem, sendo que 100% indica que está completamente carregada e 0% descarregada [43].

$$SOC(t) = \frac{E(t)}{E_{max}} \times 100 \quad (10)$$

A profundidade de descarga (DoD – *Depth of Discharge*) é a relação entre o máximo de energia que pode ser descarregada E_{max_desc} e o máximo de energia E_{max} que está armazenada num sistema de AE. É indicada em percentagem sendo que a 100% significa que o sistema de AE pode descarregar toda a energia armazenada [43].

$$DoD = \frac{E_{max_desc}}{E_{max}} \times 100 \quad (11)$$

3.2.1 Baterias eletroquímicas

As baterias eletroquímicas (geralmente designada apenas por bateria) é o sistema de AE mais utilizado. As baterias são classificadas como baterias primárias, que é aquela que apenas pode ser descarregada, e como baterias secundárias, que pode ser carregada e descarregada [43]. Uma bateria é carregada por reação química no seu interior quando lhe é aplicado uma diferença de potencial aos seus terminais, descarregando energia por reação química inversa. As baterias armazenam carga em CC e caso haja necessidade é utilizado um conversor CA para fazer a interface com o sistema CA para fornecer energia [44].

Os principais componentes de uma bateria são os elétrodos (ânodo e cátodo), que internamente estão em contato com um eletrólito (e externamente com um circuito elétrico). Durante uma descarga, o ânodo fornece íons positivos ao eletrólito, ocorrendo a sua oxidação ficando carregado com elétrons. Ao mesmo tempo, o cátodo recebe elétrons através do circuito externo e ocorre a sua redução, havendo uma troca de íons positivos do eletrólito para o cátodo e uma troca de íons negativos do cátodo para o eletrólito. Neste processo de oxidação-redução é libertado eletricidade para o circuito externo e calor para o ambiente circundante. Num carregamento, os elétrons movem-se do cátodo para o ânodo através do circuito externo (Figura 40). Os íons positivos deslocam-se do cátodo para o ânodo através do eletrólito e os íons negativos deslocam-se do ânodo para o cátodo também através do eletrólito. Os reagentes resultantes são armazenados nos elétrodos ou no eletrólito [43].

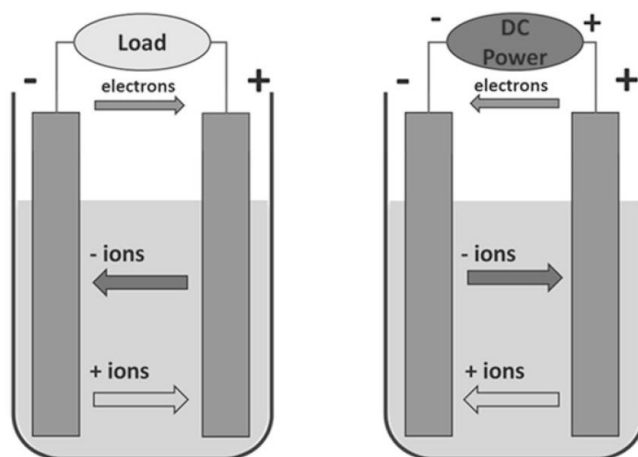


Figura 40 - Ilustração da descarga (esquerda) e carga (direita) de uma bateria [43]

As baterias eletroquímicas são uma das tecnologias economicamente mais viáveis, com uma rápida resposta dinâmica e uma eficiência energética entre 60 e 80%, dependendo da tecnologia da bateria que é usada. A principal desvantagem é o seu tempo de vida curto que depende essencialmente da rapidez e quantidade de descargas [12, 44]. É a tecnologia de sistema de AE mais promissora para aplicações de qualidade energética tais como a regulação de níveis de tensão e de frequência, proteção, reserva de energia e correção de fator de potência [44].

3.2.1.1 Baterias secundárias

Uma bateria secundária é aquela que pode ser carregada e descarregada. As tecnologias conhecidas são:

- Chumbo-Ácido (*Lead-Acid* - PbO_2);
- Iões de Lítio (*Lithium-ion* - Li-ion);
- Níquel-Cádmio (*Nickel-Cadmium* - Ni-Cd);
- Hidreto metálico-Óxido de níquel (*Nickel-Metal Hydride* - Ni-MH);
- Sal fundido ou de alta temperatura:
 - Sódio-Enxofre (*Sodium-Sulphur* - NaS);
 - Cloreto de sódio-níquel (*Sodium-nickel chloride*, ZEBRA - *Zero Emission Battery Research Activity*).

a) Bateria de chumbo-ácido (PbO_2)

É uma tecnologia com mais de 100 anos de existência na qual há um conhecimento e experiência acumulada muito grande [46, 47]. É um produto utilizado em larga-escala com uma indústria bem consolidada, representando mais de 90% do mercado de baterias. [45, 46]. São usadas frequentemente em aplicações de potência, maioritariamente como sistemas de reserva ou para fornecer energia para excitação de máquinas síncronas [48]. A utilização mais conhecida é na indústria automóvel para acionar o motor de arranque para iniciar o funcionamento do motor de combustão [46].

É constituída por várias células que estão ligas em paralelo, para aumentar a capacidade de corrente, ou em série, para aumentar a tensão [46]. Cada célula é constituída por um eléctrodo negativo de chumbo, um eléctrodo positivo de dióxido de chumbo e um separador com ácido sulfúrico como eletrolítico, que é capaz de gerar uma tensão de 2,12 V (Figura 41). Para obter uma tensão maior, são então ligadas várias células em série, normalmente seis, para obter a tensão típica de 12 V [43, 46, 47].

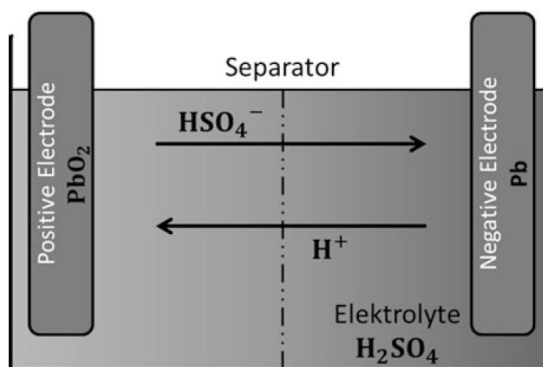


Figura 41 – Representação do funcionamento de uma célula de bateria chumbo-ácido [43]

O seu desenvolvimento tem permitido melhoramentos importantes nas suas capacidades, resultando no seu baixo custo e alta fiabilidade [45, 48]. Apesar de apresentar uma eficiência de carga/descarga entre 75% e 80%, o seu tempo de vida é curto, tem um número limitado de ciclos de carga e descarga (entre os 500-2000 ciclos) e também um limite de descarga profunda que causa a corrosão e derramamento do material dos elétrodos. A temperatura também afeta a sua capacidade de armazenamento, sendo a sua temperatura ideal de 24°C. A sua capacidade de armazenamento a -4°C é de 70%-80% face ao que ocorre a 24°C [43]. Apesar de ser fácil de reciclar, o chumbo como metal tóxico que é, coloca em risco o meio-ambiente [47] e tem uma baixa densidade energética, 33-42 Wh/kg, e também uma baixa densidade de potência, 180W/kg [43]. Na Figura 42 apresenta-se a estrutura de uma bateria de Chumbo-Ácido.

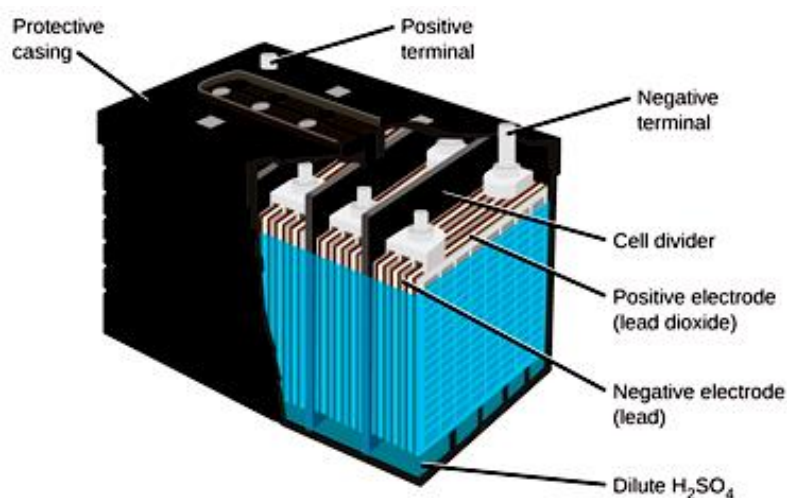


Figura 42 - Estrutura de uma bateria de Chumbo-Ácido [49]

Considerando as desvantagens descritas anteriormente e a sua aplicação nas MR, na qual as baterias são sujeitas a longos ciclos de carga e descarga várias vezes ao dia, é necessário utilizar baterias com células mais fortes e especialmente formuladas para suportar este funcionamento mais exigente. A tecnologia utilizada para esse fim é a bateria de ciclo profundo ou estacionária, sendo as de gel e as de AGM (*Absorvent Glass Mat*) as mais conhecidas. A tecnologia de baterias AGM é a mais recente e avançada e foi desenvolvida para proporcionar maior segurança, eficiência e durabilidade. São baterias que utilizam um separador de microfibras de vidro para o eletrolítico que é transformado em gel por adição de sílica o que permite que o hidrogénio produzido durante a carga seja misturado com oxigénio originando água que mantém o nível do eletrolítico estável, sem adição de água destilada [46].

b) Bateria de íões de lítio (Li-ion)

O desenvolvimento deste tipo de bateria teve início durante os anos 90, e foca-se principalmente em testar novas combinações de elementos químicos. Os materiais utilizados nos elétrodos e eletrolíticos visam aumentar a eficiência, o tempo útil de vida, a segurança e a reduzir custos e o impacto ambiental associado [43, 46].

As baterias de lítio são utilizadas essencialmente em dispositivos eletrónicos móveis (*Smartphones* e portáteis) [45, 47] e recentemente têm tido grande interesse na mobilidade sustentável (veículos elétricos e híbridos) [45]. Para sistemas elétricos, apesar da bateria de chumbo-ácido ser aquela economicamente mais viável, a bateria de lítio é a que apresenta grande potencial quando comparada com as restantes [47]. Esta indústria está em grande processo de crescimento e inovação que certamente irá trazer melhores soluções para as MR [46], podendo ser utilizados para a qualidade de energia (controlo de tensão e de frequência) assim como para a gestão energética [43].

Uma bateria de lítio é composta por várias células semelhantes às pilhas AA que estão ligadas em série ou em paralelo para obter uma maior capacidade de tensão ou de corrente, respetivamente, sendo o conjunto selado por uma estrutura metálica. Cada célula é dividida em três camadas, sendo a primeira o ânodo, a segunda o cátodo, e a terceira o isolamento que fica entre as duas primeiras camadas. O cátodo é feito de óxido de lítio-cobalto (LiCoO_2) e o ânodo feito de grafite, sendo que o eletrolítico consiste em sais de lítio dissolvidos em carbonato orgânico. A tensão produzida por uma célula é de 3.7V, quase o dobro de uma

célula de bateria de chumbo-ácido. Durante a carga, o lítio presente no cátodo é ionizado e os íons deslocam-se para o ânodo onde se intercalam com a camada de grafite.

Durante a descarga, os íons de lítio deslocam-se do ânodo para o cátodo onde são intercalados com a sua estrutura (Figura 43) [43, 47].

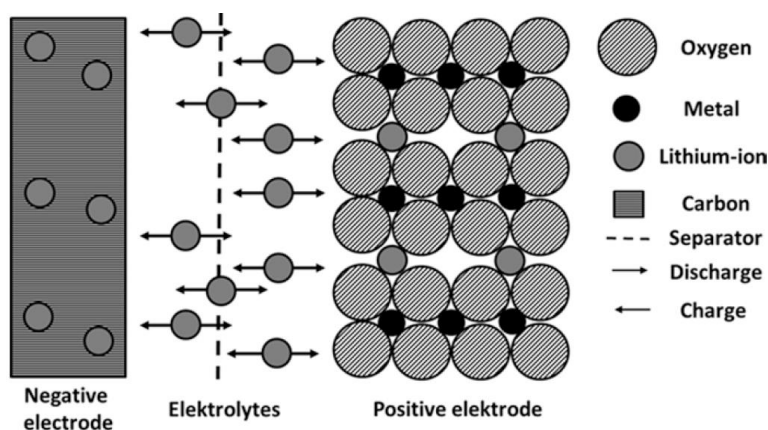


Figura 43 - Ilustração da carga e descarga de uma célula de uma bateria de lítio [43]

As baterias de lítio têm uma eficiência de carga/descarga de 80-85% e um tempo de vida de 5000 ciclos, tem uma densidade energética de 100 a 250 Wh/kg e uma densidade de potência entre 300 e 1500W/kg. Espera-se que com o seu desenvolvimento seja possível atingir valores de 90% para a eficiência de carga/descarga e um tempo de vida de 10000 ciclos [43]. Apesar de os materiais para fabricar a bateria de lítio serem abundantes, a grande desvantagem é o preço alto do lítio que a par com problemas de segurança são os principais fatores que impedem a promoção deste tipo de bateria no uso em sistemas de elétricos [47]. Na Figura 44 mostra a aplicação deste tipo de bateria numa *Smart Grid*.



Figura 44 - Exemplo de uma bateria de lítio numa aplicação de rede inteligente [43]

c) Baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd)

As baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd) foram muito utilizadas em dispositivos móveis, tais como telemóveis e computadores portáteis. Nos últimos anos esta tecnologia tem vindo a ser substituída por outras tecnologias [48]. São constituídas por um eléctrodo positivo de hidróxido de óxido de níquel (NiOOH), um eléctrodo negativo de cádmio (Cd) e uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH) como eletrólito (Figura 45). Durante a descarga, NiOOH é convertido em NiOH_2 sendo restaurado durante a carga, enquanto que o cádmio é convertido em Cd(OH)_2 durante a descarga e restaurado durante a carga. Esta tecnologia apresenta boa densidade energética e de potência, bom tempo de vida, fiabilidade e baixa manutenção quando comparada com a bateria de chumbo-ácido, mas o seu processo de fabrico é mais dispendioso. Tem como grande desvantagem o efeito memória, resultado de uma carga completa depois de várias descargas completas [45].

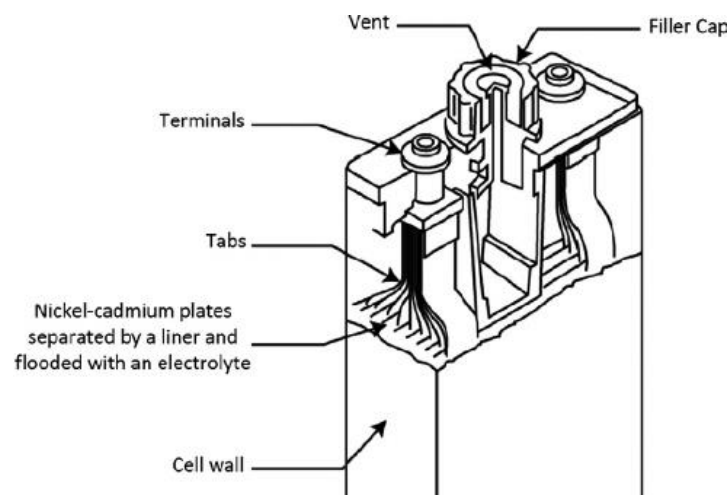


Figura 45 - Estrutura de uma bateria níquel-cádmio [50]

d) Baterias de hidreto metálico-óxido de níquel (Ni-MH)

A toxicidade do cádmio levou ao investimento desta tecnologia de baterias. São semelhantes às de níquel-cádmio sendo a principal diferença a composição do eléctrodo negativo que é feito de hidrogénio adsorvido numa liga metálica. A liga metálica pode ser do tipo AB5 (mistura de níquel e elementos raros) e do tipo AB2 (mistura de níquel, vanádio e zircónio). Este tipo de bateria é atualmente utilizado em alguns veículos híbridos [45].

A Figura 46 mostra a estrutura de uma bateria Ni-MH.

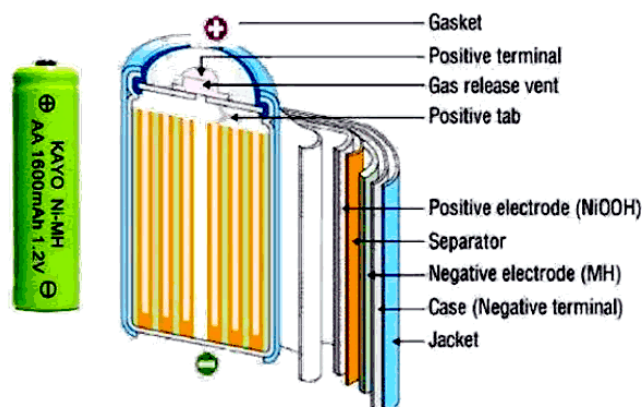


Figura 46 - Exemplo da estrutura de uma bateria Ni-MH [51]

e) Bateria de sódio-enxofre (NaS).

É uma tecnologia que está ainda em desenvolvimento. É constituída por um eletrodo positivo de enxofre fundido e um eletrodo negativo de sódio fundido, sendo ambos separados por um eletrólito cerâmico de íons de sódio de alumínio beta que permite a troca de íons entre os dois eletrodos (Figura 47) [43, 45]. O processo de descarga consiste na oxidação do sódio e a redução do enxofre que forma sulfeto de sódio, em que íons de sódio atravessam o eletrólito e os elétrons vão para o circuito externo, sendo uma reação altamente exotérmica o que contribui para manter a temperatura da bateria a um nível alto. Para manter a temperatura quando está em *standby*, a bateria é ainda constituída por aquecimento ôhmico de maneira a manter os eletrodos no estado líquido, sendo a sua temperatura de funcionamento de 270°C a 350°C [43, 45].

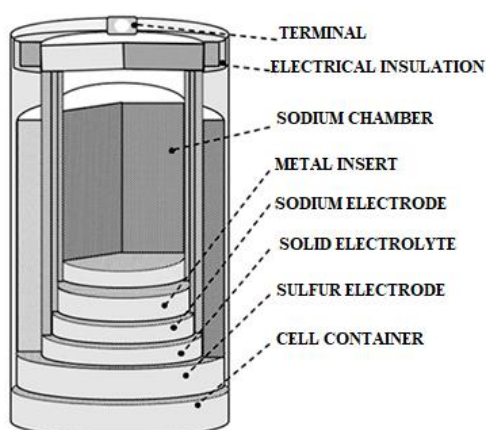


Figura 47 - Estrutura de uma bateria NaS [43]

Estas baterias têm uma eficiência de carga/descarga de 75%-80% com um tempo de vida de 10000 ciclos, apresenta alta densidade energética, 150-250 Wh/kg, e densidade de potência, 150-230 W/kg [43, 47, 48]. No entanto, a sua alta temperatura de funcionamento aumenta a dificuldade e custos de operação e para além disso pode tornar-se bastante perigosa se o sódio em estado líquido entrar em contacto com a água presente na atmosfera [47]. As baterias NaS podem ser utilizadas em aplicações de qualidade e gestão energética nos sistemas elétricos [43, 44].

f) Bateria ZEBRA

Este tipo de baterias têm alta densidade energética, 120 Wh/kg, e alta densidade de potência, 180 W/kg. O uso do cloreto de sódio permite maior capacidade de corrente, 500Ah, e de um eletrodo sólido permite uma boa tolerância para possíveis curto-circuitos e descargas automáticas. A alta temperatura de funcionamento destas baterias, 270°C-350°C, faz com que haja a necessidade de ser instalada numa câmara térmica. Em comparação com a NaS, a ZEBRA fornece mais segurança e maior tensão de saída [45].

Na Figura 48 apresenta-se o processo de descarga e carga de uma bateria ZEBRA.

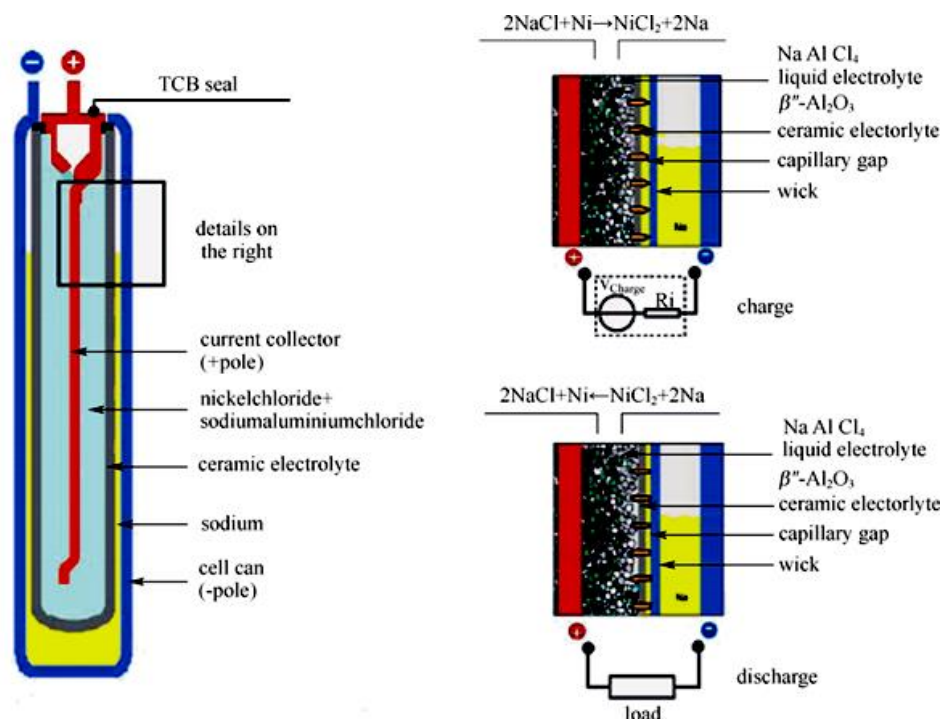


Figura 48 - Representação dos processos de descarga e carga da bateria ZEBRA [45]

3.2.1.2 Baterias de fluxo

Esta tecnologia de baterias apresenta um modo de funcionamento equiparável ao de uma bateria secundária e ao mesmo tempo ao de uma célula de combustível [45]. É constituída por dois eletrolíticos armazenados em tanques separados e que são bombeados durante a carga e descarga para uma célula que tem uma membrana de troca de íons e onde mantém os eletrolíticos separados, ficando a energia armazenada nos materiais ativos dissolvidos nos eletrolíticos [48]. O material ativo que é normalmente utilizado como eletrolítico é o vanádio (Bateria VRB) que está dissolvido em ácido sulfúrico. A reação eletroquímica ocorre quando um par redução-oxidação de vanádio é bombeado para o cátodo presente numa metade da célula e quando outro par de redução-oxidação de vanádio é bombeado para o ânodo da outra metade da célula. Durante uma descarga, o par presente no ânodo sofre uma reação de oxidação e um eletrão é libertado para o circuito externo e ao mesmo tempo, o par presente no cátodo aceita um eletrão do circuito externo sofrendo uma reação de redução [43].

Na Figura 49 mostra-se o esquema de funcionamento de uma bateria de fluxo.

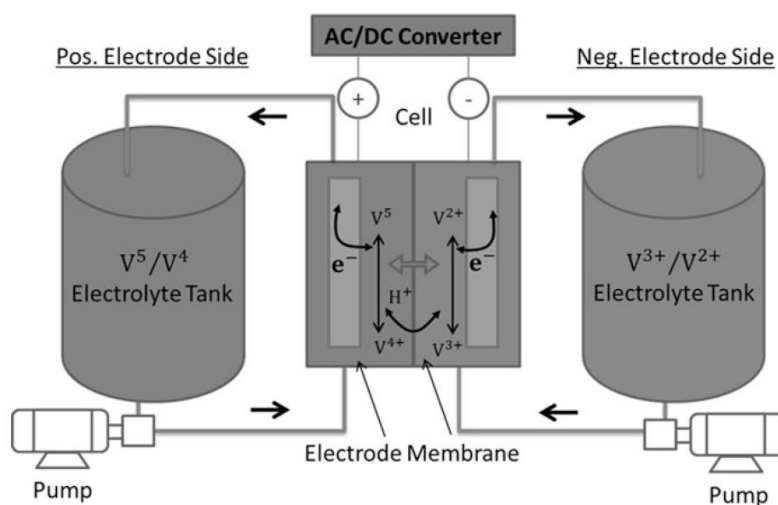


Figura 49 - Esquema de funcionamento de uma bateria de fluxo [43]

A quantidade de energia armazenada depende do volume de eletrolítico enquanto que a potência de saída depende da velocidade de transferência dos íons através da membrana [48]. Tem uma eficiência de carga/descarga baixa (entre 65%-72%) devido a cargas adicionais como as bombas do eletrolítico. O tempo de vida está dependente do tempo de vida das bombas e da membrana que deverá ser substituída em cada 10000 ciclos. Têm

também uma densidade de potência baixa, entre 10 e 20 W/kg [43]. A bateria pode ser adequada para várias aplicações tais como o melhoramento da qualidade de energia, fornecimento de energia ininterrupta, integração com RED, etc. [45].

Existe ainda outra tecnologia de bateria de fluxo, a bateria Zinco-Bromo (ZBB) que consiste num elétrodo negativo de zinco e um elétrodo positivo de bromo separados por uma membrana. Uma solução de Zinco-Bromo (ZnBr) circula através dos dois compartimentos da célula e durante uma descarga, o zinco é oxidado, libertando iões de zinco, enquanto que o brómio é reduzido libertando iões de brómio. Durante a carga, o zinco é galvanizado electroliticamente no elétrodo negativo e o bromo é envolvido no elétrodo positivo, tendo como resultado o armazenamento de um químico orgânico no fundo do tanque do eletrolítico positivo que é bombeado por uma terceira bomba para a sua recirculação durante o ciclo de descarga [48].

3.2.2 Célula de combustível

O sistema é constituído por uma célula de combustível (*Fuel Cell*), um eletrolisador e um depósito de armazenamento de hidrogénio. O hidrogénio é produzido, geralmente, através do eletrólise da água (conforme descrito na subsecção 3.1.5 referente ao processo de funcionamento da célula de combustível) e é armazenado como gás comprimido, em estado líquido ou através de adsorção sólida a baixa pressão. Adicionalmente, está em desenvolvimento uma célula de combustível regenerativa que consome eletricidade para funcionar como eletrolisador [48].

Na Figura 50 apresenta-se o processo de armazenamento de uma célula de combustível a hidrogénio.

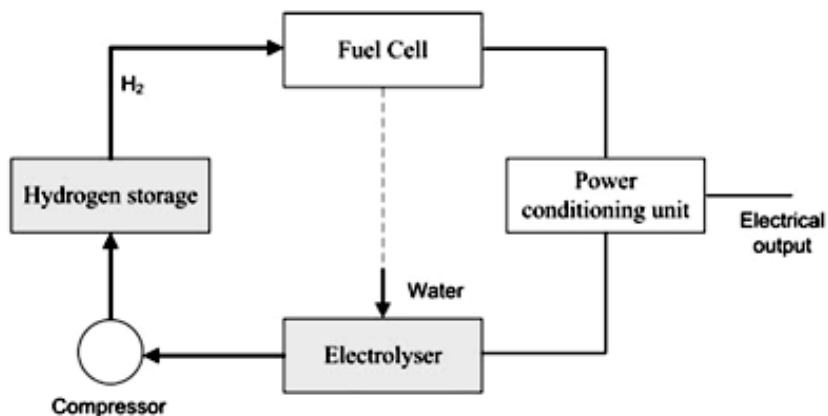


Figura 50 - Célula de combustível com armazenamento de hidrogénio [48]

3.2.3 Supercondensador

Um condensador acumula cargas positivas e negativas em paralelo separadas por materiais dielétricos criando um campo eletrostático. A quantidade de energia armazenada é dada pela equação [44, 48]:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (12)$$

Onde C é capacidade do dispositivo e pode ser representada pela relação entre a carga armazenada q e a tensão entre placas V :

$$q = CV \quad (13)$$

Atendendo à sua forma, a capacidade depende da área das placas, A , da distância entre placas, d , e da permissividade do dielétrico ε :

$$C = \frac{\varepsilon A}{d} \quad (14)$$

Os supercondensadores são formados por uma estrutura de camada dupla onde o elétrodo está em contato com o eletrolítico (Figura 51). Um dos elétrodos é feito de material carbonizado poroso e o outro elétrodo é feito de material de líquido químico condutor enquanto que o eletrolítico é feito de polietileno tereftalato (PET) [48]. A estrutura de camada dupla aumenta significativamente a capacidade de armazenamento de energia devido a um grande aumento na área de superfície, ou seja, é aumentada a sua capacidade, sendo que a alta permissividade do PET (face aos eletrolíticos que são usados nos condensadores comuns) também contribui para o aumento da energia armazenada [44, 48].

A Figura 51 mostra-se uma representação da estrutura de um supercondensador.

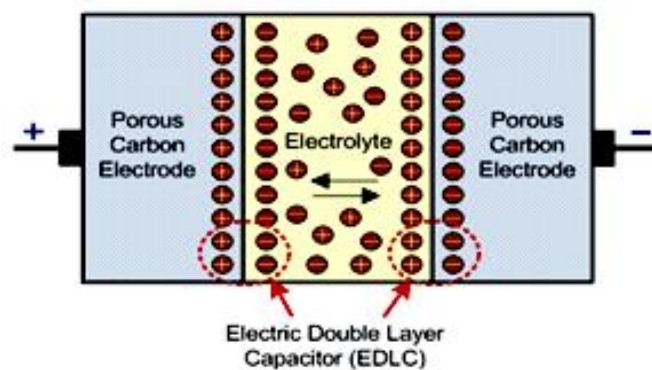


Figura 51 - Estrutura de um supercondensador [53]

3.2.4 Volante de inércia

Um volante de inércia (*Flywheel*) armazena eletricidade em forma de energia cinética de uma massa rotativa. É constituído por um volante, rolamentos, um motor-gerador e eletrônica de potência [43]. Os volantes de inércia têm tendência em perder alguma da sua energia devido à existência de fricção, e devido a este fato, são colocados num ambiente de vácuo para garantir que não haja resistência ao ar (ou são usados rolamentos magnéticos avançados) para manter a fricção no mínimo possível, de modo a aumentar a sua eficiência (Figura 52) [42, 43].

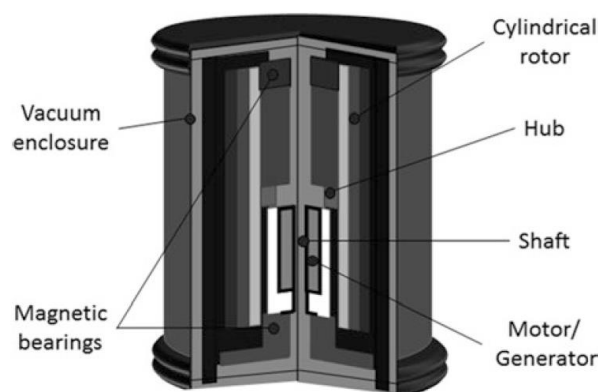


Figura 52 - Representação dos componentes de um volante de inércia [43]

Para prevenir a influência da gravidade, o volante é montado no mesmo eixo do motor-gerador, sendo este conjunto responsável pela conversão de energia quando em aceleração e desaceleração [12, 47]. Durante o armazenamento, o motor acelera o volante a alta velocidade e comporta-se como uma carga extraíndo energia da rede. Para a rede recuperar a energia, o disco é desacelerado, ativando o gerador que vai produzir eletricidade e assim será injetada na rede [42, 43].

Na Figura 53 apresenta-se o esquema de um sistema AE usando um volante de inércia.

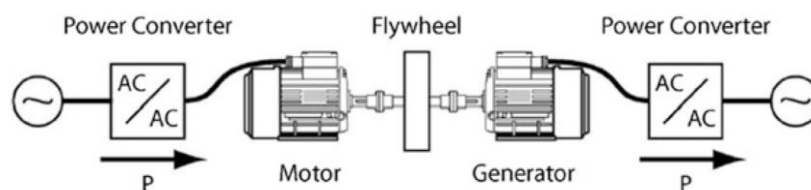


Figura 53 - Esquema de um sistema de volante de inércia [44]

Os volantes de inércia apresentam uma eficiência de carga/descarga de mais de 80%, com uma auto-descarga da ordem de 3%/hora e um número infinito (virtualmente) de ciclos de carga e descarga. Tem baixos custos de manutenção e não emite gases ou materiais tóxicos. A velocidade de rotação pode atingir os 16000rpm com uma capacidade de 0.25kWh a 6kWh, havendo a possibilidade da ligação em paralelo para aumentar a capacidade do sistema de AE [43, 47].

O volante de inércia pode fornecer energia de apoio de forma imediata num sistema elétrico como as MR, sendo usado como aplicação de qualidade de energia e melhoria de estabilidade e também para aplicações de transporte (Figura 54) [12, 42, 44].



Figura 54 - Exemplo de *flywheel* usado num sistema de recuperação de energia cinética destinado à indústria automóvel [47]

Matematicamente [43, 44, 48], a energia armazenada, E , depende do momento de inércia, J , e do quadrado da velocidade angular, ω , do volante:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (15)$$

Sendo que o momento de inércia do volante (Figura 55) depende do seu raio, r , da massa, m , e do seu comprimento/altura, h :

$$J = \frac{r^2 m h}{2} \quad (16)$$

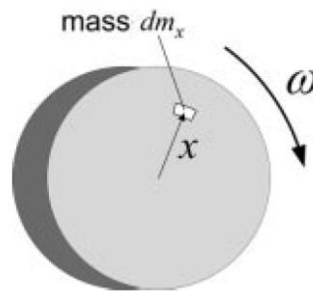


Figura 55 - Representação do momento de inércia e velocidade angular de uma massa [48]

3.2.5 Supercondutor magnético

Um supercondutor magnético (*Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES*) é um dispositivo que armazena energia num campo magnético produzido por CC quando esta atravessa uma bobina supercondutora [43, 44, 48].

É um sistema constituído por uma bobina supercondutora, um refrigerador criogénico, um sistema de conversão de potência e um sistema de controlo (Figura 56). O supercondutor é feito de uma liga metálica de nióbio e de titânio (Nb-Ti) que funciona a uma temperatura criogénica de -270°C , fazendo com que a sua resistência seja praticamente zero. Para atingir esta temperatura é utilizado um refrigerador criogénico que é constituído por vários compressores e uma câmara em vácuo em que é utilizando o hélio (é o único material não sólido a esta temperatura), sendo ainda comprimido na câmara de vácuo de modo a alterar o seu estado para líquido. O sistema de conversão de potência estabelece a interface entre o sistema e a rede. O controlo faz a gestão do sistema SMES com os sinais recebidos da rede e do estado do SMES. É ainda necessário instalar uma estrutura forte para envolver o sistema e conter as forças eletromagnéticas produzidas [43, 48].

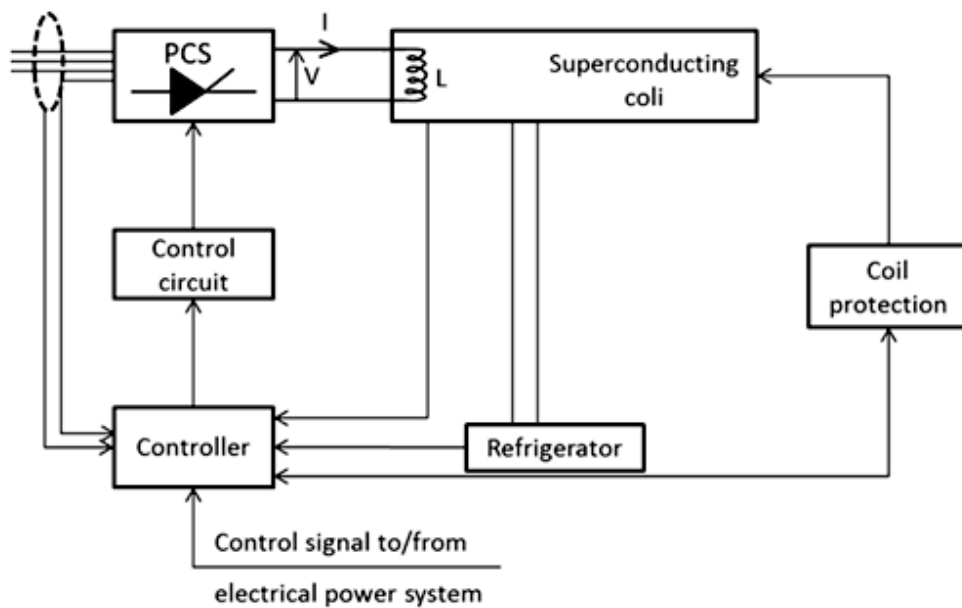


Figura 56 - Esquema do Sistema SMES [43]

A capacidade de armazenamento do sistema encontra-se num intervalo de poucos MJ a centenas de MJ, e com tempos de cargas e descargas baixos. Os SMES podem fornecer grandes quantidades de energia em milissegundos com perdas insignificantes tendo, deste modo, uma eficiência alta, entre 95% e 98% [43, 44]. A principal desvantagem dos SMES é a utilização do sistema de refrigeração criogénica. Esta tecnologia é aplicada essencialmente na melhoria da qualidade energética e na estabilidade do sistema eléctrico [12, 44].

A energia armazenada, E , em Joule, é linearmente proporcional à indutância da bobina, L , e proporcional ao quadrado da intensidade de corrente circulante, I , em CC [43, 44].

$$E = \frac{1}{2} L I^2 \quad (17)$$

E a potência nominal:

$$P = V I \quad (18)$$

Em que V é a tensão aplicada na bobina.

A capacidade de armazenamento é determinada pelo tamanho e geometria da bobina, enquanto que a energia armazenada é determinada pelas características do supercondutor que, por sua vez, determina a corrente máxima [43].

reservatório situado abaixo atravessando uma turbina de um gerador para produzir eletricidade [42, 43]. Na Figura 58 está representado o sistema PHS e o seu processo de carga e descarga.

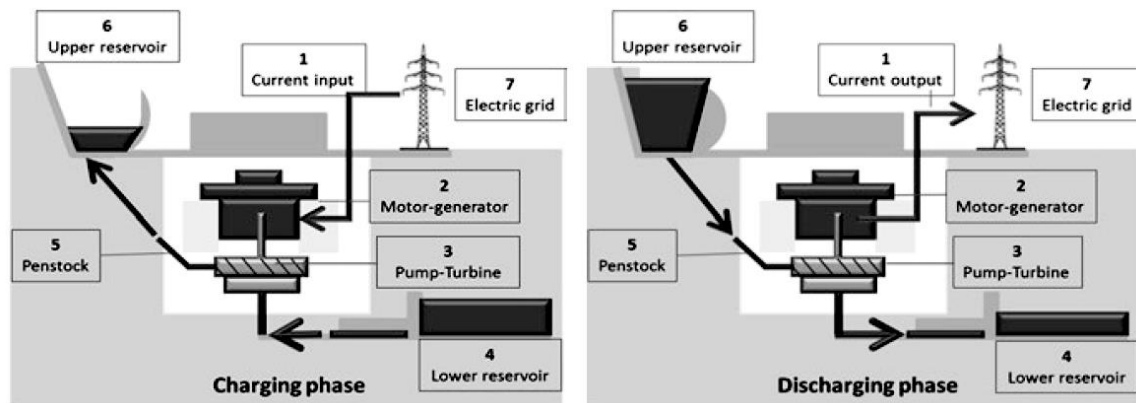


Figura 58 - Sistema PHS e o seu processo de carga e descarga [43]

C. Armazenamento de energia térmica

O armazenamento de energia térmica (*Thermal Energy Storage – TES*) consiste em armazenar energia num reservatório térmico, em que o calor é coletado através de uma central de concentração de energia solar [42, 44]. Na Figura 59 apresenta-se uma representação de uma central de concentração de energia solar.



Figura 59- Representação de uma central de concentração de energia solar [44]

3.2.7 Comparação dos sistemas de armazenamento de energia

A Tabela 3 mostra os principais parâmetros utilizados na comparação das diversas tecnologias de armazenamento de energia.

Tabela 3 - Comparação das características dos diferentes sistemas de armazenamento de energia [12, 44, 47]

Tecnologia	Capacidade de energia	Densidade energética (Wh/kg)	Densidade potência (W/kg)	Potência	Tempo resposta	Tempo descarga	Eficiência %	Tempo de vida / Nr. Ciclos
Bateria	<200 GWh	30 -250	75-300	<30 MW	30 ms	1-8h	60-80	2-10 anos / 2000-10000
Supercondensador	0.3 kWh	5-10	5-10	100 kW	5 ms	10s	95	40 anos / 100000
Volante de inércia	<100 kWh	5-30	400-1500	<100 kW	5 ms	0-1h	80-85	20 anos / 20000
Célula de Combustível	-	400-800	5 - 500	1 kW – 400 kW	segundos	s - 24h +	45 – 65%	> 1000 ciclos
SMES	0.6 kWh	1-10	1-10	200 kW	5ms	10s	95-98	40 anos / 100000
CAES	400–7200 MWh	30-60	-	100-300 MW	3-15min	4-24h	85	30 anos / 100000
PHS	-	0.3	-	10 MW	10s	1-24h	70-80	20-60 anos
TES	-	-	-	-	>10s	-	75	30 anos

Por um lado, a densidade de energia das tecnologias SMES, supercondensadores e volantes de inércia é muito baixa. No entanto, a densidade de potência é alta, o que implica que essas tecnologias sejam adequadas para aplicações de qualidade de energia com alta taxa de transferência de energia e de curto tempo de resposta. Por outro lado, as baterias têm níveis médios de densidade de potência e de energia. No lado oposto as tecnologias CAES, TES, PHS e as células de combustível, possuem um índice de energia e potência maior e também um maior tempo de descarga e de resposta. As tecnologias de baterias, de um modo geral, apresentam, valores médios relativamente aos parâmetros analisados.

A vida útil das tecnologias de armazenamento pode ser indicada pelo número de anos civis ou pelo número de ciclos equivalentes durante os quais o dispositivo estará operacional. As tecnologias de armazenamento em análise têm uma vida útil limitada associada à deterioração química/física das unidades ao longo do tempo.

Os sistemas de AE podem dar apoio no fornecimento de energia durante picos de procura e contribuir para melhorar a qualidade energética e estabilidade do sistema. Pode ser instalada em qualquer ponto da rede de distribuição, tanto no lado do consumidor ou em aplicações particulares. Quando combinados com eletrónica de potência associada aos RED, fornece benefícios técnicos, económicos e ambientais.

3.3 Eletrônica de potência

Com o crescimento de GD e de sistemas de AE no SEP, a eletrônica de potência torna-se um elemento indispensável para permitir uma melhor gestão da rede elétrica já disponível de forma a manter a flexibilidade e a otimização do funcionamento do SEP e também facilitar a ligação dos RED e AE fazendo de interface entre estes e o sistema elétrico.

Os conversores de eletrônica de potência permitem a conversão do tipo (ou nível) de uma forma de energia elétrica (tensão ou corrente) para outra forma de energia elétrica. São constituídos por dispositivos semicondutores de comutação (transístores), elementos eletrônicos primários (resistências, condensadores, bobinas, transformadores, díodos, etc.) e sistemas de controlo da transferência de energia. Os níveis de tensão e de frequência e os tipos de tensão e de corrente (CC ou CA) na entrada e na saída dos conversores podem ser diferentes e em alguns casos o conversor tem a capacidade de permitir o fluxo bidirecional (entre uma fonte e bateria ou entre MR e o SEP) ou apenas permitir o fluxo de energia unidirecional (da fonte para carga) [53].

Na Figura 60 está representado um exemplo de um esquema elétrico de um conversor de potência.

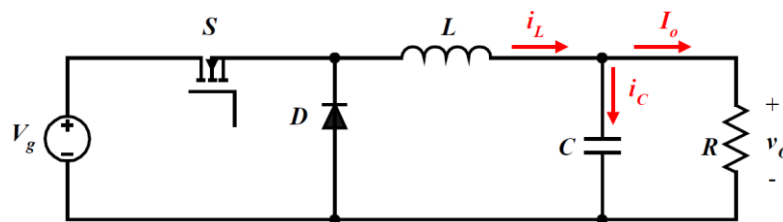


Figura 60 - Esquema elétrico de um conversor de potência com representação das correntes e tensões [54]

Um conversor de potência é classificado com base no tipo de corrente e de tensão aplicado à sua entrada e na forma como faz essa conversão para a sua saída. As diferentes topologias são as seguintes:

Conversor CC-CC: Tem corrente e tensão em CC com valores variáveis na sua entrada e faz a sua conversão com valores regulados à sua saída (Figura 61). O seu uso em MR é, praticamente, apenas em MR com barramento em CC. São utilizados também como conversor de multinível quando é necessário a alteração na amplitude da tensão produzida por um sistema FV antes de ser fornecida para um conversor CC-CA. A tensão de saída é controlada através do dispositivo de comutação que pode ter as seguintes funções: diminuir

a tensão à saída, sendo chamado um conversor redutor (*buck*), ou aumentar a tensão à saída, chamado de conversor aumentador (*boost*) [53, 55].

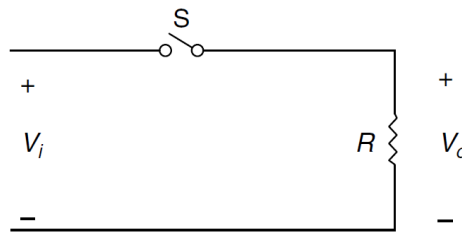


Figura 61 - Esquema básico de um conversor CC-CC [55]

Conversor CC-CA: Também conhecido como inversor, é usado para criar tensões CA monofásicas ou polifásicas através de uma entrada em CC. Faz a conversão da corrente e da tensão de entrada em CC para CA com valores de controlo para a sua fase, frequência e amplitude (Figura 62). São aplicados na indústria (maioritariamente no controlo de motores elétricos) e nas MR têm como função converter as tensões CC dos sistemas FV e AE para CA, caso a MR tenha o seu barramento em CA [53, 56].

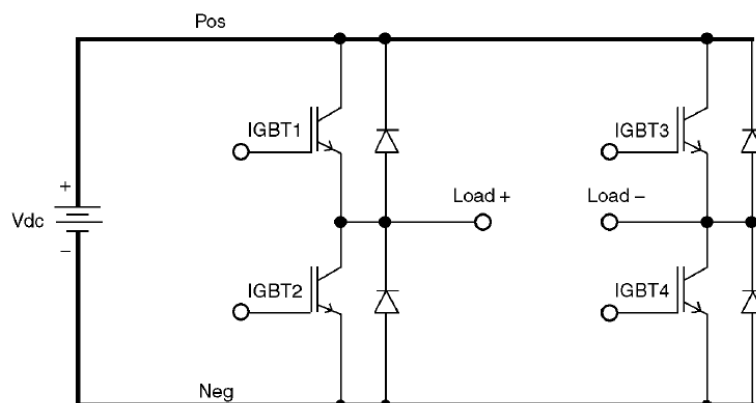


Figura 62 - Esquema de um conversor CC-CA (Inversor) monofásico [56]

Conversor CA-CC: Também conhecidos como retificadores, o seu circuito consiste apenas num diodo que produz uma onda à saída que corresponde a metade da onda da tensão CA de entrada. Fazem a conversão de CA para CC com valores de controlo para a tensão. O esquema elétrico de um retificador monofásico de meia-ponte consiste na utilização de diodos, como representado na Figura 63. Os conversores CA-CC com dispositivos de comutação podem oferecer vários níveis de controlo e fluxo de energia bidirecional [53, 57].

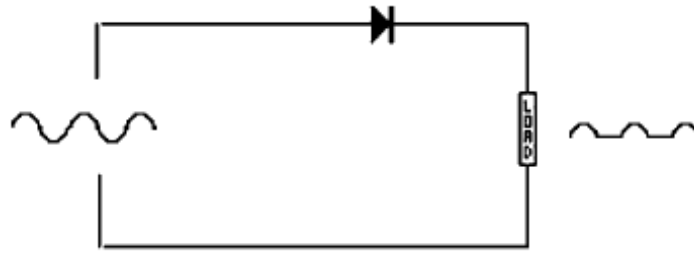


Figura 63 - Esquema de um conversor CA-CC, retificador monofásico de meia-ponte [57]

Conversores CA-CA: Convertem CA com tensão e frequência com valores variáveis em CA com valores regulados para a fase, magnitude e frequência. Na maioria dos casos incluem duas fases de conversão, CA-CC e depois CC-CA, com a topologia CA-CC-CA sendo chamado de conversor multinível. São utilizados nos sistemas de conversão da energia eólica (o vento produz frequência variável sendo necessário um conversor deste tipo para fazer interface com a rede elétrica). Existem dois tipos de conversores conhecidos: Cicloconversores e conversores de matriz [53, 58, 59].

Na figura 64 apresenta-se um esquema elétrico de um conversor CA-CA.

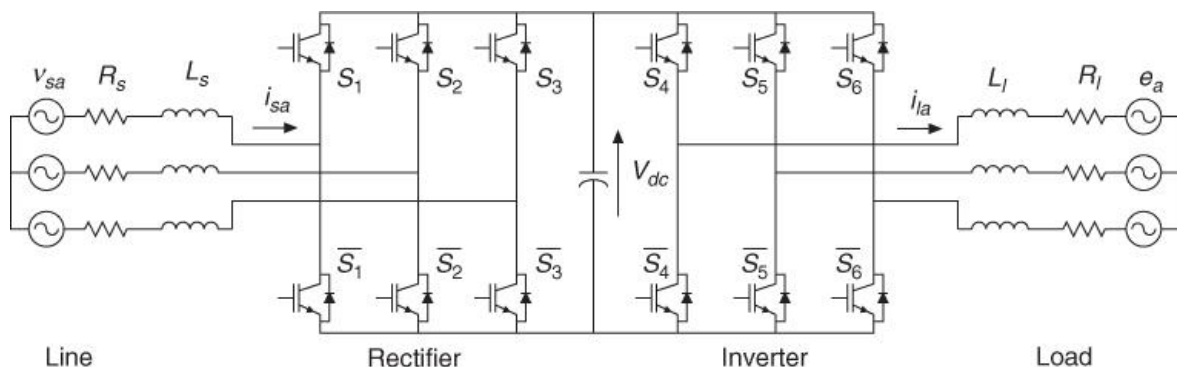


Figura 64 - Esquema de conversor CA-CA [59]

3.3.1 Sistema de transmissão flexível em corrente alternada

Um sistema de transmissão flexível em corrente alternada (*Flexible AC Transmission System* - FACTS) é um conjunto de equipamentos que utilizam eletrônica de potência para o controlo e gestão da transmissão em CA. São conversores de eletrônica de potência que são capazes de aumentar a capacidade de transmissão de energia nas linhas existentes, controlar o fluxo de energia em regime estacionário e dinâmico e controlar a potência reativa e ativa com o objetivo de melhorar o controlo e estabilidade da rede elétrica [12, 60].

Na Tabela 4 estão descritos alguns dos dispositivos FACTS e as suas aplicações.

Tabela 4 - Dispositivos FACTS e as suas características [60]

Tipo de compensador	Dispositivo	Dispositivo de comutação	Aplicação
Shunt (derivador)	<i>Static Var Compensator (SVC)</i>	Tiristor	Controlo de tensão, compensação de fator de potência
	<i>Static Synchronous Compensator (STATCOM)</i>	IGBT, IGCT	
Série	<i>Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)</i>	Tiristor	Controlo de fluxo de energia
	<i>Thyristor Switched Series Compensator (TSSC)</i>		
Shunt e série	<i>Interline Power Flow Controller (IPFC)</i>	IGBT, IGCT	Controlo de potência ativa e reativa
	<i>Unified Power Flow Controller (UPFC)</i>		

1) *Static Var Compensator (SVC)*

O SVC é um compensador de potência reativa que utiliza comutação por tiristores, sendo composto por *Thyristor Controlled Reactor (TCR)* e *Thyristor Switched Capacitor (TSC)* [12, 61]. O SVC tem como objetivo controlar as variações dinâmicas de tensão ao injetar ou absorver potência reativa, devido a comutações na linha, deslastre de cargas, falhas ou outras perturbações aumentando a capacidade de transferência de energia e melhorar a estabilidade da linha [61]. Na Figura 65 mostram-se os esquemas de compensação *Var* que são normalmente utilizadas no sistema elétrico:

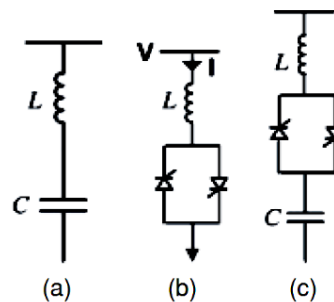


Figura 65 - Formas de compensação do fator de potência: (a) através de condensador, (b) através de TCR e (c) com TSC [61]

Na Figura 65, o TCR e o TSC, respetivamente consistem numa bobina ligada em série com um antiparalelo formado por dois tiristores, permitindo uma comutação

bidirecional. O conjunto TCR-TSC ligado em paralelo permite obter um SVC, conforme esquematizado na Figura 66 [61].

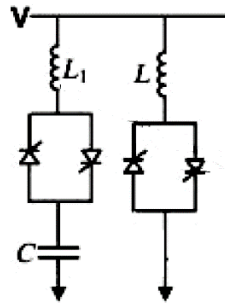


Figura 66 – Esquema elétrico do SVC [61]

2) *Static Synchronous Compensator (STATCOM)*

O STATCOM é um conversor do tipo *Voltage-Controller Converter (VSC)* cujo lado CC é ligado a um condensador e o lado CA é ligado à rede através de um transformador (Figura 67). Estes compensadores usam IGBT ou GTO como dispositivo de comutação, tendo uma resposta dinâmica mais rápida do que TCR e TSR. Os STATCOM podem gerar ou absorver potência reativa permitindo um controle contínuo da potência reativa [61].

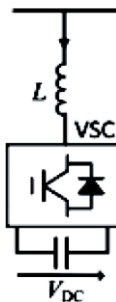


Figura 67 - Esquema de STATCOM [61]

3) *Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) e Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)*

Estes compensadores dependem do seu sistema de controle para evitar ressonâncias e garantir a estabilidade do sistema de energia. O compensador TSSC consiste na ligação de dois tiristores em antiparalelo, em paralelo com um condensador, enquanto que o TCSC consiste numa ligação de um TCR em paralelo com um condensador em série com a linha (Figura 68) [61].

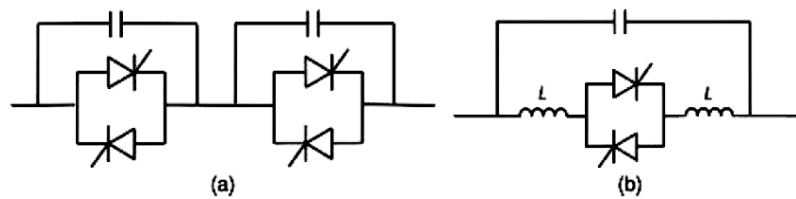


Figura 68 - Esquema simplificado de compensadores (a) TCSC e (b) TSSC [61]

4) *Interline Power Flow Controller (IPFC)*

Este tipo de controladores consiste na ligação CC comum de dois ou mais conversores VSC em série entre duas ou mais linhas de transmissão (Figura 69). O IPFC permite fazer a compensação independente de energia reativa em cada linha e fazer a transferência de potência ativa entre essas linhas [61].

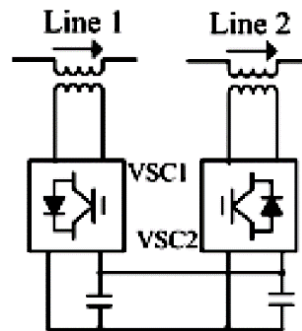


Figura 69 - Esquema de ligação de IPFC [61]

5) *Unified Power Flow Controller (UPFC)*

O UPFC consiste em dois conversores VSC, um ligado em série e outro em paralelo com a linha de transmissão, ligados entre si com um condensador CC em comum (Figura 70). A potência ativa pode circular em ambas as direções e são capazes de produzir ou absorver potência reativa independentemente entre si [61].

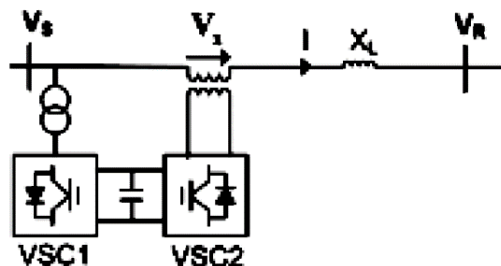


Figura 70 - Esquema elétrico de UPFC [61]

Na Figura 71 está representada uma linha de transmissão em que a potência transferida é dada pela equação (19).

$$P = \frac{V_S V_R}{X} \sin(\delta_S - \delta_R) \quad (19)$$

Em que $V_S \angle \delta_S$ é a tensão no barramento emissão, $V_R \angle \delta_R$ é a tensão no barramento recepção e X a impedância das linhas de transmissão em paralelo.

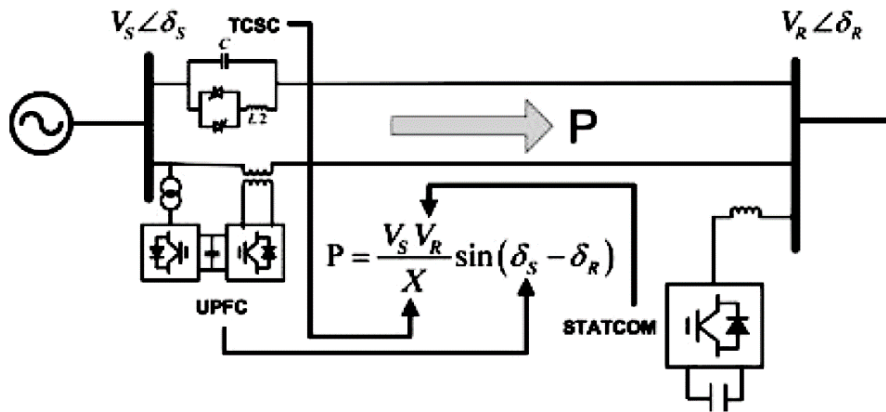


Figura 71 - Linha de transmissão com aplicação de dispositivos FACTS [61]

Na Figura 71 é possível verificar como os dispositivos FACTS atuam na equação de transferência de potência (eq. 19). O TCSC pode alterar a impedância da linha, o STATCOM controla a amplitude da tensão ao injetar ou absorver potência reativa e o UPFC pode alterar o ângulo da tensão no barramento emissão. Deste modo, com a implementação de FACTS, as linhas de transmissão podem ser controladas de várias formas.

3.3.2 Sistema de transmissão de corrente contínua em alta-tensão

O sistema de transmissão de corrente contínua em alta-tensão (*High Voltage Direct Current Transmission System* - HVDC) é um sistema constituído por uma estação de conversão de tensão CA para tensão CC, sendo o transporte de energia realizado em CC. A linha de transmissão pode ser aérea, subterrânea ou submarina. Na outra extremidade da linha existe outra estação de conversão, na qual a tensão CC é novamente convertida em tensão CA. A esta configuração dá-se a designação de *back-to-back*.

As estações de conversão são constituídas por uma ponte retificadora com tirístores de 12 ou 24 pulsos (Figura 72) que funciona como inversor quando está a receber e funciona como retificador quando está a transmitir energia [57].

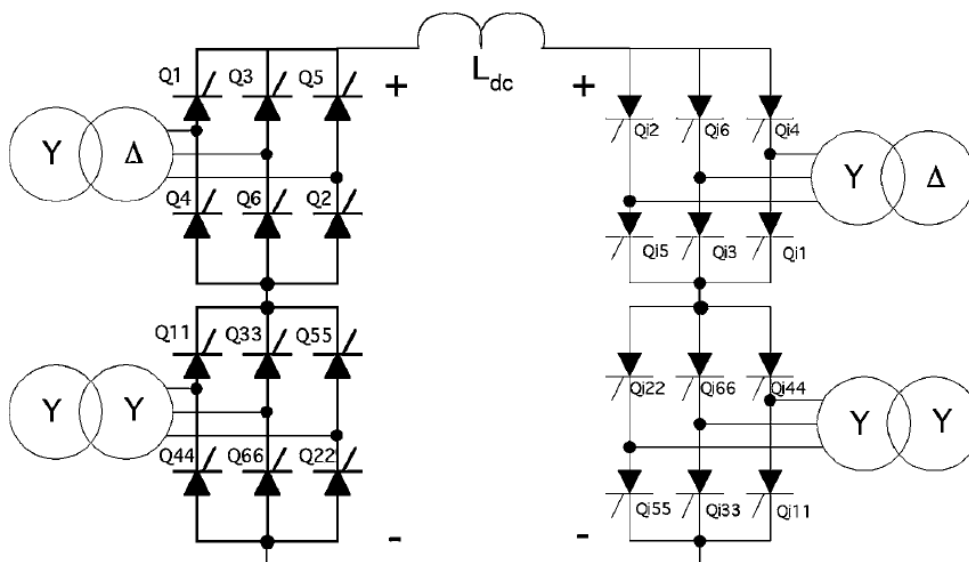


Figura 72 - Esquema de um sistema HVDC com ponte retificadora/inversora de 12 pulsos [57]

Uma linha de transmissão pode transportar energia a uma tensão de 400 kV a 600 kV e potência superiores a 1000 MW. A maioria dos tirístores aplicados nos sistemas HVDC (Figura 73) são refrigerados a líquido de forma a melhorar a sua performance [57].

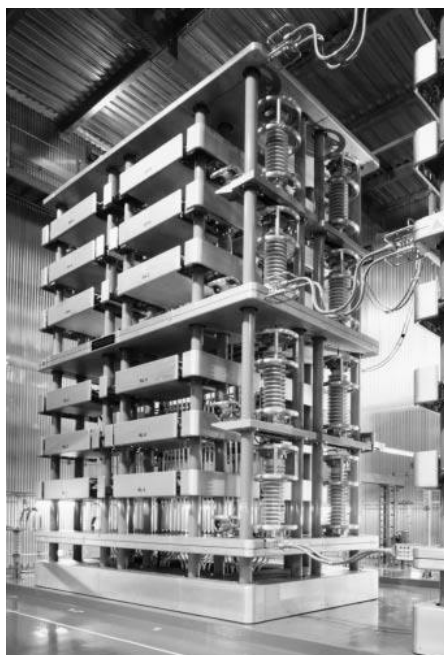


Figura 73- Válvula de tiristor usada em sistema HVDC [61]

Um sistema HVDC também permite interligar duas redes de transmissão dessincronizadas, ou seja, nas quais a frequência não seja comum, podendo desta forma ser utilizado na interligação de MR com o SEP, ou até mesmo dentro do sistema elétrico da MR de forma a permitir o fluxo de energia entre a transmissão e o sistema de AE e a ligação dos RED à linha de transmissão.

Os sistemas HVDC só são considerados economicamente viáveis na transmissão de energia a grandes distâncias. Contudo, com o desenvolvimento da eletrônica de potência associada a algumas das características do transporte de energia em CC, este tipo de transporte pode vir a ser mais barato do que em CA, uma vez que utiliza apenas dois cabos bidirecionais em CC, em vez dos três/seis ou mais cabos das linhas em CA, tornando o sistema HVDC mais apelativo economicamente e tecnicamente. Nos sistemas HVDC as estações de conversão implicam elevados investimentos (sendo esta a principal desvantagem) face às subestações dos sistemas HVAC [12].

O sistema HVDC também pode ser ligado em paralelo com sistema HVAC de modo a melhorar a flexibilidade da transmissão das linhas em CA (Figura 74).

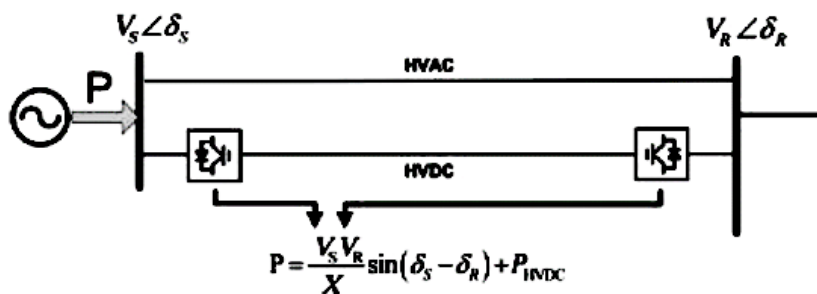


Figura 74 - Esquema de ligação do sistema HVDC em paralelo com HVAC [61]

Como se mostra na Figura 74, dois conversores de fonte de tensão VSC ligados em paralelo com uma linha em CA, permitem o fluxo de potência pela linha CC e controlar a amplitude da tensão nas duas extremidades da linha, influenciando desta forma o fluxo de potência na linha de transmissão em CA [61].

1) Conversor de fonte de corrente

A topologia básica usada como retificador e inversor no sistema HVDC consiste no conversor de fonte de corrente (*Current Source Converter – CSC*) (Figura 75). A escolha do CSC deve-se à sua fiabilidade e robustez. Estas características devem-se ao uso de válvulas de tiristor (Figura 73). Por outro lado, a natureza de comutação das válvulas de tiristores tornam o conversor CSC limitado, sendo suscetíveis a falhas de comutação [61].

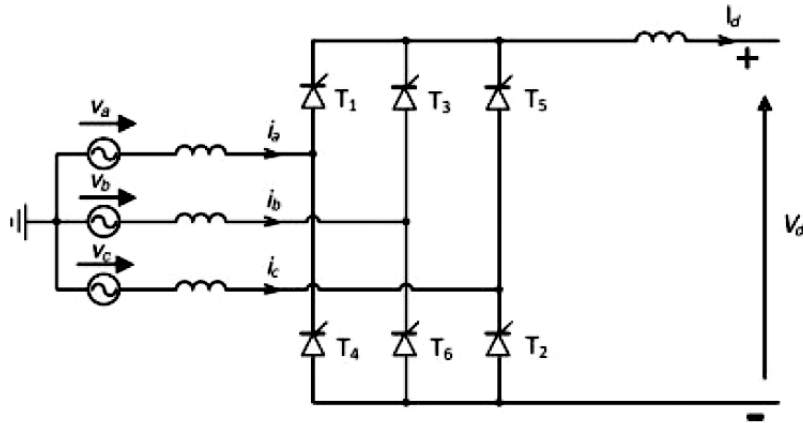


Figura 75 - Esquema de um conversor CSC [61]

2) Conversor de fonte de tensão

O uso de IGBT nos conversores de fonte de tensão (*Voltage Source Converter - VSC*), possibilitando a comutação ON/OFF, permite o seu total controlo no fluxo de potência bidirecional e de forma mais rápida do que os conversores CSC, eliminando o risco de falhas de comutação. O conversor VSC tem ainda a possibilidade de absorver e gerar potência reativa e ativa de forma independente, produzindo menos conteúdo harmónico (minimizando a necessidade de instalação de filtros para o eliminar) [61].

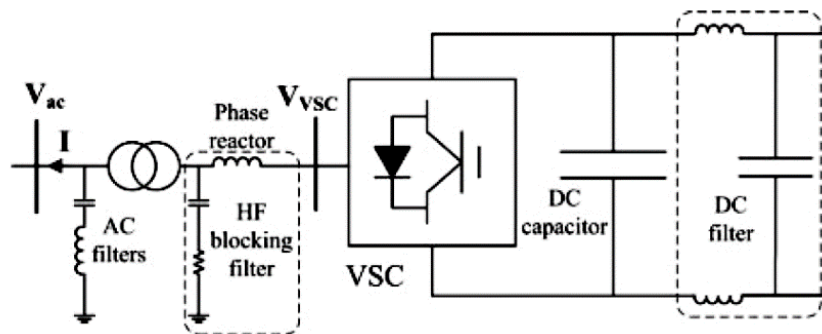


Figura 76 - Esquema do conversor VSC com os seus diversos componentes [61]

Um conversor VSC é ainda constituído por diversos componentes (Figura 76): válvulas de IGBT ligadas em série para aumentar o seu nível de tensão (com redundância para aumentar a sua robustez); condensadores ligados no lado CC para estabilizar a sua tensão e reduzir conteúdo harmónico; transformador CA para fornecer isolamento, transformação de tensão e contribuir para a reactância entre o conversor VSC e a rede; reactâncias de fase para dar apoio no controlo de potências reativa e ativa, reduzir harmónicas e limitar falhas de corrente; filtros CA para reduzir harmónicas produzidas pela comutação do conversor VSC [61].

3.3.3 Conversores multinível

Os conversores multinível são usados em aplicações de grandes potências, devido à sua estrutura única que lhes permite alcançar altas tensões com pouco conteúdo harmónico. São constituídos por várias fontes CC capazes de produzir diferentes níveis de tensão de modo a formar uma onda CA escalonada que se aproxima à onda desejada (Figura 77). Quanto mais níveis de tensão forem produzidos, menos conteúdo harmónico existirá na onda produzida, mas o controlo do circuito torna-se mais complexo. A sua grande desvantagem é a necessidade de um grande número de dispositivos de comutação que torna o dispositivo complexo e muito dispendioso [62].

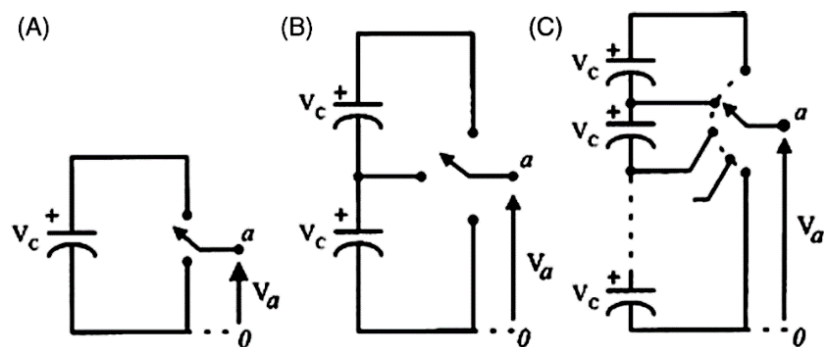


Figura 77 - Esquema de um conversor multinível: (a) de dois níveis, (b) de três níveis e (c) de n níveis [62]

Na Figura 78 apresenta-se a classificação das diferentes topologias dos conversores multinível.

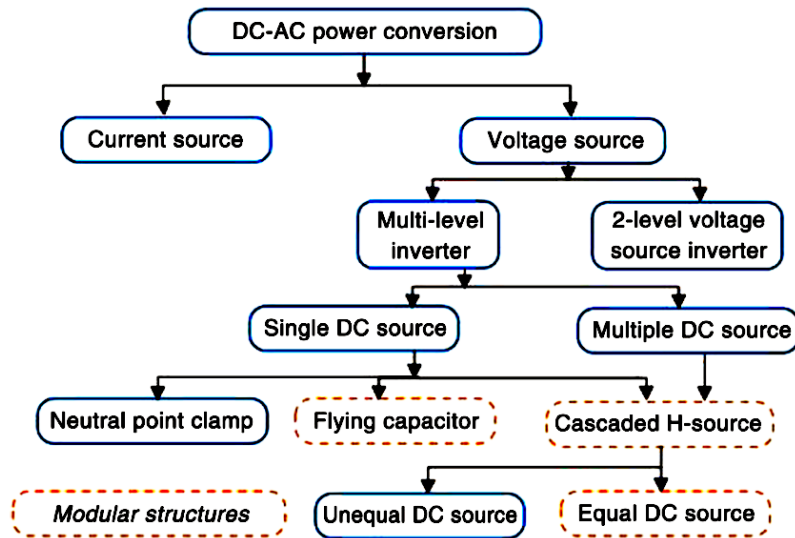


Figura 78- Classificação das diferentes topologias de conversores multinível [62]

3.3.3.1 Conversor convencional de dois níveis

Na Figura 79 está representada a topologia de um conversor de dois níveis. É constituído por três módulos (a, b e c), cada um com dois dispositivos de comutação (V_1 e V_2) com um diodo ligado em antiparalelo. Todos os três módulos do conversor estão ligados em CC com um condensador em comum (C) que faz com que haja um ramo de baixa indutância para as correntes que variam rapidamente através de cada dispositivo de comutação do conversor. É usualmente instalado um filtro L ou LCL à saída do conversor para filtrar a distorção harmónica e permitir a ligação à rede, como é o caso dos sistemas de energia eólica [53, 63].

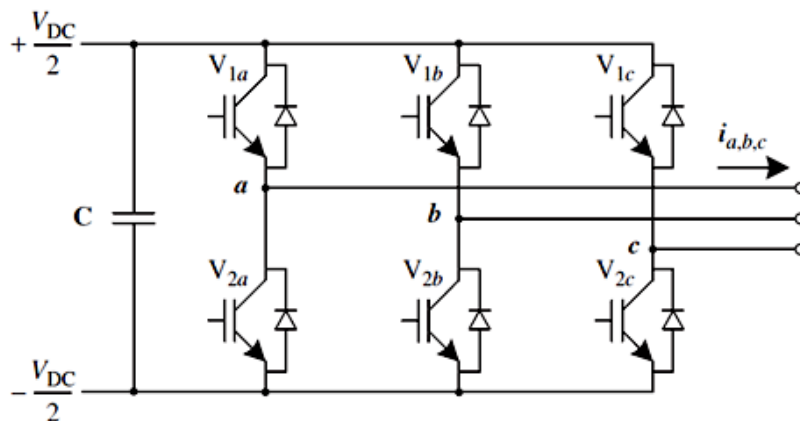


Figura 79 - Topologia do conversor de dois níveis [63]

O conversor é controlado através da comutação de cada dispositivo que recebe o sinal do controlador (*Pulse Width Modulation* – PWM) para alterar o seu estado para ON ou OFF. Se dois dispositivos de comutação de um mesmo módulo estiverem a ON, o condensador CC ficará em curto-circuito. Desta forma, os sinais de comutação serão transferidos de forma complementar, ficando um a ON quando o outro fica a OFF de forma alternada, como se pode observar na Figura 80 [53, 63].

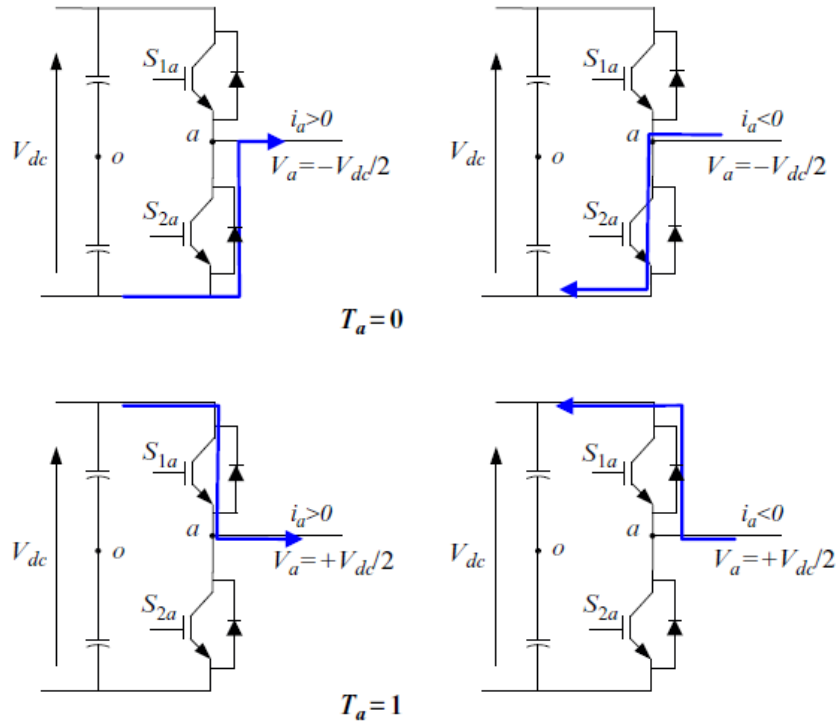


Figura 80 - Esquema de comutação do conversor de dois níveis [63]

A tensão de saída em cada módulo vai ser $+\frac{V_{DC}}{2}$ quando o dispositivo de comutação superior S_1 está ON e $-\frac{V_{DC}}{2}$ quando o dispositivo inferior S_2 está ON. A corrente de saída passa pelo dispositivo de comutação ou pelo seu diodo antiparalelo, dependendo da direção da corrente.

3.3.3.2 Conversor de díodos ligados ao ponto neutro

Na Figura 81 está representada a topologia de um conversor de díodos ligados ao ponto neutro (*Neutral Point Clamped Converter* - NPC) trifásico de três níveis, sendo esta a configuração mais simples. Neste caso é possível obter mais níveis de tensão ao adicionar mais dispositivos de comutação. Cada módulo do conversor é constituído por quatro dispositivos de comutação (V_1 a V_4) e por dois díodos (D_5 e D_6). A ligação CC do conversor consiste em dois condensadores (C_1 e C_2) ligados ao ponto neutro do conversor (*Neutral Point* - NP) [53, 62-64].

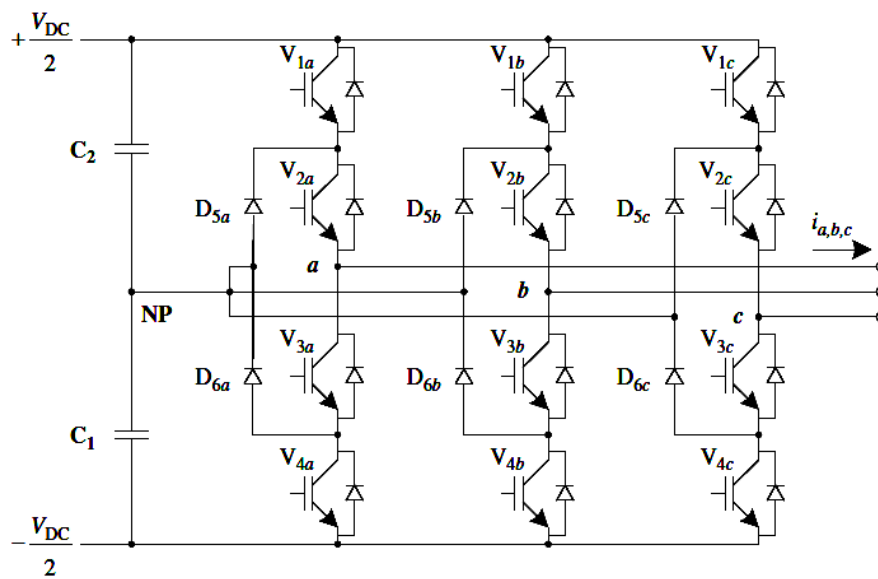


Figura 81 - Esquema elétrico de um conversor NPC [64]

Os dispositivos de comutação superior (V_1 e V_2) são usados para produzir uma tensão CC positiva à saída $+\frac{V_{DC}}{2}$ (estado 1). Os dispositivos inferiores (V_3 e V_4) são usados para produzir uma tensão CC negativa à saída $-\frac{V_{DC}}{2}$ (estado 2). Os dispositivos do meio (V_2 e V_3) são usados para estabelecer a tensão com o ponto neutro (NP) com valor zero (estado 3). Os dois díodos ligados ao NP dos dois condensadores (C_1 e C_2), que atuam como divisor de tensão capacitivo, podem ser vistos como díodos de roda livre (*clamping diodes*) criando uma corrente de circulação quando a tensão de saída assume o valor $\pm\frac{V_{DC}}{2}$ (Figura 82) [53, 62- 64].

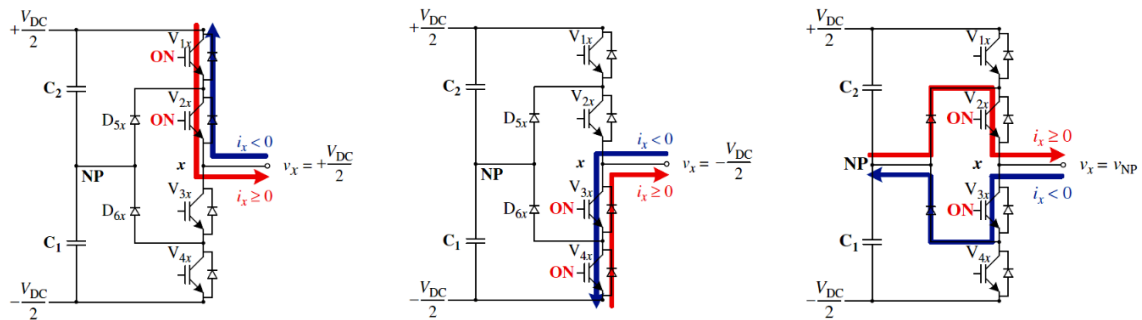


Figura 82 - Esquema dos estados de comutação do conversor NPC [63]

A tensão instantânea de saída V_x pode ser calculada pela equação (20).

$$V_x = (1 - T_a) \frac{V_{DC}}{2} \quad (20)$$

onde $T_a = 0$ se o conversor estiver no estado 1, $T_a = 1$ se estiver no estado 3 e $T_a = 2$ se no estado 2.

3.3.3.3 Conversor de condensadores flutuantes

A estrutura dos conversores de condensadores flutuantes (*Flying-Capacitor Converter* - FCC) é semelhante ao dos conversores NPC. A principal diferença reside no facto dos conversores FCC utilizarem condensadores (em vez de díodos) que atuam como fontes de tensão CC, repartindo a tensão em partes iguais de modo a criar diferentes níveis de tensão, como representado na Figura 83 [62].

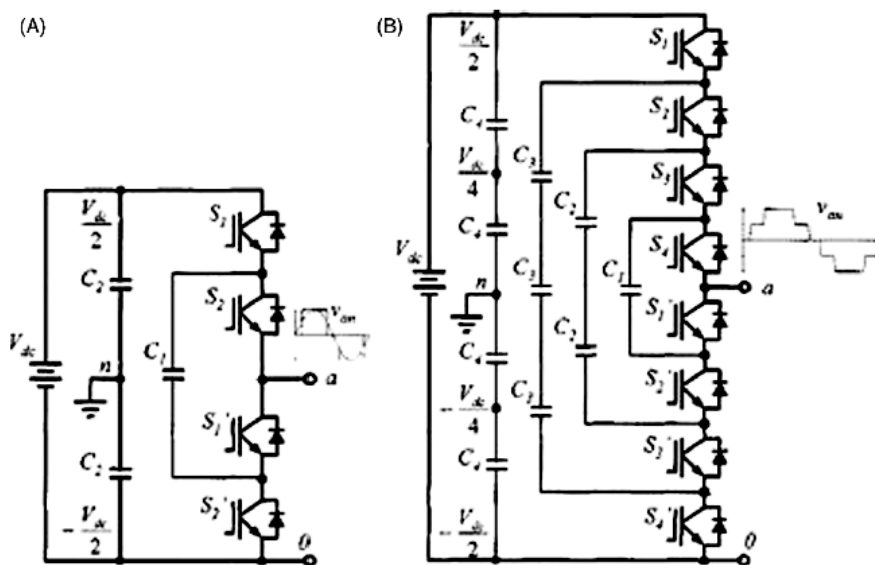


Figura 83 - Esquema elétrico do conversor FCC: (A) de dois níveis e (B) de quatro níveis [62]

3.3.3.4 Conversor multinível em ponte ligados em cascata

Um conversor multinível em ponte ligados em cascata (*Cascaded H-Bridge Multilevel Converters* – CHB) consiste na ligação em série de conversores monofásicos de três níveis em ponte completa pelo seu lado CA. Por sua vez, cada um dos conversores monofásicos referidos tem uma fonte CC separada, que poderá ser baseada em baterias ou em módulos FV evitando, desta forma, uma ligação CC comum e a utilização de díodos ou condensadores flutuantes quando se aumenta o número de níveis do conversor [62-64].

O diagrama da Figura 84 corresponde ao esquema elétrico de um conversor CHB.

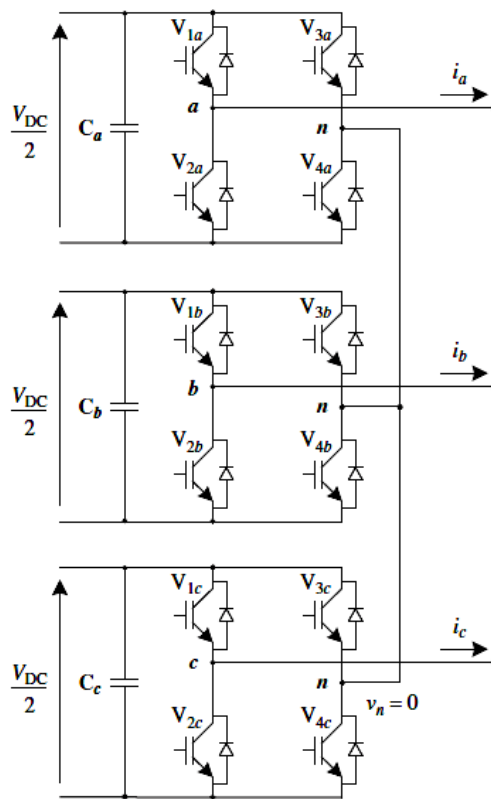


Figura 84 - Esquema do conversor CHB [63]

A tensão de saída de um conversor CHB é dada pela soma das três tensões produzidas por cada conversor em ponte, sendo capazes de produzir três tensões, $+\frac{V_{DC}}{2}$, 0 e $-\frac{V_{DC}}{2}$. Estas tensões resultam da comutação de dois dispositivos que não pertençam ao mesmo módulo, como se pode verificar na Figura 85. Os conversores em ponte estão ainda interligados num ponto neutro comum [62-64].

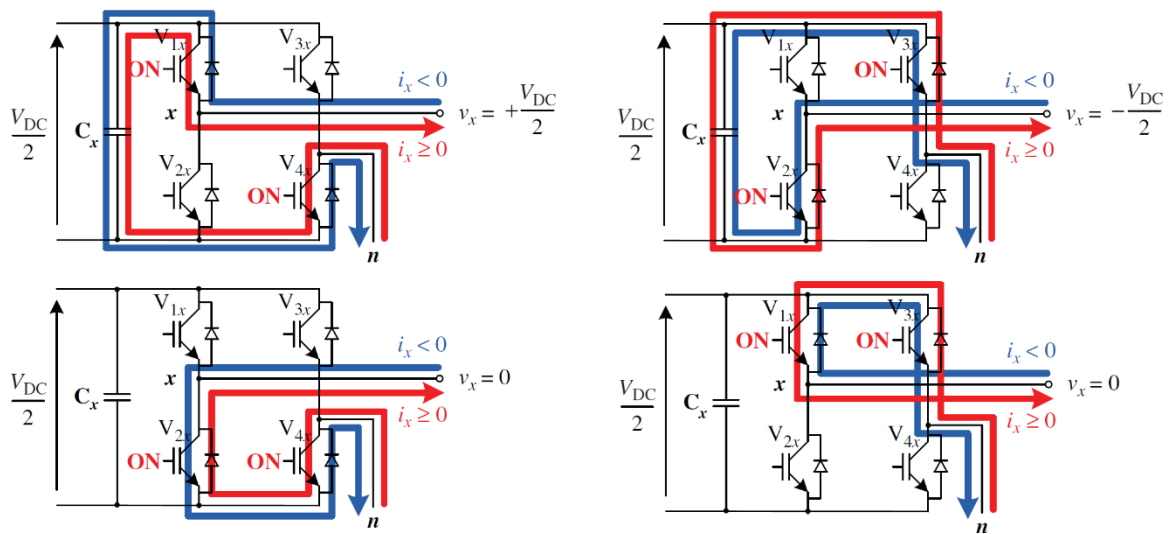


Figura 85 - Sequência de comutação de cada conversor em ponte de um conversor CHB [63]

3.3.3.5 Aplicações em microrredes

Os sistemas FV produzem correntes e tensões CC que são fornecidas a um conversor CC-CC. Devido à grande variação de potência que pode ser produzida por um sistema FV, podem ser utilizadas diversas configurações de conversão CC-CC, *boost*, *push-pull*, *full-bridge* e *flyback*, como explicado em [65]. Depois da conversão CC-CC, é usado um inversor de topologia CHB que é interligado com a rede elétrica da MR. É ainda instalado um filtro à saída para minimizar o conteúdo harmónico e em alguns casos é implementado um transformador à saída do inversor para assegurar que nenhuma componente em CC seja injetada na rede [53, 62].

Na figura 86 apresenta-se um esquema da instalação de um sistema FV onde é implementado um conversor CC-CC *Boost* e um inversor de topologia CHB.

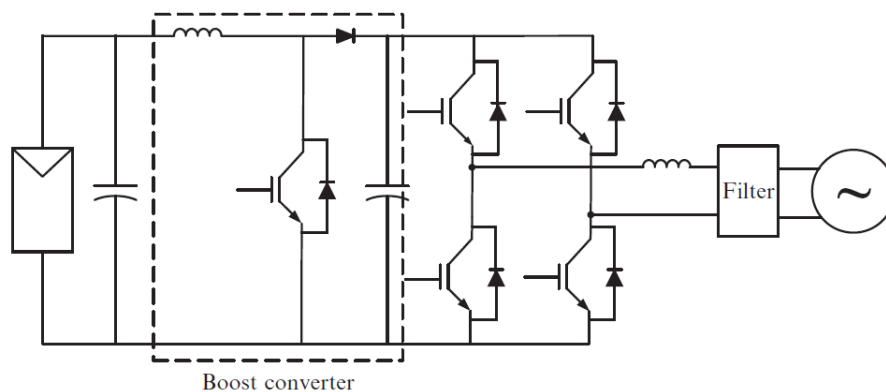


Figura 86 - Esquema de instalação de sistema FV [53]

Para RED com variação de velocidade na produção de eletricidade, como é o caso da energia eólica e mini-hídrica, são usadas duas configurações de eletrônica de potência: *Double Fed Induction* (DFIG) e *Full Power Converter* (FPC). Na configuração DFIG é usado o conversor NPC para ser ligado ao circuito do rotor enquanto que o estator é ligado diretamente à rede (Figura 87). O binário da máquina e a potência reativa podem ser controlados pelo lado do conversor que está ligado ao rotor enquanto que o lado que está ligado à rede fica responsável por controlar a tensão CC, assim como a sua própria potência reativa. Através do conversor ainda se pode controlar a velocidade síncrona do rotor [53, 62, 66].

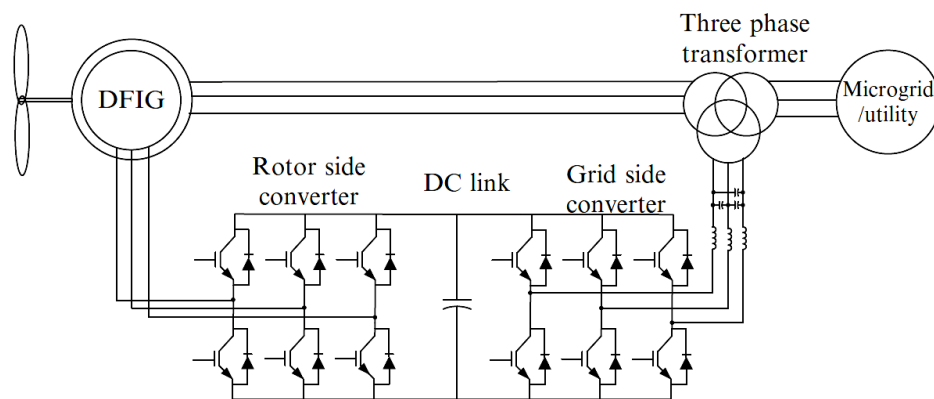


Figura 87 - Conversão de potência na configuração DFIG [53]

Na configuração FPC (Figura 88) é usado um gerador de imanes permanentes e um conversor para converter a potência gerada para a tensão e frequência da rede elétrica e também controlar o binário e a velocidade do gerador. É usado um conversor CA-CC-CA para converter a frequência e tensão CA variável para uma tensão CC constante e novamente converter para a tensão e frequência da rede elétrica em CA. Toda a potência gerada passa pelo conversor que realiza a compensação do fator de potência no lado da rede elétrica. Para grandes potências são usados conversores multinível tais como o NPC e o CHB em vez dos convencionais de dois níveis [53, 62, 66].

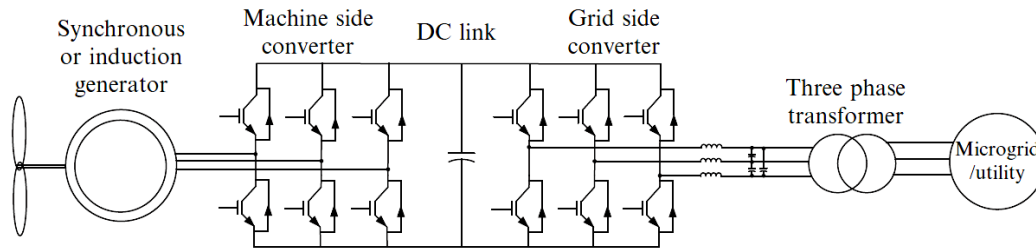


Figura 88 - Conversão de potência na configuração FPC 53]

Para os sistemas de AE (*e.g.*, baterias) utiliza-se um conversor bidirecional de forma a permitir a sua carga e descarga (Figura 89). Pode ser utilizado um conversor convencional de dois níveis com isolamento galvânico através de um transformador de baixa frequência [53]. Em [67] são apresentadas várias configurações de eletrônica de potência para o sistema de armazenamento de energia.

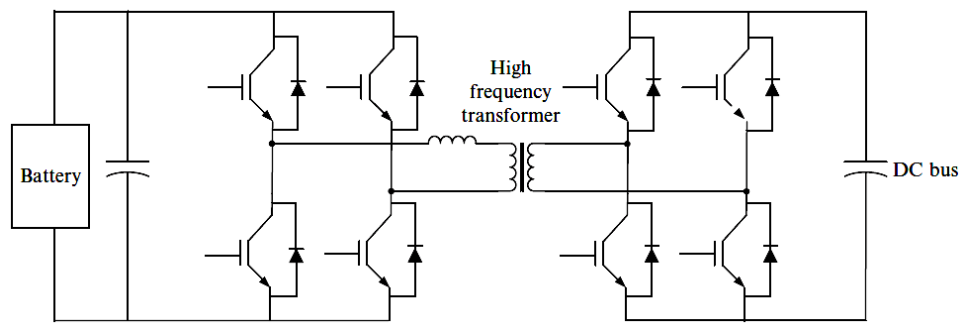


Figura 89- Controlo de carga/descarga de sistema de AE com um conversor bidirecional [53]

Para fazer a gestão do sistema de AE por baterias, é implementado o sistema *Battery Management System* (BMS). Os principais objetivos do BMS são: assegurar a proteção, aumentar o tempo de vida e manter a estabilidade de funcionamento das baterias. Assim, o sistema BMS deverá ter funções de monitorização, cálculo computacional e comunicação com os outros componentes da MR de modo a atingir o seu funcionamento ótimo.

Existem duas topologias associadas aos sistemas BMS [67]:

- Topologia centralizada, onde todas os bancos de baterias estão ligados diretamente ao BMS;
- Topologia mestre-escravo, onde o BMS escravo tem o controlo da carga e descarga, e monitoriza as condições de funcionamento de cada banco de bateria. O BMS mestre decide quais as tarefas para cada BMS escravo e faz a comunicação entre o sistema de AE e o CCMR.

3.4 Sistema de supervisão e aquisição de dados

Sistema de supervisão e aquisição de dados (*Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA*) é uma tecnologia largamente utilizada para monitorizar e controlar equipamentos industriais desde os anos 80 [68, 69]. O principal objetivo do SCADA é adquirir e monitorizar em tempo real informação através de sensores e dispositivos eletrónicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices– IED*) e enviar essa informação para um computador central. Com base nessa informação, um operador irá gerir e controlar um sistema de forma remota [68]. A aplicação do SCADA em MR consiste, geralmente, num sistema distribuído para monitorizar e controlar a GD, o sistema de AE, a distribuição de energia e outros serviços auxiliares, sendo constituído por sensores, controladores, redes informáticas, comunicações e bases de dados [70].

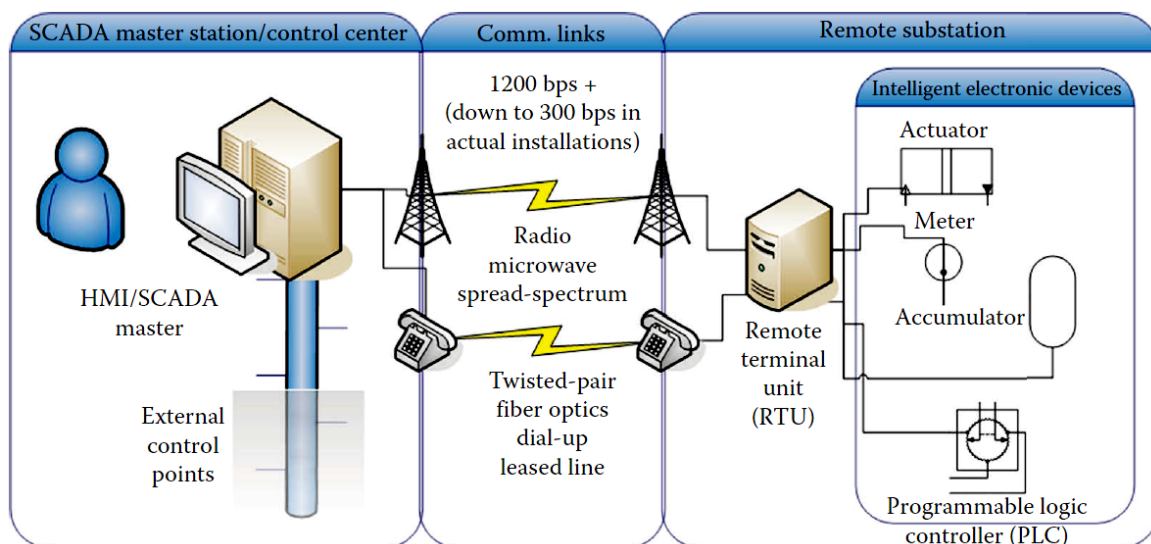


Figura 90 - Esquema de um sistema SCADA e os seus principais componentes [68]

Na Figura 90 estão representados os principais componentes de um sistema SCADA. A aquisição de dados é realizada pela unidade terminal remota (*Remote Terminal Unit – RTU*) e/ou pelos IED. Estes dados são compilados, processados e enviados por meios de comunicação para o centro de controlo onde a informação é disponibilizada através da interface homem-máquina (*Human-Machine Interface – HMI*) ao operador. Finalmente, o operador usará a informação disponível para proceder à supervisão e tomada de decisão de novos sinais de controlo a serem enviados para o RTU e IED [70].

3.5 Sistema de monitorização, proteção e controlo em longa distância

Enquanto que o SCADA monitoriza apenas o estado estacionário, o sistema de monitorização a longa distância (*Wide-Area Monitoring, Protection, And Control – WAMPC*) fornece um meio de monitorizar a dinâmica de um sistema elétrico em tempo real e com visualização geográfica. O WAMPC também fornece informações acerca da estabilidade do sistema elétrico, tais como oscilações e a sua resposta dinâmica face a perturbações. Um sistema WAMPC funciona através da amostragem de sinais de medição da tensão e da corrente ao longo do sistema elétrico que são convertidos em fasores (*Phasor Data Concentrator - PDC*). Os fasores (vetores representativos da tensão e da corrente medida a uma dada frequência) são sincronizados e comparados com uma referência precisa dada por GPS (*Global Positioning System*), podendo ser enviados remotamente para a central de controlo do sistema SCADA. O dispositivo utilizado para fazer a amostragem dos sinais de tensão e corrente é a unidade de medição fasorial (*Phasor Measurement Unit – PMU*), a qual está representada na Figura 91[68].

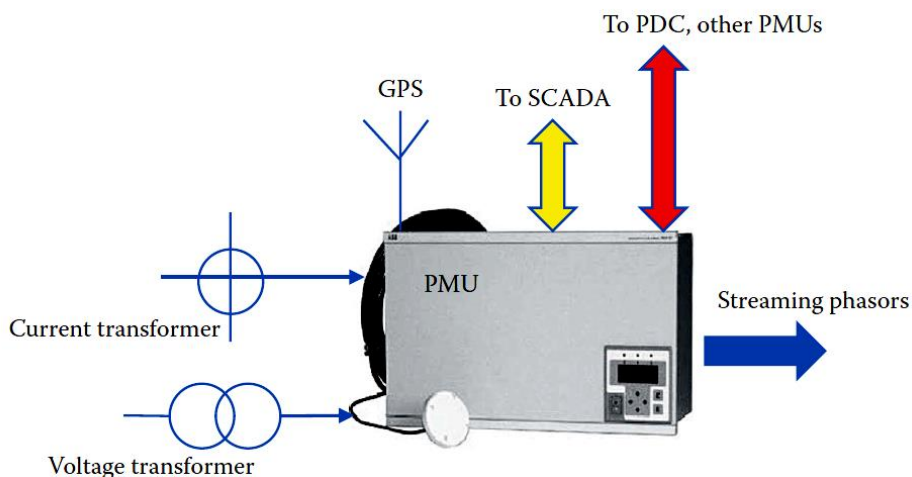


Figura 91 - Representação de uma unidade de medição fasorial (PMU) [68]

3.6 Infraestrutura avançada de medição

A infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*) consiste num sistema que permite uma comunicação bidirecional entre consumidores e operadores do sistema elétrico. O sistema AMI é constituído por contadores inteligentes (*Smart Meters*), redes de comunicação e sistemas de gestão. Deste modo o sistema AMI recebe informação dos *smart meters*, analisando-a e consequentemente fornece serviços de

gestão energética, tal como indicado na Figura 92. Estes sistemas AMI permitem aos consumidores fazer ajustamentos ao seu consumo e aos operadores a possibilidade de melhorar o serviço de fornecimento de energia, bem como o processo de faturação com base na informação recebida [71, 72].

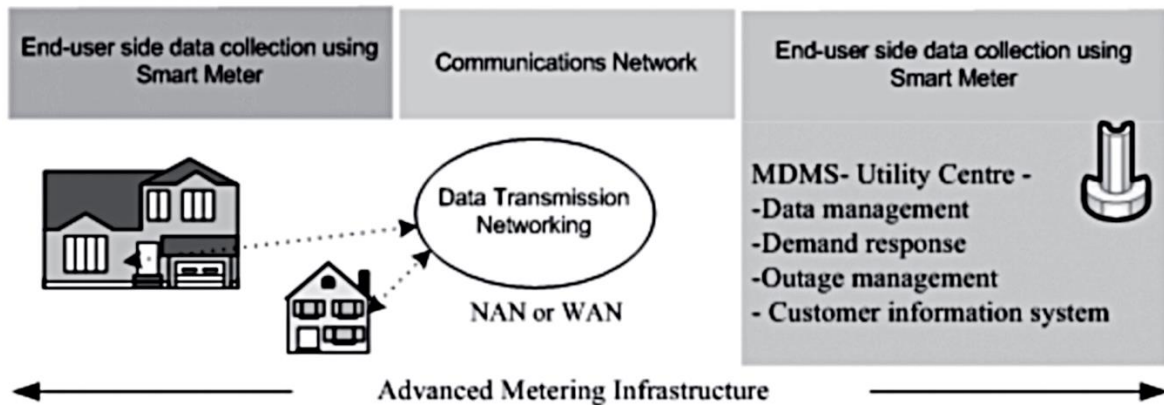


Figura 92 - Esquema da infraestrutura avançada de medição (AMI) [72]

3.7 Tecnologias de comunicação

As MR são estruturas dinâmicas que precisam de monitorização contínua dos seus componentes e do ambiente envolvente de forma a garantir uma gestão eficiente. Neste sentido, é necessária uma estrutura de comunicações, de forma a assegurar a transmissão da informação coordenada entre sensores, autómatos e atuadores, melhorando o sistema de controlo das MR. A troca de informação dentro e fora da MR pode ser feita através de diferentes meios, tais como fios de cobre, fibra ótica, ondas de rádio e micro-ondas [73].

Dependendo da cobertura e das funções pretendidas, podem ser utilizados no sistema de comunicação da MR três redes de área: CAN (*Costumer Area Networks*), NAN (*Neighborhood Area Network*) e WAN (*Wide Area Network*), de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 - Tecnologias de redes de área [73]

Tecnologia	Velocidade	Alcance	Largura de banda	Latência	Tráfego
CAN	1-30 kbps	Dezenas de metros	Baixa	2-15 s	Periódico
NAN	10-100 kbps	Centenas de metros	Média	10ms a 2s	Periódico
WAN	Centenas de Mbps a alguns Gbps	Dezenas de quilômetros	Larga	Poucos ms a 1 s	Aleatório

As tecnologias de redes sem fios evita o uso físico de ligações, oferecendo desta forma uma instalação fácil de unidades remotas, de baixo custo de operação e com flexibilidade em expandir a rede no futuro (Tabela 6).

Tabela 6 - Tecnologias de redes sem fios [73]

Tecnologia	Velocidade	Alcance	Largura de banda	Latência
WLAN	Dependendo do protocolo, 1Mbps a 600 Mbps	Centenas de metros	2.4 e 5 GHz	Depende de vários fatores
WIMAX	34 a 70 Mbps	>48km	2.3, 2.5, 3.5 e 5.8 GHz	1ms
Zigbee	20 kbps a 250 kbps	10 a 100m	2.4GHZ, 784,868, e 915 MHz	Baixa
LTE	300 Mbps	>100 km	1.4 a 20 MHz	<5ms
Bluetooth	Até 50 Mbit/s (versão 5.0)	até 100 m	2.4 GHz	Depende de vários fatores

Por outro lado, as tecnologias de redes com fios (Tabela 7) podem ser a escolha preferencial quando já estão disponíveis e permitem atingir os objetivos de desempenho pretendidos.

Tabela 7 - Tecnologias de redes por fios [73]

Tecnologia	Velocidade	Alcance	Largura de banda	Latência
PLC	Varia com o tipo de tecnologia usada	Varia com o tipo de tecnologia usada	Alguns kHz a centenas de MHz	Varia com o tipo de tecnologia usada
Fibra ótica	Grande capacidade de transferência de dados	Permite grandes distâncias	Depende da distância e da quantidade de dados a transferir	Depende de vários fatores
Ethernet	1, 10 e 100 Gbps	100m	>250MHz (categoria 6)	Depende de vários fatores

4 Conceitos de qualidade de energia e de sistemas de proteção

4.1 Qualidade de energia

O termo de qualidade de energia é usado para descrever perturbações não-estacionárias que causam mau funcionamento dos equipamentos elétricos. Perturbações na qualidade energética aparecem quando ocorre desvios para lá dos valores especificados na amplitude e frequência da onda de tensão de alimentação, causando o mau funcionamento dos equipamentos (avariando prematuramente) ou não funcionam de todo. Com o aumento da penetração de RED na rede elétrica, os principais desafios técnicos que afetam a qualidade energética são os apresentados na Figura 93 [74, 75, 76].

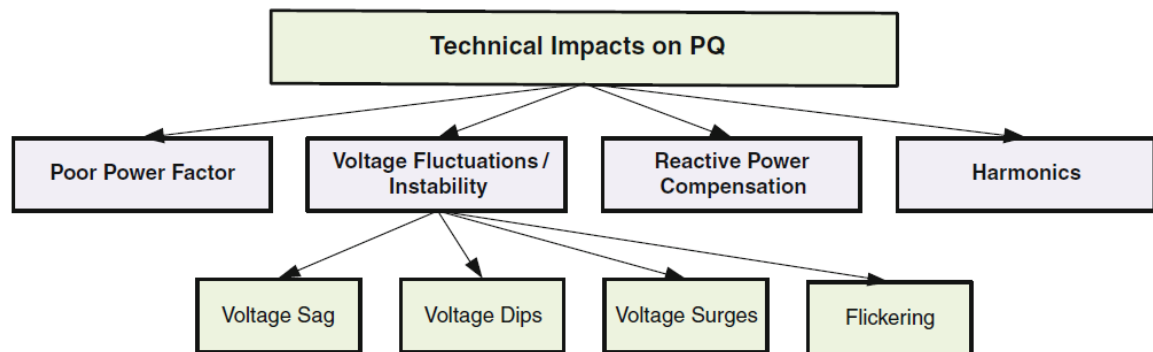


Figura 93 - Impactos técnicos na qualidade energética [75]

A integração de RED, principalmente dos sistemas eólicos e FV, com uma qualidade energética adequada é uma tarefa desafiadora devido à sua natureza intermitente e da sua dependência natural do estado do tempo. A implementação de fontes de energia intermitentes requer o estudo de estratégias de despacho e controlo de energia capazes de compensar a intermitência. Neste contexto, a integração de sistemas de AE assume um papel fundamental. Estas novas estratégias e técnicas influenciam a estabilidade do sistema elétrico das MR [75, 77].

Os problemas de instabilidade podem estar associados com causas de diferentes naturezas, incluindo as características e topologia da MR, dos valores dos elementos elétricos ou a direção e amplitude dos fluxos de energia. Nas MR todos os seus componentes trabalham em conjunto de forma coordenada com dispositivos de eletrónica de potência com controlo (controladores de fluxo de potência reativa e ativa, reguladores de frequência e de

tensão). Para além destes, há ainda que ter em conta a integração de componentes de proteção de modo a aplicar as estratégias de controlo, que são cruciais para superar os desafios de estabilidade [76, 77].

Os diferentes tipos de perturbações na qualidade energética são os seguintes:

1. Distorção harmónica

A atual complexidade dos sistemas elétricos está relacionada com a forte presença da eletrónica de potência, de cargas e outros componentes não-lineares cujo funcionamento em conjunto injetam conteúdo harmónico na rede elétrica [75, 76]. Distorção harmónica é caracterizada pela deformação da forma da onda de tensão de alimentação e da corrente absorvida pelos equipamentos que, por sua vez, induzem deformação na forma de onda da tensão da rede elétrica (Figura 94). Desta forma, a distorção harmónica pode ser definida como uma agregação de vários níveis de distorção harmónica presentes na tensão de alimentação, que para além da componente fundamental de frequência do sinal sinusoidal estão também presentes componentes de alta frequência nos fluxos de energia, devido a injeção de ondas de corrente não sinusoidais, ainda antes da ligação de qualquer equipamento linear ou não linear [74, 76, 78].

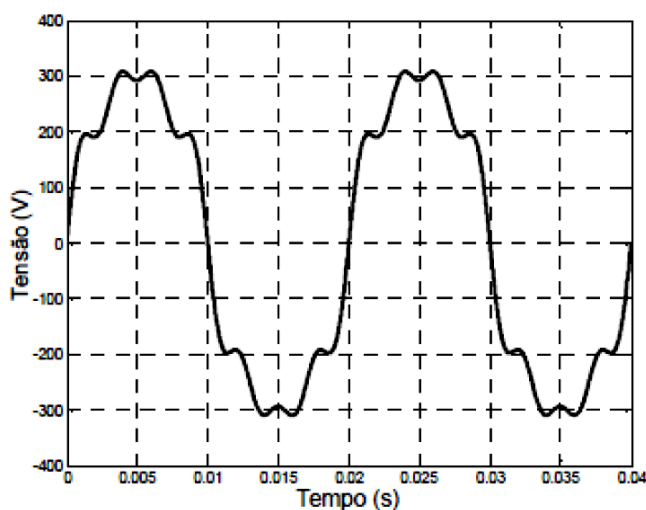


Figura 94 – Exemplo de gráfico de distorção harmónica [79]

Alguns dos problemas causados pela presença de harmónicas são: (i) o sobreaquecimento de transformadores, (ii) perturbações no normal funcionamento de equipamentos eletrónicos e (iii) ressonância do sistema elétrico com o banco de

condensadores de correção de fator de potência (causando a degradação da performance dos equipamentos eletrónicos podendo danificá-los) [74, 75].

O grau de distorção harmónica é conhecido como distorção harmónica total (*Total Harmonic Distortion* – THD). O THD determina-se através da equação (21), sendo função das harmónicas individuais de ordem h (V_h) em relação à harmónica de frequência fundamental (V_1) [75, 76, 78].

$$\text{THD (\%)} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (21)$$

onde a distorção harmónica individual (*Individual Harmonic Distortion* – IHD) é dada por:

$$\text{IHD (\%)} = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (22)$$

Com $h = 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15 \dots 51$.

A distorção harmónica pode ser controlada ou minimizada por meio da implementação de controlo, utilização de filtros ativos ou passivos ou até através da utilização de tecnologia mais avançada (como os sistemas FACTS discutidos na subsecção 3.3.1) [75]. A utilização de *smart meters* de forma distribuída pelo sistema eléctrico permite a medição da energia harmónica e a aplicação de normas relacionadas com o pagamento deste tipo de energia. Deste modo, as empresas de fornecimento de energia e os consumidores devem adotar medidas técnicas e organizativas de forma a diminuir o conteúdo harmónico na rede eléctrica melhorando, assim, quer o sinal da onda sinusoidal da tensão quer o uso eficiente da energia eléctrica [76].

2. Transitórios

Os transitórios são caracterizados por variações de frequência e de tensão na ordem de kHz e kV (picos de tensão) (Figura 95) [74]. Os transitórios são causados pela injeção de energia devido a relâmpagos, descarga electrostática, comutação de cargas, comutações de linhas eléctricas, energização de um banco de condensadores ou a interrupção de cargas indutivas. Os transitórios provocados por relâmpagos provocam danos na rede eléctrica e nos equipamentos dos consumidores enquanto que a energização do banco de condensadores em

combinação com a comutação e interrupção de cargas podem criar ressonância o que leva à criação de conteúdo harmónico [74, 76]. Os transitórios podem ser eliminados com a instalação de sistemas de para-raios com aterramentos separados ou de supressores de tensão transiente (*Transient Voltage Surge Suppressors* – TVSS) na entrada de fornecimento de energia ou em sistemas individuais dedicados aos equipamentos electrónicos [74].

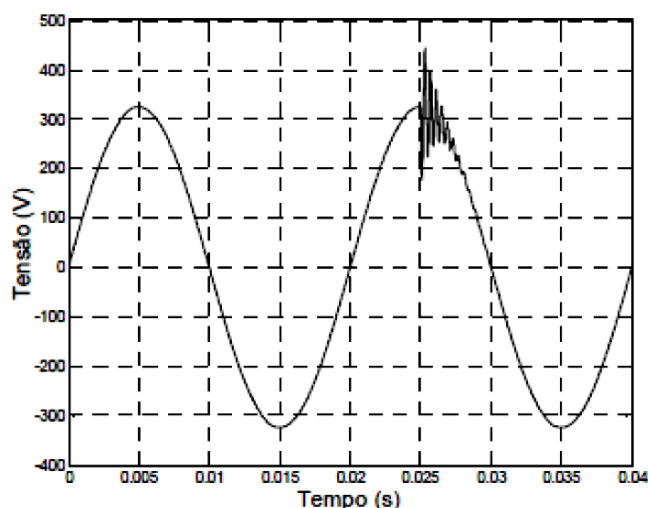


Figura 95 – Exemplo de gráfico de um transitório [79]

No caso das MR, o problema maior com transitórios pode estar relacionado pela transição entre modos de funcionamento isolado/normal para garantir o fornecimento de energia. Assim, nestes casos é necessário a implementação de um sistema de controlo que permita uma transição suave sem restrições ou limitações de estabilidade [78].

3. *Sags* e *Swells* de tensão

Estes fenómenos são caracterizados por variações no valor eficaz (*Root Mean Square* - RMS) da amplitude da tensão com a duração de desde meio ciclo a alguns segundos. As *Sags* referem-se a quedas de tensão causadas por falhas de fase-terra no sistema eléctrico resultando numa subida temporária da tensão nas outras duas fases, deslocação de cargas, comutação de bancos de condensadores, etc. Enquanto que as *Swells* se referem a subidas de tensão e são causadas por falhas no sistema eléctrico, arranque de motores eléctricos ou energização de transformadores (Figura 96) [74].

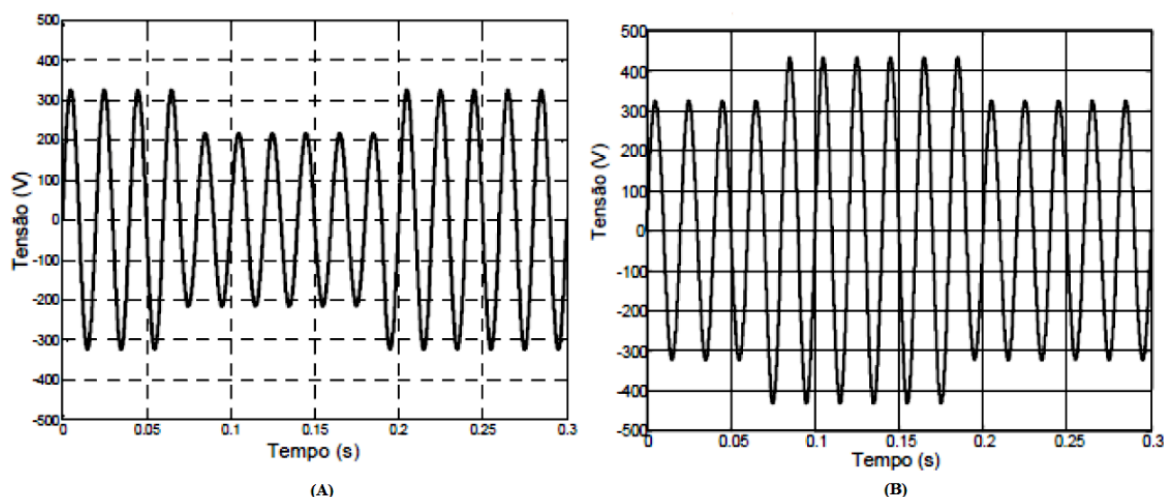


Figura 96 – Exemplo de formas de onda da tensão com o efeito (A) *Sag* e (B) *Swell* [79]

Os fenómenos *Sags* e *Swells* com duração superior a dois minutos são classificados como subtensões e sobretensões, respetivamente. As subtensões são causadas por súbitas perdas de linhas elétricas ou transformadores, perda de geração ou sobrecarga de uma linha elétrica, levando a uma redução no nível da tensão. Os efeitos são o sobreaquecimento em motores elétricos devido ao aumento da densidade de corrente assim como perturbações no funcionamento de equipamentos eletrónicos. As subtensões podem ser corrigidas através da alteração/configuração dos *taps* dos transformadores. As sobretensões ocorrem devido a problemas com condensadores de regulação de tensão ou transformadores de transmissão e de distribuição. Os problemas relacionados com sobretensões poderão ser maiores quando a proteção não responde suficientemente rápido de modo a proteger os equipamentos associados, sendo normalmente eliminados ao se instalarem equipamentos de regulação de tensão [74].

4. Interrupção no fornecimento

As interrupções no fornecimento de energia caracterizam-se pela ausência total de tensão de alimentação (Figura 97) causada pela abertura de disjuntores em caso de defeitos ou de danos físicos na rede elétrica. As interrupções no fornecimento de energia podem ser resolvidas através da instalação de sistemas de AE [74].

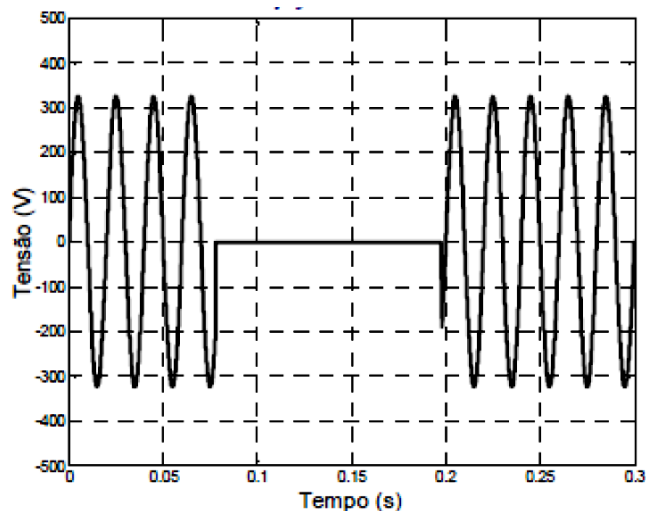


Figura 97 – Exemplo de gráfico U-t com interrupção de tensão [79]

5. Cortes de tensão (*Notching*)

Os cortes de tensão, ou *Notching*, estão associados à comutação de retificadores quando uma fase se liga e a outra se desliga, ocorrendo um curto-circuito muito rápido que causa um corte na onda sinusoidal da tensão (Figura 98). O maior risco ocorre quando o corte de tensão vai completamente a zero causando problemas de funcionamento nos equipamentos [74].

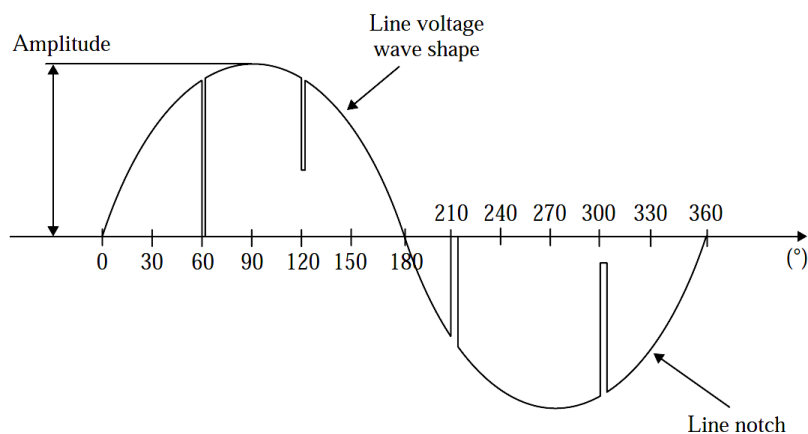


Figura 98 – Exemplo de gráfico de ocorrência de *notching* [74]

6. Efeito *Flicker*

O efeito de *flicker* é definido como uma modulação da onda sinusoidal da tensão a frequências abaixo dos 25 Hz, sendo detetado pelo olho humano como cintilações nas lâmpadas. Estes fenómenos são causados, normalmente, por fornos de arco ou máquinas elétricas com arranque frequente e podem ser eliminados ao instalar filtros ou compensadores estáticos de energia reativa SVC [74].

7. Ruído

O ruído é definido como interferência eletromagnética (causada por altas frequências ou pequenos sinais de tensão) sobrepostos ao sinal normal de tensão existente na rede elétrica (Figura 99). O ruído pode ter uma origem bastante diversificada, como através de descargas atmosféricas (relâmpagos), eletricidade estática, radiação solar, presença próxima de linhas de transmissão, comutação de dispositivos de eletrônica de potência, etc. O ruído pode ser minimizado com a instalação de filtros próprios [74].

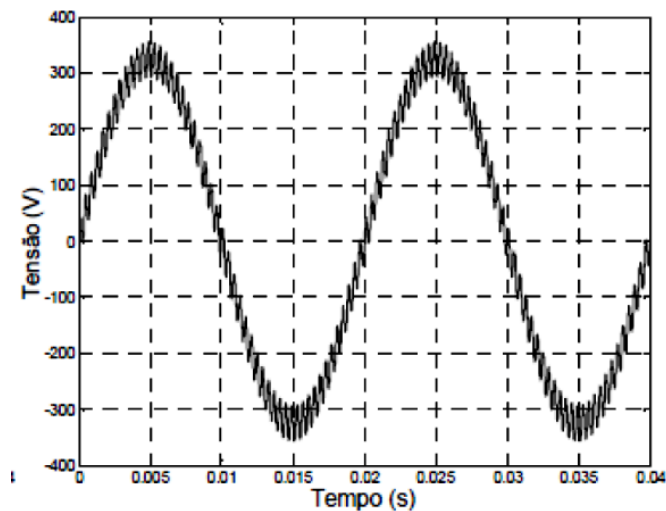


Figura 99- Exemplo de gráfico U-t contendo ruído elétrico [79]

8. Desequilíbrios de tensão

A ligação de cargas desequilibradas no sistema elétrico causa desequilíbrios de tensão, com impacto nos equipamentos elétricos ligados e no próprio sistema elétrico (Figura 100) [78].

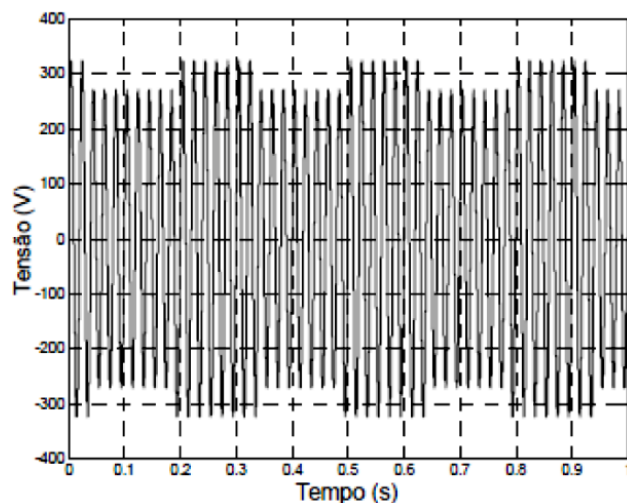


Figura 100 – Exemplo de gráfico U-t com desequilíbrios de tensão [79]

9. Compensação do fator de potência

Um dos maiores problemas associados com a estabilidade das MR é a sua capacidade de lidar com a potência reativa consumida por geradores indutivos, tais como aerogeradores e mini-hídricas, e que também afeta a qualidade energética da sua rede elétrica. Quanto mais energia for produzida por um desses geradores mais energia reativa será consumida pela própria máquina. Desta forma, será necessário fornecer uma potência reativa mais elevada e o mais próximo possível do gerador em questão. Devido às flutuações de potência ativa e reativa, a tensão no PLC (ponto de ligação da MR com o SEP) também varia, criando instabilidade na tensão e frequência no sistema elétrico da MR. Existem várias formas de controlar a potência reativa, tais como: utilização de transformador de derivação central, estratégias de controlo eletrónico de energia e sistemas de AE. Contudo, a forma mais usada é a instalação de uma bateria de condensadores, sendo esta solução a de mais baixo custo e disponível em diferentes dimensões, permitindo melhorar a eficiência energética e a regulação da tensão do sistema. O perfil da tensão está diretamente relacionado com o fluxo de potência reativa. Desta forma, os métodos utilizados para a compensação da potência reativa podem ajudar nas situações de instabilidade de tensão, bem como a utilização de reguladores de tensão e/ou dispositivos STATCOM [75, 77].

10. Instabilidade de tensão e de frequência

Quando uma MR está interligada com o SEP, o PLC é dado como referência para os níveis de tensão e de frequência no sistema elétrico da MR. Neste caso, a tensão e a frequência não deverão alterar-se com a dinâmica da MR. No entanto, é importante monitorizar o seu perfil de tensão de modo a controlar a amplitude da tensão, mantendo-a dentro dos limites estabelecidos. Quando ocorrem grandes perturbações devido a falhas elétricas, a tensão e corrente podem ser afetadas e as proteções da MR deverão atuar de modo a isolá-la do SEP [77].

Quando uma MR passa a funcionar em modo isolado, seja de forma planeada ou devido a falhas, o controlo da MR torna-se complexo sendo difícil garantir a sua estabilidade. Em modo isolado deixa de haver uma referência física (não há a frequência nem tensão impostas pelo SEP), passando a MR a depender da sua topologia, da GD disponível e da capacidade dos sistemas de AE. Nestas condições, estes recursos assumem um papel muito importante na definição de estratégias de controlo de forma a manter os níveis de tensão e

de frequência dentro dos seus limites (para evitar avarias dos equipamentos eletrónicos). Desta forma, os conversores e controladores associados ao RED e aos sistemas de AE deverão ter a capacidade de impor uma frequência operacional e uma referência de tensão. No entanto, a estabilidade de uma MR isolada pode ser facilmente afetada por quaisquer problemas que possa ocorrer no controlo local ou nos sistemas de comunicação. Assim é importante escolher uma estratégia de controlo adequada de acordo com a natureza das causas de instabilidade. [77].

4.2 Proteção

Um dos maiores desafios técnicos associados ao desenvolvimento de MR é a implementação de sistemas de proteção fiáveis. O sistema de proteção deverá ser capaz de responder a defeitos ocorridas no SEP, em que a resposta imediata deverá ser o isolamento rápido da MR de forma a proteger o seu sistema elétrico. Nos defeitos ocorridos no próprio sistema elétrico da MR, o sistema de proteção deve proceder ao isolamento da secção afetada e, se necessário (e se possível) efetuar isolamentos múltiplos de modo a criar sub-microrredes que deverão ser suportadas pelos respetivos controladores das microfontes e das cargas [18, 80, 81].

Alguns dos principais problemas associados com a proteção de MR estão relacionados com: (i) a alteração do valor e na direção de correntes de curto-circuito, (ii) redução na sensibilidade de deteção de falhas, (iii) disparos indesejados de disjuntores e capacidade inadequada desta aparelhagem, (iv) problemas provocados pela presença de RED (que pode alterar a magnitude e direção de correntes de curto-circuito originando falhas de proteção) [80, 81].

A rede de terras (esquema de ligação à terra - ELT) também pode ser considerado um problema crítico em MR, tendo influência nas amplitudes dos defeitos, na proteção de equipamentos eletrónicos e de pessoas. As redes de distribuição de BT podem adotar um de três ELT: TT, IT e TN (com três versões: TN-C, TN-S e TN-C-S). A comparação destes ELT em MR no modo de funcionamento isolado (situação mais desfavorável), revela que nos sistemas TT e IT os relés de proteção não conseguem distinguir entre corrente de defeito e corrente de carga (desta forma as proteções não atuam). O sistema TN-S representa a solução recomendada pela literatura, uma vez que a corrente de defeito numa MR, em modo

de funcionamento isolado com RED, apresenta valores mais elevados sendo detetada pelos sistemas de proteção [81].

Na bibliografia estudada [80, 81] são apresentadas várias soluções para o sistema de proteção de MR que poderão resolver alguns dos problemas e desafios. Funcionam como proteção adaptativa automática, ou seja, as definições de proteção alteram-se dependendo da configuração da MR com base na comparação de condições pré-calculadas com as calculadas em tempo real. Na literatura da especialidade existem estudos com vários cenários de ocorrência de defeitos, quer sejam externos ou internos à MR, quer esta esteja em modo de funcionamento ligado ou isolado. Estes estudos concluem que os sistemas de proteção convencionais (usados nas linhas de distribuição de BT tradicionais) são inadequados para as MR e que a base para os sistemas de proteção nas MR está na combinação da sensibilidade e seletividade de deteção de defeitos.

5 Controle

Para que uma MR funcione de uma forma estável, é necessário implementar uma estratégia de controle que abranja todo o sistema. O maior desafio relativamente ao controle de uma MR é coordenar a grande variedade de componentes existente no sistema de forma a facilitar a sua operação em paralelo sem variações nos níveis de tensão e de frequência [16, 18].

5.1 Estrutura hierárquica

Para proporcionar um funcionamento apropriado da MR, é implementada uma estrutura de controle hierárquico de três níveis, como representado na Figura 101.

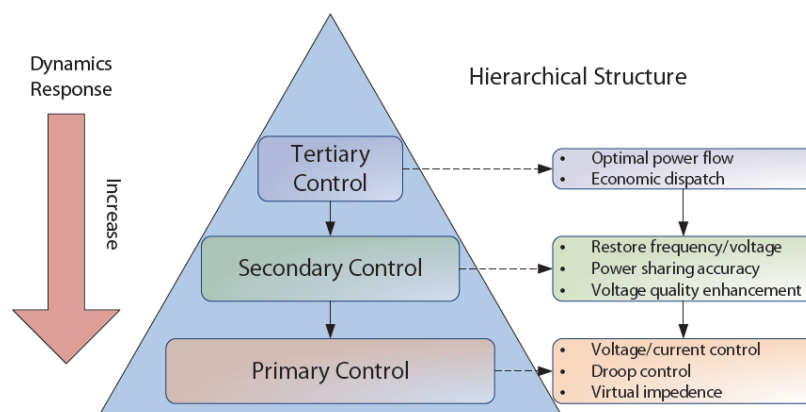


Figura 101 - Estrutura de controle hierárquico de três níveis [20]

a) Terceiro nível de controle

Este nível de controle (controle terciário) está no topo da hierarquia e é aquele que tem uma resposta dinâmica mais lenta dos três níveis, na ordem de horas a dias. Neste nível a MR é regulada e controlada tendo em consideração o mercado energético e a otimização do fluxo de energia bidirecional, havendo negociação entre a MR e o SEP [15, 16, 20].

Nesse sentido e de modo a permitir uma melhor gestão dos acordos contratuais existentes entre o OSD (Operador do Sistema de Distribuição ou DNO - *Distribution Network Operator*) o OM (Operador de Mercado) e a MR, é implementado o SGD (Sistema de Gestão de Distribuição ou DMS – *Distribution Management System*) localizado a montante no SEP, conforme Figura 102. O SGD/DMS está constantemente a trocar informações com o CCMR (Controlador Central da Microrrede), instalado no segundo nível de controle, para atingir os objetivos preestabelecidos [12, 17].

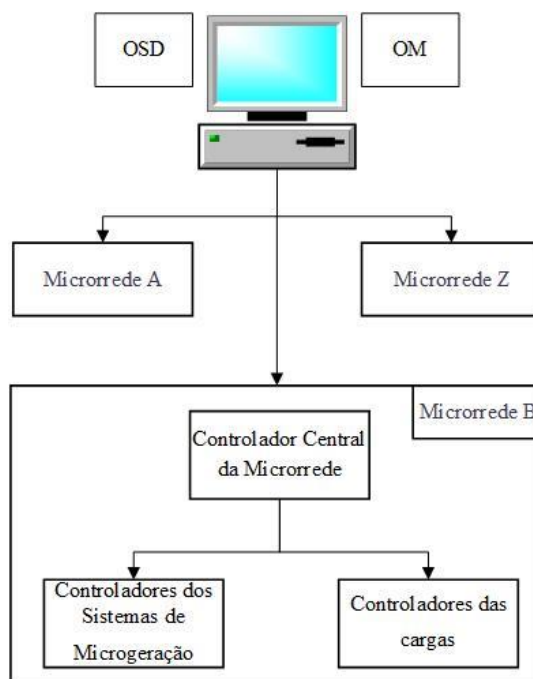


Figura 102 - Esquema do Sistema de Gestão de Distribuição (DMS), adaptado de [17]

b) Segundo nível de controle

Neste nível (controle secundário) a MR é controlada e gerida de modo centralizado pelo CCMR que está instalado no lado do barramento de BT da MR, como representado nas Figuras 5 e 6. O CCMR está em permanente contato com os restantes controladores: CMF (Controlador da Microfonte ou MC - *Microsource Controller*), aos quais estão ligados as microfones e os sistemas de armazenamento de energia, e CCa (Controlador de Carga ou LC – *Load Controller*), aos quais estão ligadas as cargas [12, 17].

O CCMR tem a função de estabelecer o sincronismo entre a MR e o SEP e regular o fluxo de energia bidirecional, sendo uma referência para o SEP de modo a garantir o equilíbrio energético no sistema. O CCMR também tem um papel importante na qualidade de energia, controlando os valores dos níveis de tensão e de frequência, maximizando desta forma a eficiência operacional da MR [16, 19, 20].

De forma a garantir um funcionamento apropriado de todo o sistema da MR, é necessário garantir uma comunicação e interação coordenada entre o CCMR e os restantes componentes da MR através dos seus controladores que se encontram no primeiro nível de controle da hierarquia.

c) Primeiro nível de controlo

Neste nível (controlo primário) é realizado o controlo local de cada MF e da carga através do CMF e CCa. Tem uma resposta dinâmica na ordem dos milissegundos e tem como funções a regulação dos valores dos níveis de tensão e de frequência em resposta a qualquer perturbação ou alteração que possa ocorrer no sistema eléctrico da MR. No entanto, terá que ter a capacidade de se adaptar a novas informações que são enviadas pelo CCMR quando este define novos critérios de gestão técnica e/ou económica [16, 19, 20].

As abordagens de controlo podem variar, dependendo do tipo de controlo que melhor se adapta à MR. Na literatura são abordadas duas técnicas de controlo, controlo centralizado e controlo descentralizado [18].

O controlo centralizado é o que foi estudado anteriormente, que consiste num controlador central que recebe dados vindos de outros controladores locais e toma decisões que serão posteriormente enviadas a esses controladores. Este tipo de controlo permite uma melhor observação de todo o sistema e é a melhor solução do ponto vista económico [18].

O controlo descentralizado está mais focado num controlo distribuído e no funcionamento autónomo dos controladores locais, havendo comunicação entre si de forma a satisfazer a procura energética e permitir a exportação de energia para o SEP num ponto de vista económico [18]. Na Figura 103 apresentam-se as principais vantagens e desvantagens entre as duas técnicas de controlo referidas.

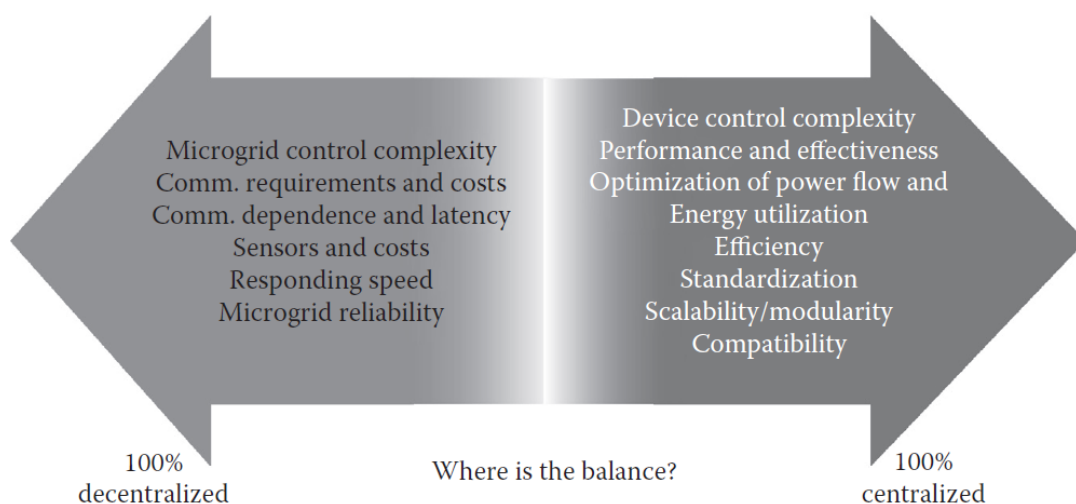


Figura 103 - Técnicas de controlo: controlo centralizado VS controlo descentralizado [18]

5.2 Modos de controlo para conversores de potência

Quando uma MR está no modo de funcionamento normal, os RED só precisam de controlar a sua potência ativa e reativa enquanto que a tensão e frequência são reguladas pelo SEP. Neste caso os inversores funcionam com base no controlo P/Q.

Quando uma MR está no modo de funcionamento isolado do SEP, os RED têm um papel fundamental em manter os níveis de tensão e de frequência. Neste caso as interfaces IED funcionam com base no controlo V/F e controlo *droop*.

5.2.1 Controlo P/Q

O controlo P/Q permite controlar a potência ativa e reativa à saída de um inversor, fazendo com que este injete uma dada quantidade de potência reativa e ativa na rede elétrica de acordo com um ponto de ajuste de referência. Para além do controlo do fluxo de potência ativa e reativa, o controlo P/Q é também responsável pelo controlo de tensão CC do inversor, ajustando a amplitude e o ângulo de fase da tensão de modo a manter a tensão CC num dado valor de referência pré-determinado [15, 17].

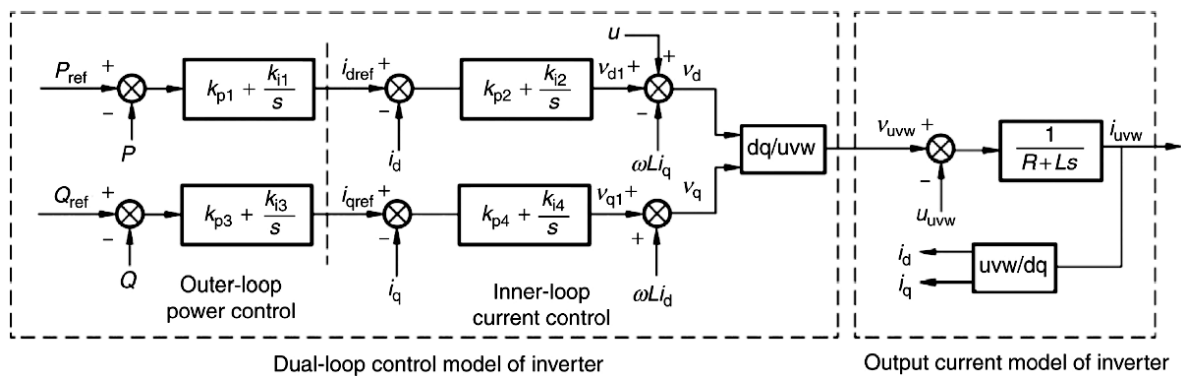


Figura 104 - Esquema do controlo P/Q [15]

De acordo com a Figura 104, o erro na tensão CC, V_d , é usado para produzir a corrente de referência i_{dref} . O erro que é produzido entre o valor de referência da potência reativa Q_{ref} e a potência injetada atual Q , ou entre a tensão de referência e a tensão medida nos terminais do conversor V_q é usado para produzir a corrente de referência i_q . A malha de controlo de corrente é obtida através de um controlador proporcional-integral (PI) de forma a produzir as tensões de saída do conversor [15, 17].

5.2.2 Controle V/F

No controle V/F (Figura 105), o inversor funciona autonomamente de forma a ter à sua saída valores constantes de tensão e de frequência para assegurar que a GD e as cargas funcionam de forma contínua depois de a MR entrar no modo de funcionamento isolado. Neste modo de controle, a tensão é regulada de acordo com a tensão de *feedback* de forma a manter uma tensão constante à saída [15, 82].

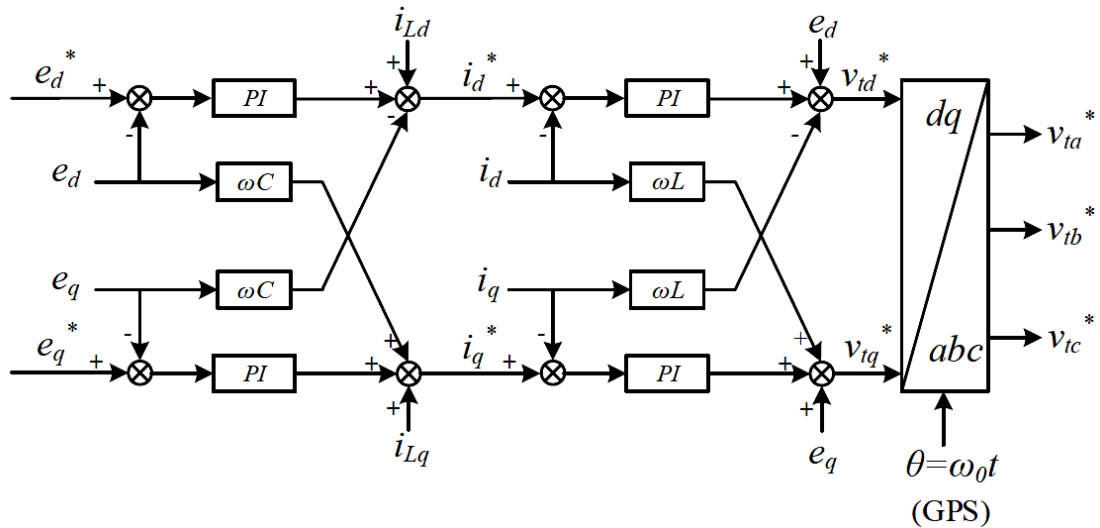


Figura 105 - Esquema de controle V/F [82]

O controle V/F é constituído por duas malhas, uma malha de controle de corrente e uma malha de controle de tensão que mantêm uma tensão e saída estável e rejeitam perturbações de altas-frequências. Na Figura 105 está representado o esquema do controle V/F onde são especificadas as tensões de referência e_d^* , e_q^* e as tensões medidas, e_d , e_q [15, 82].

5.2.3 Controle droop

Como todos os RED são integrados na rede elétrica da MR por interface de inversores, a MR em modo de funcionamento isolado é o equivalente a múltiplos inversores ligados em paralelo. Se considerarmos cada RED como uma fonte individual de energia, estas podem ter um comportamento semelhante a um gerador síncrono uma vez que os inversores são constituídos por dispositivos de comutação controlada e desta forma um conversor com fonte CC à sua entrada, pode fornecer potência reativa e ativa à sua saída [15, 19]. Portanto, o controle *droop* é aplicado a toda GD e realizado de forma independente com

base na informação local do inversor, simulando a característica *droop* de geradores numa rede elétrica. Deste modo, com esta abordagem é possível controlar a tensão e a frequência à saída do inversor de acordo com a variação da potência ativa e reativa à saída. [15].

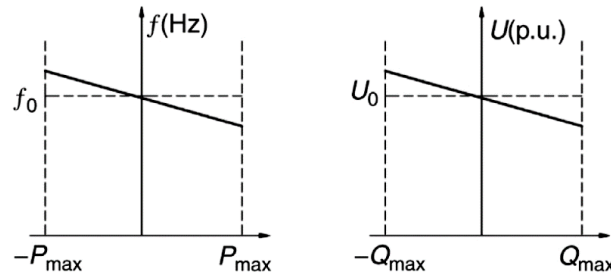


Figura 106 - Característica do controlo *droop* [15]

Na Figura 106 está representada a característica do controlo *droop* que é dada pelo coeficiente do declive da potência ativa (relação entre a alteração na frequência e a alteração na potência ativa) e pelo coeficiente do declive da potência reativa (relação da alteração na tensão e alteração na potência reativa). Normalmente, uma alteração de 1% na frequência nominal e um máximo de 2% na tensão nominal são aceitáveis [15].

5.3 Modos de controlo adotados em microrredes

5.3.1 Controlo mestre-escravo

Na estratégia de controlo mestre-escravo (*master-slave mode*), quando a MR está no modo de funcionamento normal todos os RED estão sob o controlo P/Q. Quando a MR passa a funcionar no modo isolado, uma ou mais unidades de RED operam como mestre passando a estar sob o controlo V/F, funcionando como um inversor de fonte de tensão (VSI), cuja função é fornecer um valor de referência para a tensão e frequência para os restantes RED que continuam sob o controlo P/Q (operando como escravo) e funcionam como um inversor de fonte de corrente (CSI) [15, 17, 83].

Na Figura 107 apresenta-se o esquema de uma MR com controlo mestre-escravo.

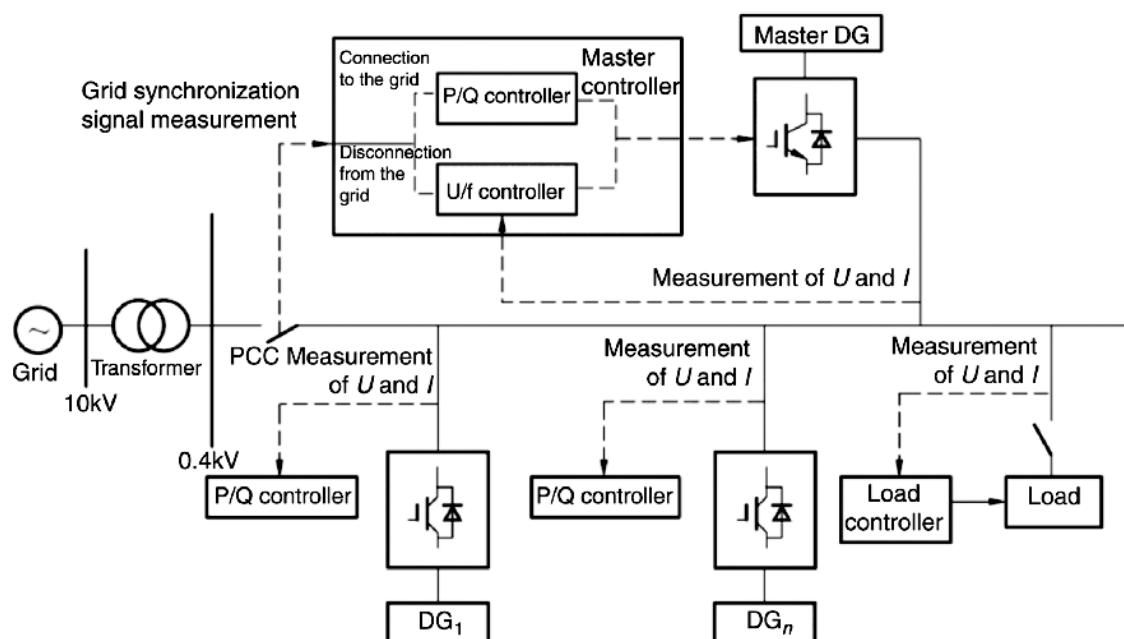


Figura 107 - Esquema de uma MR com controle mestre-escravo [15]

5.3.2 Controle multi-mestre

Ao contrário do modo de controle mestre-escravo, neste modo de controle (*multi master mode*) não existe mestre ou escravo uma vez que todos os RED participam na regulação de potência ativa e reativa de acordo com uma referência de valor definido. É através desta referência que é possível manter a estabilidade dos níveis de tensão e de frequência da MR, sendo o desequilíbrio energético dinamicamente distribuído por todos os RED. Neste modo de controle, todos os RED estão sob o controle *droop* que se mantém inalterado quando a MR está a funcionar no modo de funcionamento normal. Neste caso, o controle dos RED é independente e está de acordo com a tensão e frequência no PLC. Assim, é possível controlar a tensão e a frequência de cada VSI, de modo a definir o valor desejado de potência a injetar sem qualquer tipo de comunicação. Se ocorrer uma falha que cause a transição do modo normal para o isolado, o controle *droop* permite que haja uma transferência suave entre os dois modos de funcionamento, participando na regulação da tensão e da frequência da MR no modo de funcionamento isolado. Desta forma, quando o PLC é desligado todo o sistema elétrico da MR passa a funcionar com uma nova frequência e tensão dependendo da carga total que irá ser automaticamente distribuída pelos RED de acordo com o coeficiente de declive. Assim, todos os inversores associados aos RED vão ajustar a frequência e a

amplitude da sua tensão de saída para estabelecer um novo estado estacionário para a MR, atingindo uma distribuição ótima de energia. [15, 17, 83].

Na Figura 108 mostra-se o esquema de uma MR sob o controlo multi-mestre.

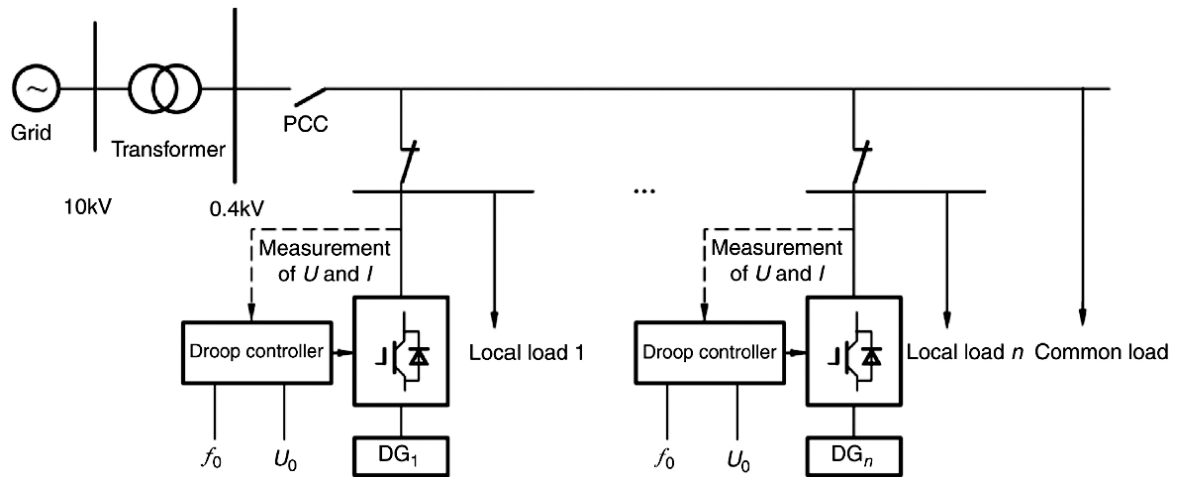


Figura 108 - Esquema de uma MR sob o controlo multi-mestre [15]

6 Microrredes no Mundo

6.1 Microrredes no Japão

O setor de energia Japonês tem vivido importantes e abruptas alterações nos últimos anos, muito devido ao acidente nuclear de Fukushima, em março de 2011. Este acidente originou uma redução drástica de geração de eletricidade através da energia nuclear. As fontes nucleares têm vindo a ser substituídas por carvão e petróleo para a produção de eletricidade, tornando-se num dos países mais dependentes da energia primária e um dos maiores emissores de CO₂. O acidente de Fukushima levou a uma revisão urgente nas políticas do setor energético de forma geral, especialmente no setor da energia renovável, onde o desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, parques FV, MR, *smart communities* e *smart grids* começaram a ter mais predominância [84].

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) é a maior organização de pesquisa e desenvolvimento do Japão que promove o desenvolvimento de tecnologia para o setor industrial, ambiental e de energia. O principal objetivo da NEDO é a resolução de problemas relacionados com a penetração de recursos renováveis na rede elétrica [85]. Durante os primeiros dez anos do século XXI, a NEDO implementou e geriu os primeiros quatro projetos de MR no Japão. Na Figura 109 apresenta-se um mapa do Japão com a localização dessas MR.

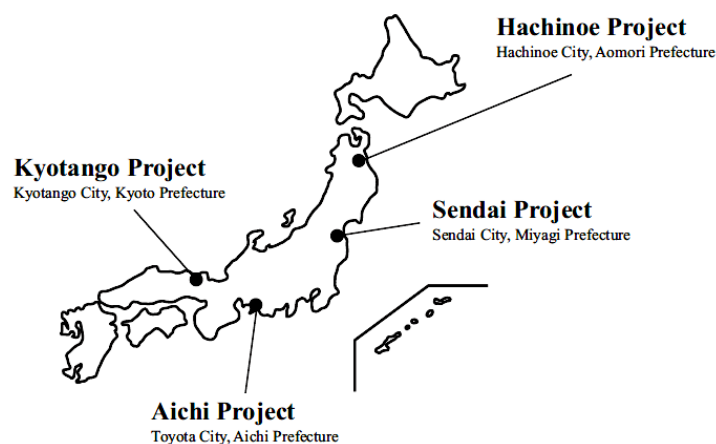


Figura 109 - Localização de projetos de MR no Japão [84]

A MR de Sendai foi a última das quatro a ser implementada, foi construída no Campus da Universidade de Tahoku Fukushi na cidade de Sendai, capital do distrito de Miyagi, uma das zonas mais afetadas pelo terremoto e *tsunami* de 2011. Foi (inicialmente) projetada em 2004 tendo estado em estudo e em demonstração até 2008 por parte da NEDO continuando, posteriormente, a ser gerida pela empresa NTT-F. Esta MR teve um papel fundamental na continuação de fornecimento de energia e de aquecimento durante alguns dias depois do desastre ter destruído o fornecimento de energia na localidade de Tahoku. A configuração da MR foi-se alterando ao longo do tempo, sendo a que está representada no esquema da Figura 110 a configuração atual [84, 86].

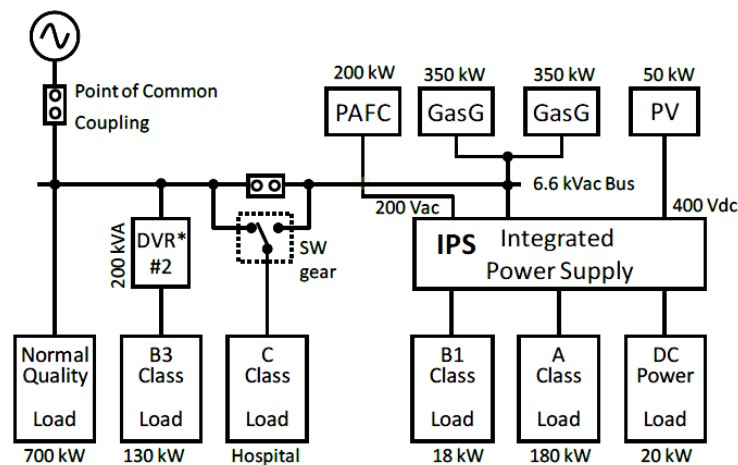


Figura 110 - Configuração da MR de Sendai [86]

A GD é composta por dois geradores a gás (microturbinas) de 350 kW cada, um sistema FV de 50 kW e uma célula de combustível PAFC de 200 kW. A rede elétrica da MR é formada por cargas que são divididas em cinco tipos de compensação de qualidade de energia: carga normal que não tem qualquer tipo de compensação; carga B3 que tem compensação das quedas de tensão em menos de 15ms; carga C que é compensada em termos de interrupções de energia (em menos de 15ms apenas quando os motores estiverem em funcionamento); carga B1 que tem compensação das quedas de tensão e das interrupções de energia (em menos de 15ms apenas quando os motores estiverem em funcionamento); cargas C e B3, que requerem grande fiabilidade no fornecimento de energia, são compensadas em todos os parâmetros (sem interrupções, quedas de tensão, harmónica e instabilidade na tensão e de frequência - apenas para a carga A). Para a função de compensação são utilizados conversores de configuração *back-to-back* e baterias de

chumbo-ácido de 600 Ah como segurança na continuidade de fornecimento de energia. Estes recursos pertencem ao sistema IPS – *Integrate Power Supply* [85, 86].

Em termos de controlo, há que referir que nesta MR os testes revelaram que o controlo centralizado teve melhores resultados do que o controlo distribuído. No entanto, houve problemas no tempo de cálculo do Controlo Ótimo, tendo-se verificado que, em resposta lenta, poderia causar flutuações na tensão se estivessem ligados muitos dos equipamentos ao mesmo tempo [85]. Na bibliografia estudada [86] encontra-se um estudo mais pormenorizado desta MR. Na Figura 111 mostra-se uma fotografia da MR de Sendai, em que se constata que a área ocupada é limitada.

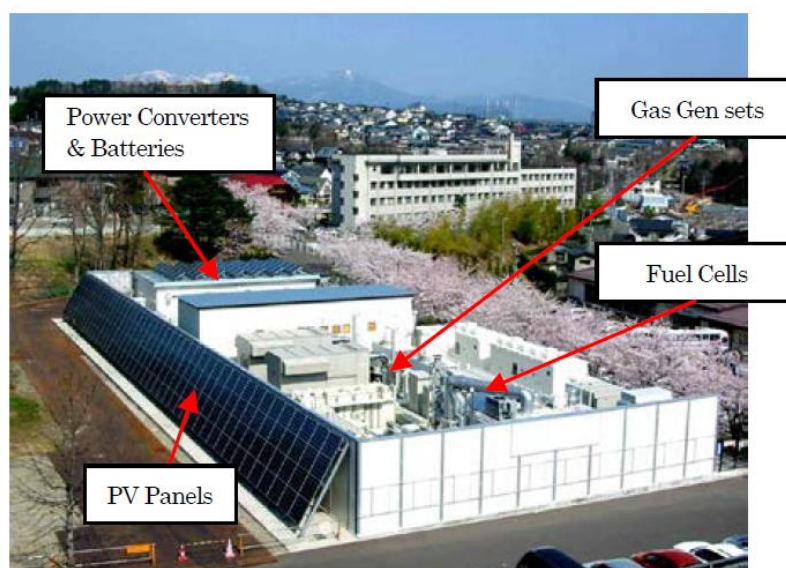


Figura 111 - Ilustração da MR de Sendai [86]

As restantes MR representadas na Figura 109 foram criadas para estudo e desenvolvimento [84, 85]. Mais recentemente, no Japão têm sido desenvolvidos projetos de *Smart Communities*, que correspondem a MR comunitárias.

Na Figura 112 apresenta-se um mapa com a localização das principais MR comunitárias em desenvolvimento no Japão.

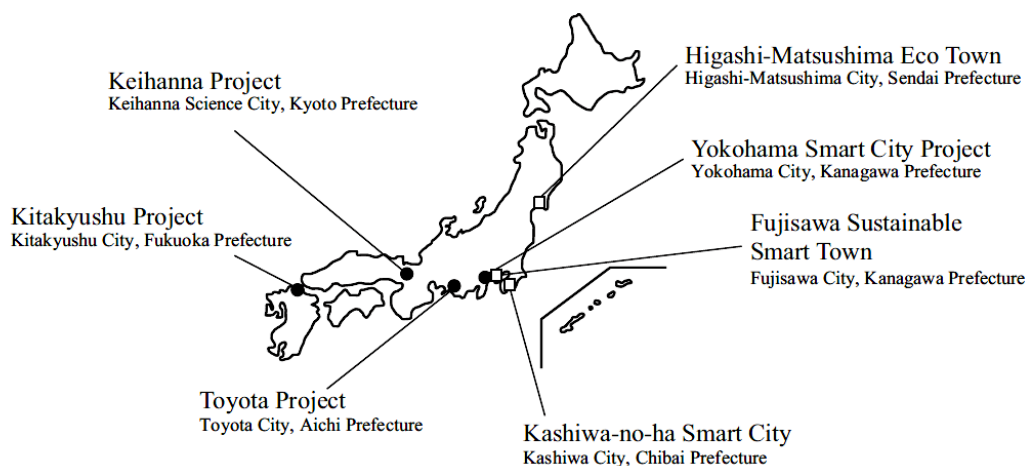


Figura 112 - Projetos de *Smart Communities* [84]

Dentre todos os projetos apresentados na Figura 112, aquele que mais se aproxima à configuração de uma MR é o projeto de Higashi Matsushima Eco Town, que à semelhança da MR de Sendai, também se situa no distrito de Miyagi, uma das zonas mais afetadas pelo terremoto e *tsunami* de 2011. Este projeto foi oficialmente aberto em 12 de junho de 2016 com o objetivo de oferecer a uma comunidade uma MR resiliente na presença de desastres naturais, enquanto previne o aquecimento global ao promover o uso eficiente de energia e a redução das emissões de CO₂ [84].

Na Figura 113 apresenta-se o esquema da MR comunitária de Higashi Matsushima Eco Town.

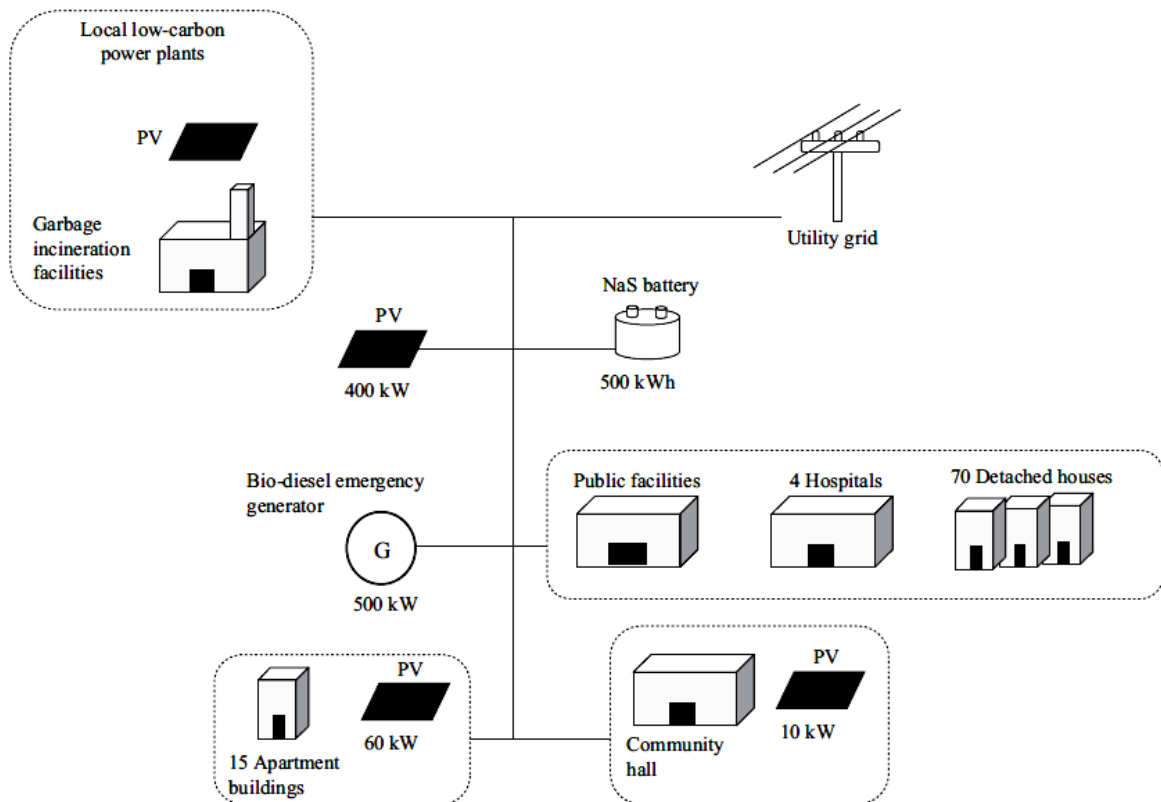


Figura 113 - Esquema do projeto de Higashi Matsushima Eco Town [84]

O fornecimento de energia próprio da MR consiste em:

- Sistemas FV, 400 kWp instalados num parque independente, 60 kWp instalados em apartamentos e mais 10 kWp instalados na câmara municipal da comunidade;
- Um gerador de emergência a biodiesel de 500 kW;
- Um sistema de AE de baterias de NaS de 500 kWh de capacidade.

Externamente à MR, o fornecimento de energia é feito por centrais de energia de incineração de lixo e parques solares. A rede elétrica alimenta 70 habitações, 15 apartamentos, a câmara municipal, 4 hospitais e outras instalações públicas. As habitações são equipadas com HEMS (*Home Energy Management Systems*) e a energia é fornecida por meio de CEMS (*Cluster/Community Energy Management System*) administrado por um PPS (*power producer supplier*) que é também proprietário do sistema FV independente. No caso em que o fornecimento de energia externo é interrompido, os sistemas FV, o sistema de AE e o gerador asseguram um fornecimento normal durante três dias [84].

6.2 Microrredes nos EUA

A investigação em MR nos EUA tem sido promovida pela necessidade de melhorar e aumentar a fiabilidade, resiliência e a qualidade energética dos sistemas elétricos dos EUA e também pela sua utilidade em caso de apagões por ocorrência de eventos naturais, algo comum no país. De forma a desenvolver e estudar novas estratégias para lidar com a vulnerabilidade das redes elétricas, foi criada o CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) em 1999. O principal objetivo do CERTS consiste em melhorar as condições de integração dos recursos energéticos renováveis e intermitentes num conceito de MR. Em 2003 o CERTS apresentou a sua definição de MR e o seu primeiro projeto, ainda em banco de ensaios, cujo esquema está representado na Figura 114.

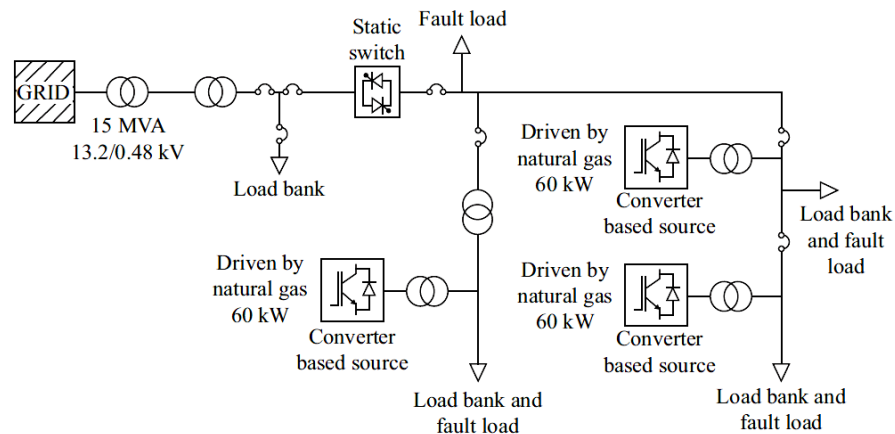


Figura 114 - Esquema da MR do CERTS [87]

Os EUA têm sido um dos líderes no desenvolvimento e demonstração de MR e na tecnologia a elas associada. Os dois maiores programas de pesquisa e desenvolvimento nos EUA são [85]:

- SPIDERS (*Smart Power Infrastructure Demonstration for Energy, Reliability and Security*), que tem como foco a segurança energética e a fiabilidade;
- RDSI (*Renewable and Distributed Systems Integration*), cujo objetivo é aumentar o uso de RED durante os períodos de pico, de forma a que as MR sejam sustentáveis por si sós sem necessidade de fornecimento por parte do SEP.

Na Figura 115 apresenta-se um mapa com a localização das principais MR em desenvolvimento nos EUA.



Figura 115 - Localização de algumas das MR nos EUA [85]

Deste modo, de entre os vários projetos de MR nos EUA descritos em [85, 87], apresentam-se de seguida os principais aspetos de duas dessas MR que satisfazem a filosofia de cada um dos programas referidos.

A. Microrrede da prisão de Santa Rita

A prisão de Santa Rita é a 3ª maior do estado da Califórnia e a 5ª maior dos EUA, com cerca de 4500 prisioneiros. Os objetivos desta MR é implementar a pesquisa desenvolvida pelo CERTS, visando: reduzir a capacidade de carga, instalar armazenamento de energia, melhorar a fiabilidade da rede elétrica e a qualidade energética, fazer com que a prisão seja completamente autónoma durante os picos horários de verão e expandir a capacidade de geração de energia [85, 87].



Figura 116 - Vista parcial da prisão de Santa Rita, EUA, com instalação FV [85]

O projeto tem vindo a implementar várias medidas de eficiência energética e tem instalado uma larga rede de RED (Figura 116), e deste modo foi evoluindo (gradualmente) até se tornar numa MR. Em 2002 foi instalado um sistema FV com uma capacidade de 1,2 MW, seguindo-se a instalação de uma célula de combustível MCFC com uma capacidade de 1 MW e possibilidade de aproveitamento CHP. Mais recentemente, a prisão adquiriu um total perfil de MR ao instalar um sistema de AE de 2 MW, 4 MWh de baterias LiFePO_4 e um sistema de comutação estático entre o SEP e a MR para permitir um isolamento rápido e um funcionamento autónomo da MR [85, 87].

Na Figura 117 pode-se observar o esquema elétrico desta MR.

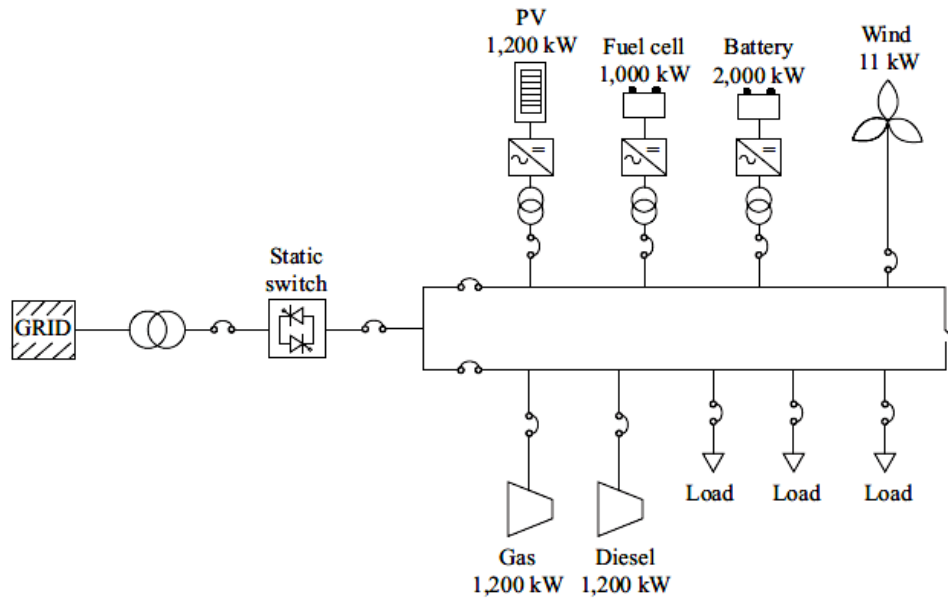


Figura 117 - Esquema da MR da prisão de Santa Rita, EUA. [87]

B. Microrrede de Fort Carson

A MR de Fort Carson é um projeto sob o programa SPIDERS que segue as políticas de energia limpa, e de uma infraestrutura de rede inteligente, garantindo a segurança e fiabilidade do sistema. Esta MR está instalada numa base militar (com 14000 pessoas residentes) [87, 88]. Na Figura 118 apresenta-se a constituição da MR de Fort Carson.

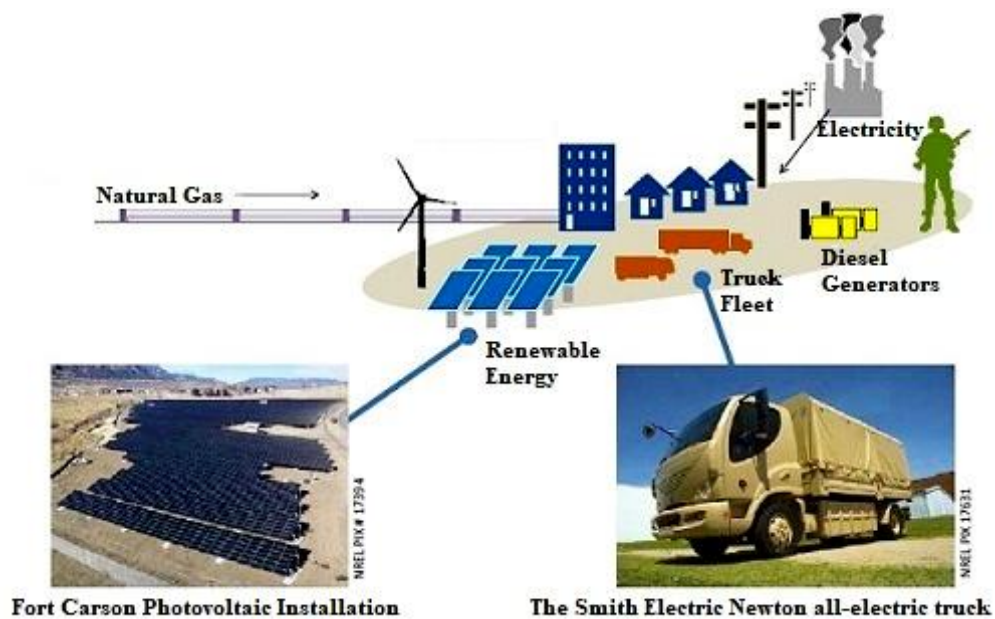


Figura 118 - Constituição da MR de Fort Carson [89]

O projeto desta MR incorpora um plano ambicioso, no sentido em que visa evoluir para uma instalação *net zero energy*. Para este efeito, serão instaladas grandes capacidades de FV, potencialmente mais de 100 MW, assim como energia eólica, energia geotérmica, biomassa e aquecimento solar. Este projeto tem como intenção dotar esta base militar com capacidade de funcionar completamente de forma autónoma e isolada (em caso de falha do SEP) [87, 88].

Na Figura 119 mostra-se o esquema elétrico da MR de Fort Carson.

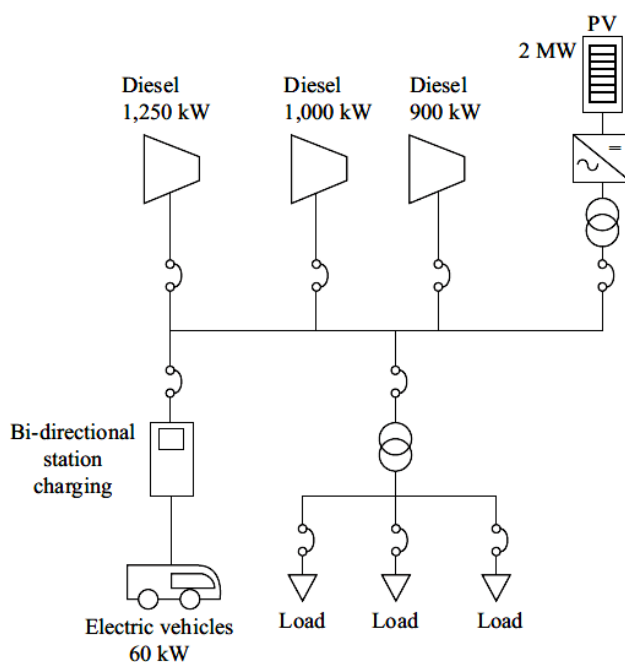


Figura 119 - Esquema elétrico da MR de Fort Carson [87]

Atualmente, a MR é composta por 2 MW de geração FV, três motores a diesel de 1250, 1000 e 900 kW que estão diretamente ligados à rede de distribuição por meio de disjuntores e inclui também carros elétricos (com carregamento elétrico bidirecional) que são utilizados também como sistema de AE de 60 kW [87, 88].

6.3 Microrredes na Europa

O foco principal na Europa, em relação ao setor energético, consiste em reduzir/substituir a energia nuclear e o consumo de combustíveis fósseis através do aumento da penetração de RED e promover a eficiência energética, sendo as MR um meio para atingir esses objetivos. No entanto, verifica-se que o conceito de MR não ocupa um lugar de tanta

importância como nos EUA. A Europa tem dado mais importância a outros conceitos de transformação do setor energético, tais como, redes inteligentes, geração distribuída e centrais de energia virtuais [90]. Assim, as principais iniciativas europeias para esta área de estudo estão mais relacionadas com projetos de redes inteligentes, sendo as mais importantes a Grid4EU, o maior projeto de *Smart Grids* na EU até à data, e *Smart Cities* (anteriormente com a designação de *Concerto*). [90-92].

Em relação a projetos de MR, existem a *DISPOWER* e *MICROGRIDS* que passou a designar-se de *MORE MICROGRIDS*, tendo sido os pioneiros e o maior projeto desenvolvido na Europa até hoje. A primeira fase do projeto data de 2002 e consistiu no projeto e no estudo do comportamento dinâmico de uma MR enquanto que a segunda fase começou em 2005 e consistiu no projeto e implementação de várias MR nalgumas localidades europeias [90]. Na Tabela 8 estão as MR pioneiras do projeto *MORE MICROGRIDS*.

Tabela 8 - MR pioneiras na Europa [85]

Localização (responsável)	País	Tipo de MR
Gaidouromantra on Kythnos Island (CRES)	Grécia	Residencial/Isolada
Mannheim-Wallstadt settlement (MVV)	Alemanha	Residencial
Bronsbergen holiday park (Continuon/EMforce)	Holanda	Residencial
Piscina municipal de Ilhavo (EDP Distribution)	Portugal	Comercial
Bornholm Island (DTU, OESTKRAFT)	Dinamarca	Multi-MR/Isolada
AGRIA farm (UKIM, BIG)	Macedónia do Norte	Rural-comercial
LABEIN test facility (LABEIN)	Espanha	Instalações de teste
ERSE test facility (ERSE)	Itália	Instalações de teste

A. Microrrede da ilha de Kythnos

É uma MR autónoma localizada na vila de Gaidouromanta, ilha de Kythnos, Grécia. É um projeto que faz parte do programa *MORE MICROGRIDS* e é composta por uma rede de BT trifásica que alimenta 12 habitações com energia FV, sistema de AE e um gerador para casos de emergência. Tem como objetivo testar estratégias de controlo centralizado e

descentralizado em modo de funcionamento isolado (sendo fundamental o sistema de comunicações para monitorização e controlo implementado).

O esquema elétrico da Figura 120 mostra a configuração desta MR [90, 88].

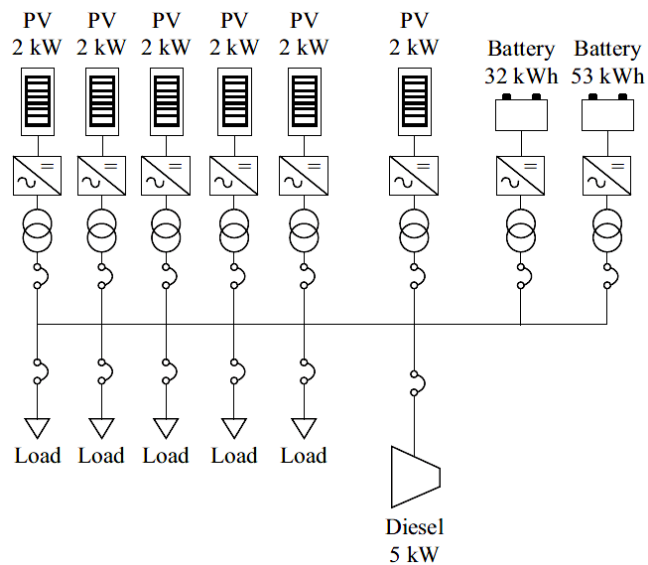


Figura 120 – Esquema elétrico da MR de Kythnos, Grécia [90]

A MR de Kythnos é caracterizada por um sistema FV com capacidade de 10 kW (em duas localizações diferentes), um sistema de AE de baterias de 53 kWh e um gerador a diesel de 5 kW. Um segundo sistema FV está instalado no edifício onde se realiza a monitorização e controlo, integrando um sistema de AE dedicado de 32 kWh. Há três inversores ligados em paralelo (com a configuração mestre-escravo) para se alimentarem as principais cargas das habitações (iluminação e bombas de água).

Sempre que os consumos de energia são superiores à geração dos sistemas FV, os sistemas de AE fornecem a energia necessária para manter o equilíbrio da MR. Os inversores dos sistemas AE funcionam no modo de controlo *droop*, permitindo a troca de informação com os controladores de carga e com os dos sistemas FV. Deste modo, sempre que o estado de carga das baterias esteja num nível baixo há uma redução de cargas. Por outro lado, se os sistemas de AE estiverem totalmente carregados, também poderá haver ajustes de potência à saída dos inversores dos sistemas FV. A MR está em funcionamento desde 2005 e existe uma proposta para a reforçar com a instalação de mais DER (em especial de sistemas eólicos) e ligar a rede elétrica da ilha a esta MR [90, 88].

6.4 Experiência no parque eólico *offshore* de Block Island, EUA

Nesta subsecção descrevo a experiência profissional que tive no projeto do parque eólico de Block Island, ao serviço da empresa *ENDIPREV*, entre agosto de 2016 e julho de 2017. O parque eólico de Block Island é o primeiro parque eólico *offshore* dos Estados Unidos da América.

O desenvolvimento deste projeto pode inserir-se no conceito de MR, uma vez que se tratava de uma ilha isolada da rede elétrica e que era alimentada eletricamente por produção de energia através de geradores a gasóleo e passou a receber energia através de cinco aerogeradores junto à sua costa e a estar ligada à rede elétrica. Desta forma, e devido à sua importância, acho relevante e enriquecedor para este documento partilhar esta minha experiência, descrevendo as atividades realizadas e o desenvolvimento deste projeto durante a minha participação.

6.4.1 A ilha de Block Island

A ilha de Block Island fica localizada, aproximadamente, a 14 quilómetros a sul da costa do estado de Rhode Island, tem uma área de 25211 km², onde vivem cerca de 1000 habitantes. A ilha (Figura 121) é um destino turístico popular durante o verão, altura do ano em que a população pode triplicar durante este período, onde se realizam várias atividades como: ciclismo, pesca, navegação de barco à vela, caminhada e pesca, e se realizam também vários eventos sendo o mais popular o desfile de comemoração do 4 de julho [93].



Figura 121 - Ilha de Block Island (vista de sul para norte) [93]

6.4.2 Parque eólico *offshore* de Block Island

O parque eólico de Block Island é um projeto desenvolvido pela *Deepwater Wind*, localizado a cerca de 6 km a sudeste da ilha de Block Island no Oceano Atlântico. É o primeiro parque eólico *offshore* nos EUA e é constituído por cinco aerogeradores GE Haliade 150-6MW, totalizando uma potência nominal instalada de 30 MW [94].

Deepwater Wind é um grupo de desenvolvimento na área da energia eólica *offshore* com sede em Providence, Rhode Island, que em 2018 foi adquirido pela *Orsted*, a maior empresa de energia da Dinamarca, combinando assim o desenvolvimento da energia eólica *offshore* na Europa com o planeamento existente da *Deepwater Wind* nos EUA [95-97].

Neste projeto os aerogeradores GE Haliade 150-6MW são fornecidos pela *General Electric Renewable Energy*, uma divisão da *General Electric* com sede em Paris, destinada à produção de energia através de fontes renováveis. Dado que a *GE Renewable Energy* foi criada em 2015 com a compra da *Alstom Wind* que permitiu adquirir as suas instalações e os direitos de desenvolvimento do aerogerador Haliade [98].

A GE estabeleceu uma parceria com a *ENDIPREV* (empresa portuguesa, fundada em 2019 e com sede em Mortágua, Viseu) para o desenvolvimento e assistência nos serviços de comissionamento e de manutenção no parque eólico *offshore* de Block Island. Esta parceria beneficiou do profundo conhecimento que a *ENDIPREV* tem sobre o funcionamento destes aerogeradores GE Haliade (adquirido durante os testes no protótipo instalado no parque eólico para testes de aerogeradores em *Osterild*, Dinamarca) [99].

O aerogerador Haliade 150-6MW (Figura 122) é um aerogerador de 6MW, equipado com um gerador de ímanes permanentes de acionamento direto, três conversores que funcionam a 900V cada, sendo constituído ainda por um inversor, transformador, *switchgear* e quadros de distribuição de forma a alimentar os diversos componentes instalados no aerogerador [100].

Na Tabela 9 são apresentadas algumas das suas características técnicas.

Tabela 9 - Características técnicas do aerogerador GE Haliade 150-6MW [100]

Funcionamento	Rotor	Gerador	Conversor	Torre	Sistema de controle
Potência: 6MW Velocidade mínima: 3m/s Velocidade máxima: 25m/s Frequência: 50/60Hz	Diâmetro: 150,95m Tamanho da pá: 73,5m Área de varrimento: 17,860m² Velocidade de ponta: 90,8m/s	Tipo: ímanes permanentes de ação direta Tensão nominal: 900V por fase Número de fases: 3x3	Tipo: <i>back-to-back</i> trifásico CA/CA Tensão de saída: 900V	Tipo: tubular de aço Altura: 100m	Por variação de velocidade e controlo <i>pitch</i> independente



Figura 122 - Aerogerador GE Haliade 150-6MW [100]

A instalação dos cabos elétricos para a transmissão da energia gerada pelo parque eólico envolveu duas entidades: a *Deepwater Wind* e a *National Grid*. A *Deepwater Wind* foi responsável pela instalação do *array* de cabos submarinos que interliga os cinco aerogeradores e também o cabo submarino de 34,5kV com 10km de comprimento que interliga este *array* com a ilha para a transmissão da energia gerada pelos aerogeradores. A *National Grid*, com o projeto *sea2shore*, instalou o cabo submarino bidirecional de 34,5 kV com um comprimento de 35,1 km que permitiu pela primeira vez que a ilha de *Block Island* ficasse interligada com a rede elétrica principal, sendo capaz de fornecer energia para o continente e receber energia do continente. A ilha de *Block Island* é totalmente energizada pelo parque eólico, transferindo o excedente da produção para o continente. Quando não existe produção ou esta é insuficiente, a ilha recebe energia do continente [101]. Na Figura 123 pode-se observar um esquema relativo à passagem dos cabos elétricos.



Figura 123 - Esquema dos cabos instalados no parque eólico de Block Island [101]

O projeto de instalação dos cabos também complementa a construção de uma nova subestação (Figura 124) que é gerida pela companhia elétrica de Block Island (BIPCO – *Block Island Power Company*) que serve como ponto de ligação comum entre o parque eólico e o cabo bidirecional de interligação entre a ilha e o continente.



Figura 124 - Subestação em fase de construção (foto obtida pelo discente em 17/09/2016)

Com a instalação do parque eólico, a ilha de Block Island pôde finalmente desligar a central termoeletrica baseada em grupos diesel (Figura 125).



Figura 125 - Imagem aérea da central termoeletrica (grupos diesel) na ilha de Block Island [102]

O parque eólico *offshore* de Block Island, cujo investimento ronda os \$290 milhões e uma potência instalada de 30 MW, tem uma produção anual expectável de 125 GWh, sendo capaz de alimentar cerca de 17000 habitações em todo o estado de Rhode Island. Realça-se o facto de que apenas 10% da energia produzida será utilizada pela ilha de Block Island, sendo os restantes 90% para fornecer para o continente [103]. Este projeto permitiu que a ilha de Block Island tivesse uma ligação elétrica com o continente pela primeira vez na sua história, tal como já atrás referido, e, também, acabar com a dependência da produção de energia através dos grupos a diesel. Esta situação permite poupar aproximadamente 3,79 milhões de litros de combustível anuais, eliminando ao mesmo tempo, o transporte de diesel para a ilha, o que se traduz na diminuição das emissões de carbono em 40 000 toneladas por ano [96].



Figura 126 - Vista do parque eólico *offshore* junto à costa da ilha de Block Island [96]

6.4.3 Desenvolvimento do projeto e atividades realizadas

O projeto começou a ser estudado a partir de 2007. Em 2008 a *Deepwater Wind* é a empresa escolhida para o desenvolvimento e construção do parque eólico *offshore* de Block Island [97]. Após estudos ambientais, de solo, entre outros, o projeto final é aprovado em setembro de 2014, sendo financeiramente aprovado em março de 2015 [104]. O projeto arranca em julho de 2015 com a instalação da primeira fundação (*jacket*) de um aerogerador [94, 105], Figura 127.



Figura 127 - Instalação de uma fundação para aerogerador [105]

O projeto avança com a instalação dos cabos elétricos, entre maio e julho de 2016 [101, 106], Figura 128.



Figura 128 - Barco de instalação dos cabos elétricos [106]

Por fim, seguiu-se o transporte (pás, *nacelles* e torres) e a instalação dos aerogeradores (no fim do verão de 2016), ficando o projeto comercialmente operacional em dezembro de 2016 [94, 99]. Na Figura 129 é possível ver os trabalhos finais de instalação do último aerogerador BIWF5.



Figura 129 - Instalação do último aerogerador BIWF5 [99]

Em maio de 2017 procedeu-se à desativação da central termoelétrica (grupos a diesel) [106].



Figura 130 - Parque eólico e a ilha de Block Island.

6.4.3.1 Formação básica em segurança

Todas as pessoas que trabalham em parques eólicos têm de ter uma formação básica em segurança certificada pela GWO (*Global Wind Organization*). A GWO é uma associação de proprietários e fabricantes de aerogeradores e tem como objetivo apoiar um ambiente de trabalho livre de acidentes na indústria eólica [107]. No fim desta formação, as pessoas ficam sensibilizadas e preparadas para o facto de que a segurança está em primeiro lugar (*Safety first*).

A formação básica em segurança foi criada para garantir uma formação coerente e reconhecida para a indústria eólica que inclui cinco módulos:

- Primeiros socorros;
- Movimentação manual de cargas;
- Segurança contra incêndios;
- Trabalho em altura;
- Sobrevivência no mar;

O discente obteve esta formação, ao serviço da *ENDIPREV*, na empresa *OnRope* [108], sendo que o módulo de sobrevivência no mar foi obtido na *Seganosa* [109].

6.4.3.2 Pré-comissionamento

Os trabalhos de pré-comissionamento consistem na instalação dos diversos componentes eletrónicos e mecânicos nas secções do aerogerador (*nacelle*, torre, *pitch*, gerador, etc.). Quando o aerogerador está na linha de montagem, é feita a primeira energização e são realizados os primeiros testes pré-operacionais ao sistema de posicionamento de ângulos *pitch* e *yaw*, são verificadas as entradas e saídas (funcionamento de cada sensor e atuador) e é feita a instalação necessária para o controlo e monitorização (que é suportado essencialmente pelo sistema SCADA), os drivers dos motores elétricos (do sistema *yaw* e *pitch*), deteção de vibrações, etc.

Na figura 131 apresenta-se um aerogerador GE Haliade 150-6MW na linha de montagem da fábrica de Saint Nazaire.



Figura 131 - Nacelle do aerogerador Haliade 150-6MW, na linha de montagem da fábrica de Saint Nazaire [100]

Na figura 132 é apresentado um excerto de uma folha em Excel, onde estão descritos os nomes dos componentes a testar, o nome da sua variável correspondente no sistema SCADA, e a referência do módulo a que está ligado esse componente no quadro de distribuição e é onde são realizadas as anotações de funcionamento visualizadas/realizadas.

 Power Systems Wind	RM-2313 V04 Date: April 2016	Produced by:	KC	April 2016	
	Tower Cabinet (INs & OUTs)	Revised by:	MA	April 2016	
		Reason for revision:	LR2.1		
DESCRIPTION	Variable Name	Module			
400VAC MAIN SURGE PROTECTION	DIProSurge400VTC	EL1008	DI	A2	1
MAIN CIRCUIT BREAKER -STATUS-	DIPro400VTC	EL1008	DI	A2	2
1 = ALARM PRIMARY TRANSFORMER OIL PUMP PROTECTION	DIProTrfPmp	EL1008	DI	A2	3
NACELLE CABINET 1 -PROTECTION-	DIProNacelleTC	EL1008	DI	A2	4
CABINET EMERGENCY PUSHBUTTON	DIHmiEmergTC	EL1008	DI	A2	8
RESET STOP ORDER	DIHmiResetStopTC	EL1008	DI	A3	1
STOP ORDER	DIHmiStopTC	EL1008	DI	A3	2
YAW LEFT ORDER	DIHmiYawLeftTC	EL1008	DI	A3	3
YAW RIGHT ORDER	DIHmiYawRightTC	EL1008	DI	A3	4
PREVENTIVE MAINTENANCE MODE	DIHmiPrevMaintTC	EL1008	DI	A3	5
CORRECTIVE MAINTENANCE MODE	DIHmiCorrMaintTC	EL1008	DI	A3	6
OUT OF SERVICE	DIHmiOutOfServiceTC	EL1008	DI	A3	7
CONTROL ACCESS (MANUAL MODE)	DIHmiAccessTC	EL1008	DI	A3	8

Figura 132 - Excerto de verificação de entradas e saídas do aerogerador Haliade 150-6MW [Fornecido pela GE à ENDIPREV]

Estes trabalhos são realizados na fábrica da GE *Renewable Energy* em Saint Nazaire, França (Figuras 131 e 133). O discente não esteve presente nos trabalhos de pré-comissionamento dos aerogeradores do parque eólico de Block Island. No entanto, esteve

deslocado na fábrica entre 02 de abril de 2017 e 06 de maio de 2017 a realizar os mesmos trabalhos no mesmo modelo de aerogeradores para o parque eólico *offshore* de Merkur, Alemanha.

Na figura 133 apresenta-se uma ilustração das instalações da fábrica da GE Renewable Energy, Saint Nazaire.

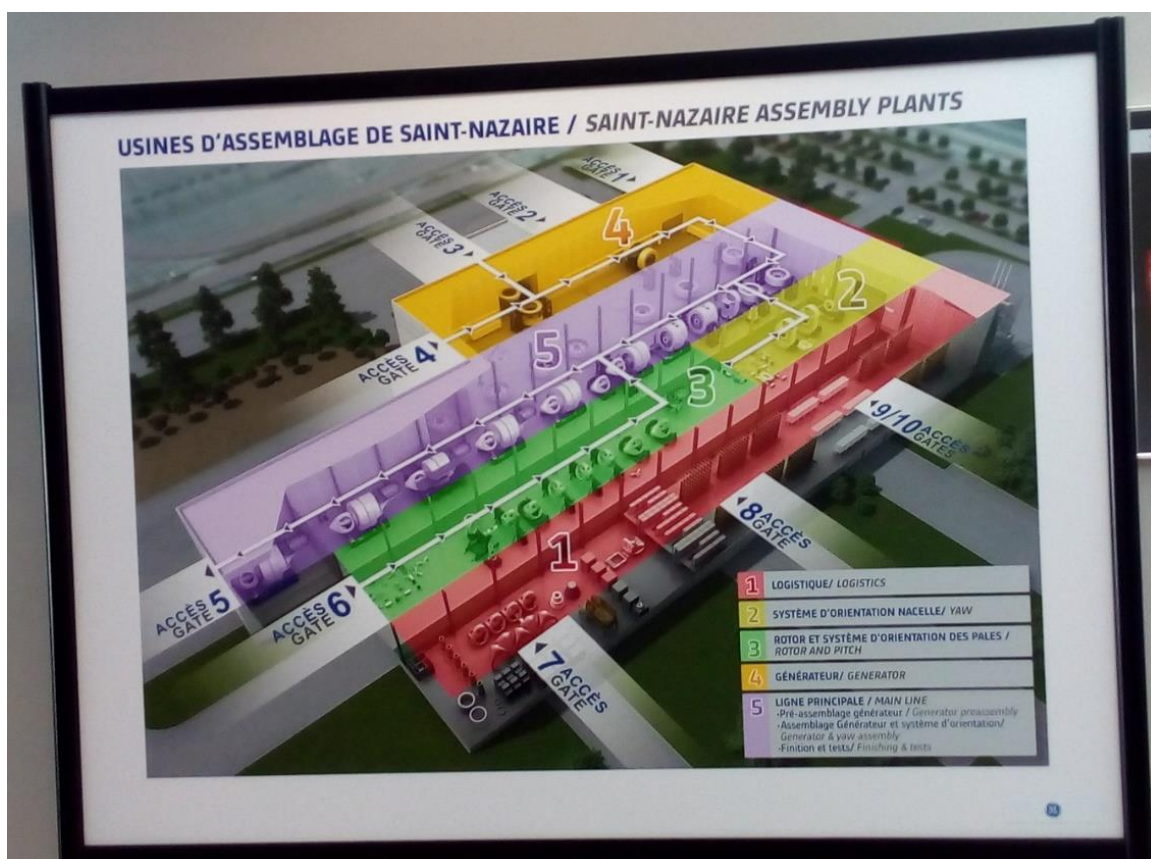


Figura 133 – Ilustração das instalações da fábrica da GE Renewable Energy, Saint Nazaire [Foto tirada pelo discente]. Legenda: 1 – Logística; 2 – Sistema de yaw; 3 – Rotor e pitch; 4 – Gerador; 5 – Linha de montagem e de testes pré-operacionais

6.4.3.3 Equipa de instalação de aerogeradores

Os trabalhos de instalação (neste caso efetuados pela ENDIPREV) consistem na instalação mecânica (junção das partes da torre, *nacelle* e pás) e na instalação elétrica (passagem de cabos elétricos desde a base da torre até ao gerador/*nacelle*). O discente não participou nesta parte do projeto, tendo entrado um pouco depois (a 28 de agosto de 2016) no início dos trabalhos de comissionamento.

6.4.3.4 Comissionamento

Após a instalação dos aerogeradores, procede-se ao seu comissionamento. Esta fase do projeto tem como foco a energização dos aerogeradores e a resolução de problemas encontrados nesta fase final de testes (de arranque dos aerogeradores).

Na Figura 134 é apresentado um fluxograma com as fases de comissionamento, que funciona como guia para as equipas de comissionamento poderem seguir de forma a colocarem as máquinas em funcionamento (corretamente).

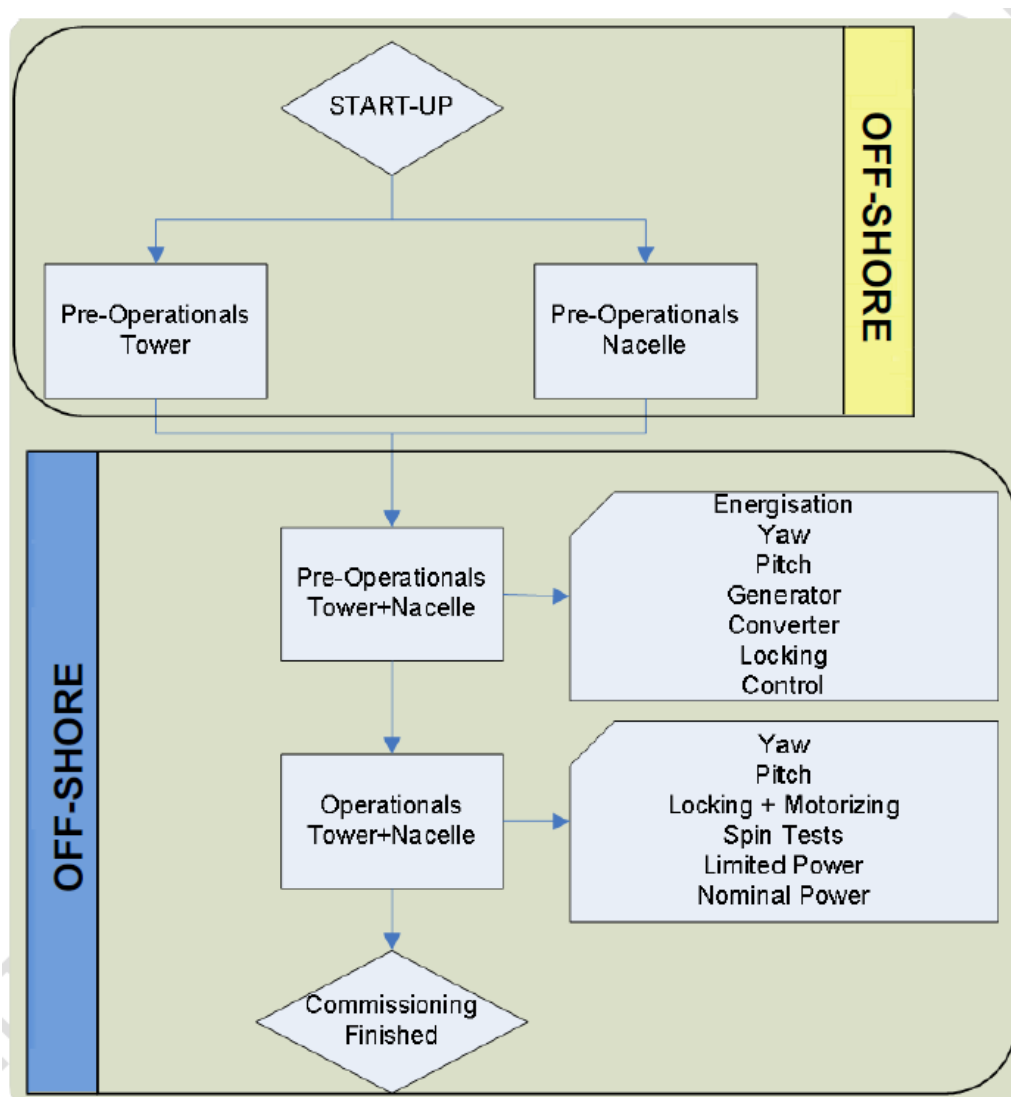


Figura 134 - Fluxograma com as fases de comissionamento do aerogerador GE Haliade 150-6MW.

[Fornecido pela GE à ENDIPREV]

O comissionamento dos aerogeradores consiste basicamente em testes e verificações mecânicas e elétricas e no controlo de qualidade de forma a validar a funcionalidade dos componentes instalados.

Na Figura 135 é apresentado um excerto de um ficheiro Excel com algumas dessas verificações a efetuar.

 wer Systems Wi					
FRM-2313 V04		Pre-Operational tests for the OFFSHORE wind turbine			
Date:	05/04/2016	Produced by	KC	Revised by:	MA (4 Reason for revision: LR2.1
Required documentation					
Electrical drawings of the wind turbine					
(In each project check the updated numbering of these drawings and diagrams)					
Basic equipment:					
Megohmmeter					
Amperometric					
Digital multimeter					
Phase Secuency Meter					
PC					
No.	Description				
1	POWERING UP TOWER CABINET				
1,1	Visual inspection before Power-up				
	Visual inspection (bushings, protection relay, battery, voltage transformers, current transformers, locks...). MV switchgear is open and earth				
	Adjustment of the trip unit of the main transformer switchgear.				
	Visual inspection of the transformer and of all the wind turbine cabinets.				
	Open all breakers and internal power supplies in all cabinets.				
	Inspection of the lightning protection system.				
1,2	Transformer Start-up				
	Visual inspection (HV and LV, earth terminal, cooling system, sensors, cubicles for auxiliaries, oil pump, oil tank and absence of fluid leaks).				
	Check fluid level.				
	Check insulation values performed during installation phase. (HV and LV).				
	Check disconnection of the genset and the Q3 and Q4 in TC are open.				
	Close MV switchgear of the transformer.				

Figura 135 - Excerto de uma lista de verificações ao funcionamento do aerogerador GE Haliade 150-60MW
[Fornecido pela GE à *ENDIPREV*]

6.4.3.5 Monitorização e manutenção

A partir do momento em que os aerogeradores ficam operacionais é necessário realizar a sua monitorização ininterruptamente (24 horas/dia). A monitorização é realizada em dois turnos de 12 horas/dia por duas equipas da *ENDIPREV*, uma deslocada no parque eólico e outra em Portugal. Em Portugal o acesso é feito remotamente com total controlo do parque eólico a cerca de 6000 km de distância. Como referido, a monitorização é assegurada por um sistema SCADA através de web HMI, como representado na Figura 136.

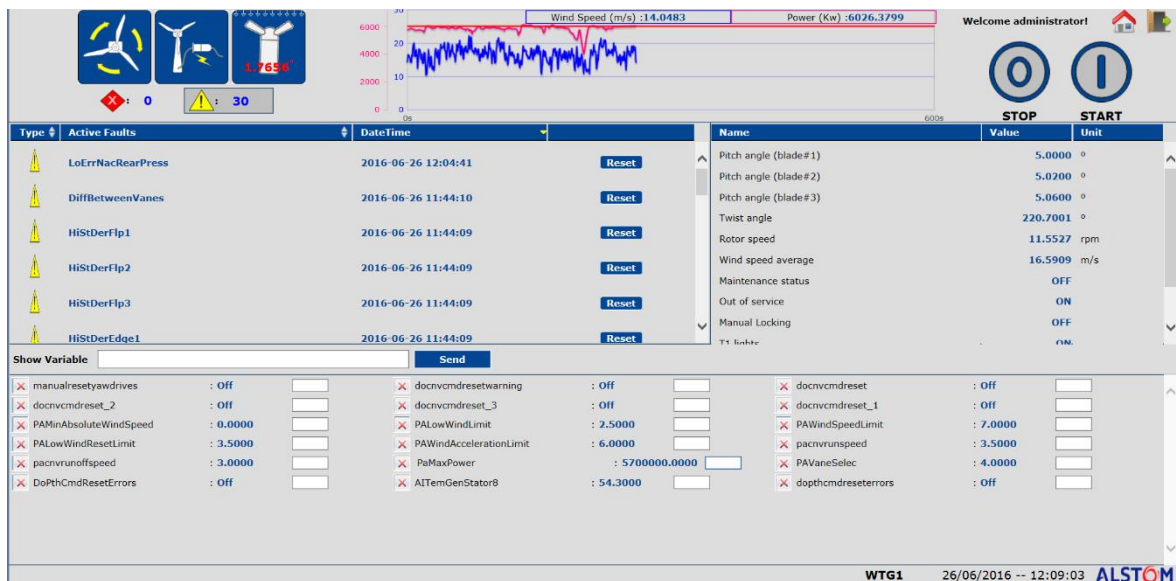


Figura 136 - Sistema web HMI para monitorização dos aerogeradores GE Haliade 150-6MW (imagem obtida pelo discente)

Com o auxílio do sistema SCADA é possível verificar os valores de temperatura, humidade, pressão e de todas as variáveis disponíveis associadas aos componentes instalados no aerogerador. Bem assim como desligar/ligar aerogeradores, controlar os sistemas *pitch* e *yaw*, travar o rotor, desligar/ligar os conversores, interruptores, disjuntores, etc., sendo possível controlar a máquina praticamente na sua totalidade. Durante as monitorizações ocorriam falhas que colocavam o correto funcionamento do aerogerador em causa e que deveriam ser resolvidas remotamente. No fim de cada turno é necessário elaborar um relatório com as falhas ocorridas durante a monitorização, como ilustrado na Figura 137.

WTG	Day	Stop	Start	Stop Hours	System	Subsystem	Alarm	Action	Remote / Local / Auto
B4	01-01-2017	04:52	04:52	0,0	Nacelle_module	yaw system	YawDrivesFailure	Auto Reset	AUTO
B4	01-01-2017	04:52	05:24	0,5	Power_module	Generator	LowSiBlockPress	Change of the parameter "pasiblocktempfactor" from 1.9 to 1.5	AUTO
B4	01-01-2017	07:55	17:02	9,1	Wiring_and_electrical_schemes		24VProtNC2Ala	Reboot of HMI (several times) and rearmed the 24V in NC2	REMOTE
B5	01-01-2017	07:53	12:13	4,3	Wiring_and_electrical_schemes		24VProtNC2Ala	Reboot of HMI (several times) and rearmed the 24V in NC2	REMOTE
B1	02-01-2017	18:55	21:02	2,1	Maintenance		WTGStopped	Works on Turbine (water test on wind vane)	LOCAL
B2	02-01-2017	00:00	00:00	24,0	Power_module	Generator	WTGStopped	Stopped prevently due magnet issue	REMOTE
B3	02-01-2017	01:04	01:05	0,0	Nacelle_module	yaw system	YawEncoder	Reset Error in HMI	REMOTE
B3	02-01-2017	19:14	21:53	2,7	Maintenance		WTGStopped	Works on Turbine (Replace the resistance in yawdrive 1,2 and 3)	LOCAL
B4	02-01-2017	13:05	20:38	7,5	Maintenance		WTGStopped	Works on Turbine (Rip wire replacement)	LOCAL

Figura 137 - Excerto de relatório de ocorrência de falhas no aerogerador GE Haliade 150-6MW (monitorização)

A Figura 137 mostra que foram realizadas algumas ações remotamente de forma a manter os aerogeradores a funcionar, nomeadamente o rearmamento de um disjuntor e a alteração do valor de um parâmetro. É ainda possível observar na Figura 137 que um dos aerogeradores esteve parado durante 24 horas (inoperacional durante 2 meses), devido a um problema relacionado com os ímanes do gerador. Neste projeto e durante os trabalhos de comissionamento, nas verificações e inspeções, surgiu um som metálico proveniente do interior do gerador, de onde não é suposto haver qualquer indício de algo solto. Como tal, após uma inspeção visual mais pormenorizada do interior do gerador, foi encontrada uma broca no seu interior, como mostra a Figura 138.



Figura 138 - Broca encontrada no interior do gerador BIWF2 (foto obtida pelo discente)

De modo a solucionar o problema provocado pela broca, foi realizado um grande plano de manutenção corretiva que consistiu na troca dos 26 ímanes do gerador [110]. O discente (Figura 139) esteve presente na elaboração destes trabalhos que foram realizados durante o mês de janeiro de 2017.

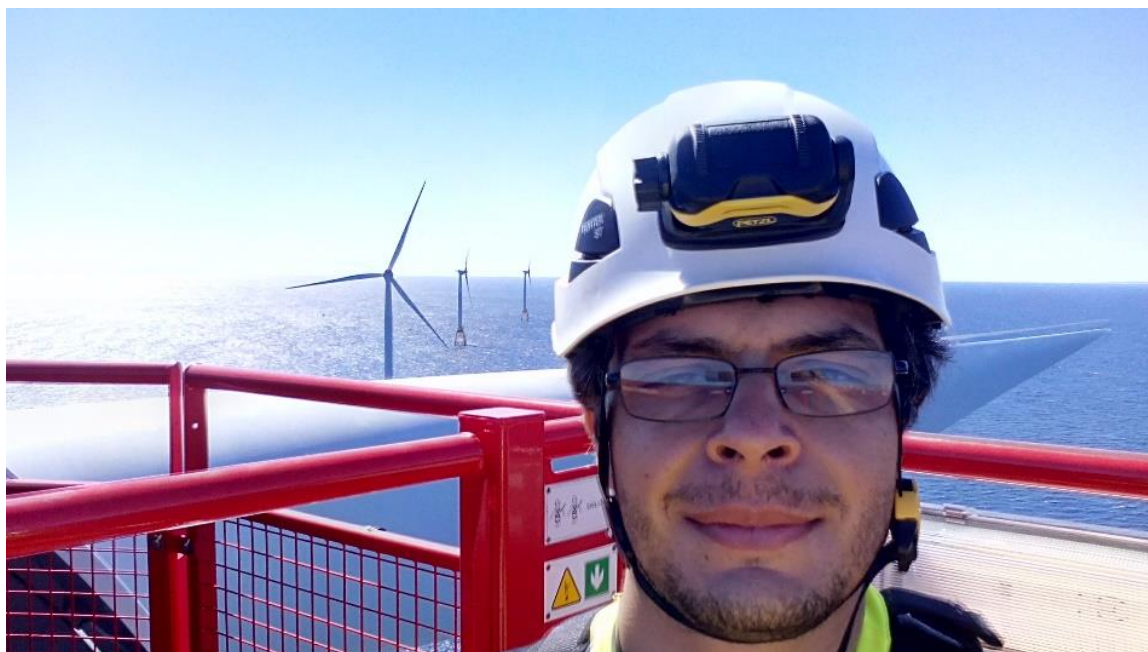


Figura 139 - Fotografia do discente no parque eólico *offshore* de Block Island

7 Estudo de caso prático

Com este estudo pretende-se analisar o impacto das MR no funcionamento das redes de distribuição em regime estacionário. Para este efeito, são avaliados os trânsitos de potências e os perfis de tensão da rede para diferentes cenários, bem como o balanço das potências ativa e reativa entre as diversas MR e a subestação.

Neste estudo foram realizadas diversas simulações que envolveram a utilização de *software* e de conceitos próprios. Assim, na subsecção 7.1 apresentam-se alguns aspetos importantes para a análise deste estudo, nomeadamente, o princípio de funcionamento de um SEE, o conceito de trânsito de potências e o uso do sistema por unidade (pu).

7.1 Considerações gerais sobre SEE

7.1.1 Sistema elétrico de energia

O estudo de um sistema elétrico de energia (SEE), ou rede elétrica, constitui um exercício fundamental em todas as fases de conceção e exploração de qualquer SEE. Com estes estudos pretende-se determinar os possíveis estados em que o SEE se pode encontrar, quer com uma configuração fixa, quer sujeito a variações. Assim, um SEE deve satisfazer os seguintes objetivos [111]:

- Transportar energia até todos os pontos de consumo;
- Adaptar-se às constantes flutuações da carga (ativa e reativa);
- Garantir elevados níveis de qualidade de energia, no que se refere a:
 - Flutuações na frequência nominal;
 - Oscilações no valor da tensão nominal;
 - Fiabilidade oferecida pelo sistema, quer sob o ponto de vista de cada um dos consumidores, quer quando considerado como um todo;
- Produção de energia a custos económicos e ecológicos (eficiência energética).

Um SEE tem como principal objetivo alimentar as cargas existentes numa certa área. Uma carga refere-se a um componente eletrónico ou a um agrupamento de tais componentes que “absorvem” energia de uma rede elétrica. As cargas de um SEE obedecem, de um modo geral, aos seguintes princípios [111]:

- Os comportamentos das cargas compostas são facilmente previsíveis através dos dados obtidos nos diferentes pontos de carga, sendo possível obter um diagrama de cargas;
- As variações lentas da carga, ao longo do tempo, permitem considerar o funcionamento de um SEE como regime estacionário;
- Uma carga típica, como é o caso de motores elétricos, consome sempre energia reativa;
- Uma carga típica é sempre simétrica, sendo a simetria automática em sistemas trifásicos e havendo a necessidade de uma distribuição intencional pelas diferentes fases da rede no caso de cargas monofásicas.

Para a análise de redes elétricas é necessário conhecer a dependência do valor da carga com a frequência e a tensão. Para cargas RL, como representado na Figura 140, essa dependência traduz-se através das equações (24) e (25).

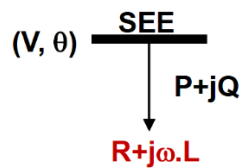


Figura 140- Carga RL alimentada pela tensão (V, θ) [111]

Sabe-se que:

$$P + jQ = V^2 \cdot Y \quad \text{com} \quad Y = \frac{1}{R + j\omega L} \quad (23)$$

De onde se obtém:

$$P = \frac{R \cdot V^2}{R^2 + (2\pi \cdot f \cdot L)^2} \quad (24)$$

$$Q = \frac{2\pi \cdot f \cdot L \cdot V^2}{R^2 + (2\pi \cdot f \cdot L)^2} \quad (25)$$

Em que P (W) é a potência ativa, Q (VAr) a potência reativa, V (V) a tensão, Y (S) a admitância, R (Ω) a resistência, L (H) a indutância, ω (rad/s) a frequência angular e f (Hz) a frequência.

As equações (24) e (25) demonstram que, a potência ativa P e a potência reativa Q variam com o quadrado da tensão V e que decrescem quando a frequência, f , aumenta.

Para cargas que não são do tipo RL, estas variam com a frequência e com a tensão, podendo tal variação ser expressa pelas equações:

$$P = P(f, V) \quad e \quad Q = Q(f, V) \quad (26)$$

Não sendo possível determinar a expressão analítica destas funções na maioria dos SEE. Para determinar a dependência de cargas compostas, consideradas como típicas, utiliza-se a definição de carga média que possui os seguintes parâmetros:

$$\begin{array}{ll} \frac{\delta P}{\delta V} \approx 1,0 & \frac{\delta P}{\delta f} \approx 1,0 \\ \frac{\delta Q}{\delta V} \approx 1,3 & \frac{\delta Q}{\delta f} \text{ Desconhecido} \end{array} \quad (27)$$

Para este tipo de cargas ainda se podem fazer as seguintes observações [111]:

- Uma carga composta é caracterizada por ser menos dependente da tensão do que uma carga RL;
- Enquanto que a carga RL diminui quando a frequência aumenta, uma carga composta aumenta com o aumento da frequência devido à predominância dos motores de indução para os quais um aumento na frequência corresponde a um aumento na velocidade e, portanto, num aumento no valor da carga elétrica que representam.

Para a análise de um SEE é ainda importante ter em conta a capacidade de transmissão de uma linha (P_{max}). P_{max} é definida por um valor máximo de energia transmissível pela linha, também conhecida por capacidade estática de transmissão da linha ou limite de estabilidade estática da linha. Considera-se como linha de transmissão a representada na Figura 141.

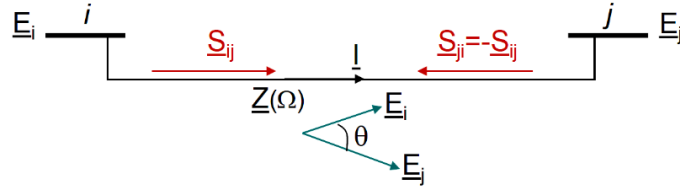


Figura 141 - Esquema para o cálculo da capacidade de transmissão de uma linha [111]

Sabendo que:

$$I = \frac{E_i - E_j}{Z} \quad (28)$$

Em que I (A) é a intensidade de corrente que passa na linha de transmissão, E (V) o módulo da tensão no nó e Z (Ω) a impedância da linha de transmissão. Definindo $\theta_{ij} = (\theta_i - \theta_j)$, obtém-se as equações de trânsito de potências do nó i para o nó j :

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = E_i \cdot I = E_i \cdot \frac{E_i - E_j}{Z} = \frac{V_i^2 - V_i \cdot V_j}{R - jX} \cdot e^{j(\theta_i - \theta_j)} \quad (29)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} \cdot (R \cdot V_i^2 - R \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} + X \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (30)$$

$$Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} \cdot (X \cdot V_i^2 - X \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} + R \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (31)$$

Em que as equações de trânsito de potências do nó j para o nó i correspondem a:

$$S_{ji} = P_{ji} + jQ_{ji} = E_j \cdot (-I) = -E_j \cdot \frac{E_i - E_j}{Z} = \frac{V_j^2 - V_i \cdot V_j}{R - jX} \cdot e^{j(\theta_j - \theta_i)} \quad (32)$$

$$P_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} \cdot (R \cdot V_j^2 - R \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ji} + X \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ji}) \quad (33)$$

$$Q_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} \cdot (X \cdot V_j^2 - X \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ji} + R \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ji}) \quad (34)$$

Nas linhas de transmissão de AT verifica-se que a reatância X é bastante superior à resistência R , pelo que por razões de simplicidade se considera $R = 0$. Desta forma obtém-se

$$P_{ij} = -P_{ji} = \frac{V_i \cdot V_j}{X} \cdot \sin \theta_{ij} \Rightarrow P_{ij} = P_{\max} \cdot \sin \theta_{ij} \quad (35)$$

De acordo com a equação (35), o processo de variar a potência transmitida consiste na alteração do ângulo θ_{ij} , como mostra a Figura 142.

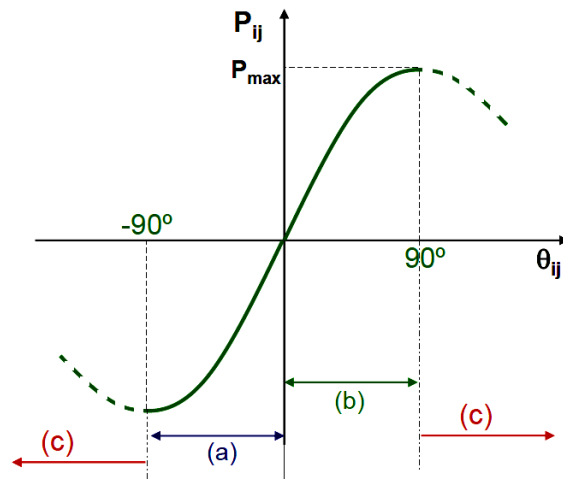


Figura 142 - Potência transmitida (a) de forma estável de j para i ; (b) de forma estável de i para j ; (c) perda de sincronismo entre os nós i e j [111]

A potência transmitida atinge o seu valor máximo ($P_{\max}$) quando θ_{ij} atinge os 90° . A partir deste ponto, o aumento do ângulo θ_{ij} não permite aumentar mais a potência transmitida. Atingido o limite de estabilidade estática ($\theta_{ij}=90^\circ$) verifica-se a perda de sincronismo entre os barramentos i e j e a potência transmitida começa a diminuir.

A ocorrência de desvios no valor da frequência também se deve analisar, uma vez que é um indicador de que alguma coisa está errada no SEE. É de extrema importância que a frequência permaneça dentro dos limites definidos, com variações máximas admissíveis de $\pm 0,5$ Hz. A frequência está diretamente associada ao equilíbrio entre a potência ativa das cargas alimentadas e a potência ativa gerada no SEE. Em condições normais de funcionamento do sistema, os geradores funcionam em sincronismo e, em conjunto, produzem em todos os instantes a potência necessária para alimentar todas as cargas mais as perdas óhmicas verificadas no SEE. O ritmo de produção de energia deve ser igual ao ritmo de consumo adicionado das perdas do sistema. O controlo da quantidade de energia

produzida por um gerador em sincronismo faz-se ao alterar o valor do binário fornecido pela máquina primária. Ao aumentar o valor do binário do gerador, o seu rotor vai acelerar, no entanto, uma vez que a velocidade de rotação do gerador é fixada pela rede elétrica, o que acontece é que o rotor avança o seu ângulo de rotação. Com o aumento do ângulo, aumenta também o valor da corrente e da potência fornecida pelo gerador originando um binário eletromagnético que equilibra o binário pela máquina primária. Verificando-se este processo em todos os geradores do SEE, a frequência mantém-se constante. As variações no valor da frequência são causadas por flutuações constantes no valor da carga que faz com que haja pequenos excessos ou défices momentâneos de produção de energia.

Do mesmo modo que a frequência constante garante um equilíbrio entre as potências ativas produzidas e consumidas no SEE, também a tensão constante num determinado barramento garante o equilíbrio entre a potência reativa produzida e consumida nesse barramento.

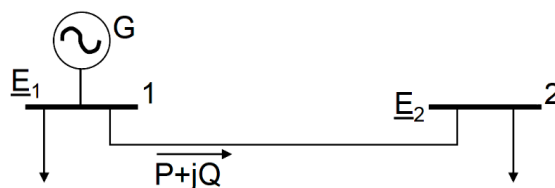


Figura 143 - Esquema elétrico com duas cargas, uma linha e um gerador [111]

Considera-se o esquema elétrico da Figura 143 com cargas constantes, onde [111]:

- A tensão no barramento 1, E_1 , é mantida constante por ação do gerador G . Este barramento é considerado como sendo a referência dos ângulos das tensões da rede;
- A impedância da linha de transmissão é puramente indutiva $Z = jX$;
- A potência ao longo da linha é $S = P + jQ$, em que se despreza o valor de R . Devido às perdas reativas Q_{perdas} ao longo da linha, a potência reativa Q na emissão (barramento 1) é um pouco maior do que na receção (barramento 2).

Por desenvolvimento analítico através das equações:

$$E_2 = E_1 - Z \cdot I \quad \text{e} \quad I \approx \frac{P - jQ}{E_1} \quad (36)$$

é obtida a equação:

$$E_2 = E_1 - \frac{X}{V_1} \cdot Q - j \cdot \frac{X}{V_1} \cdot P \quad (37)$$

Através da qual se obtém o diagrama vetorial de equilíbrio das potências ativas e reativas representado na Figura 144

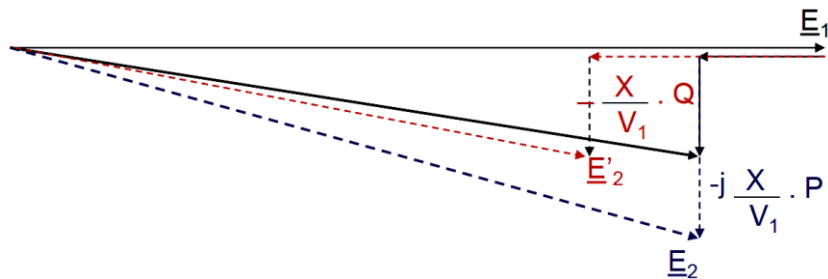


Figura 144 - Diagrama vetorial correspondente à equação 37 [111]

Do diagrama representado na Figura 144 retiram-se as seguintes conclusões:

- Uma variação no valor de P (carga ativa) afeta o vetor que é perpendicular a E_1 , pelo que não corresponderá a uma apreciável variação na amplitude de E_2 ;
- Uma variação no valor de Q (carga reativa) afeta o vetor que está em fase com E_1 . Como tal, a variação da amplitude de E_2 é essencialmente proporcional a Q .

Para manter a amplitude de E_2 constante, é necessário fazer com que as variações da carga Q se anulem no barramento 2, de modo a que não sejam transportadas ao longo da linha com os consequentes efeitos no valor de E_2 . A produção local de potência reativa pode fazer-se recorrendo a bancos de condensadores (*shunts* capacitivos) e/ou compensadores síncronos (máquinas síncronas sobrecitadas).

De um modo geral, verifica-se um aumento no valor da carga reativa sempre que a potência ativa aumenta. De tal fato resulta a tendência de, num sistema normal, as tensões tenderem a descer nos períodos correspondentes aos picos de carga. O efeito oposto verifica-se nos períodos correspondentes aos mínimos da curva de carga. Devido aos efeitos capacitivos das linhas, e em particular dos cabos, pode existir no sistema um excesso de potência reativa. Tal significa que, na Figura 143, Q inverte o sentido de fluxo, o mesmo

acontecendo em relação ao vetor de amplitude $\frac{X}{V_1} \cdot Q$, da Figura 144, que também inverte o sentido, verificando-se uma subida no valor da tensão no barramento.

Devido às condições descritas no parágrafo anterior, por vezes torna-se necessário recorrer a *shunts* indutivos (ligados em certos barramentos durante os períodos de vazio), para evitar subidas excessivas no valor da tensão.

7.1.2 Trânsito de potências

O cálculo dos trânsitos de potências num SEE é fundamental nas fases de planeamento, de projeto e de exploração. Basicamente o cálculo consiste em determinar as tensões e as potências que transitam em todos os componentes dum SEE, para um conjunto de cargas e de condições de funcionamento estáveis.

De acordo com as especificações associadas a cada barramento consideram-se, geralmente, três tipos de barramentos [111, 112]:

1. Barramentos PQ: Correspondem a barramentos de consumo ($S^G = 0$) ou produção fixa (S^G conhecido) e em ambos os casos são conhecidos os valores das potências injetadas P e Q ;
2. Barramentos PV: Correspondem às centrais onde se estipula o valor da potência ativa produzida P e a amplitude da tensão V . A potência reativa Q é uma incógnita cujo valor será obtido pela solução do trânsito de potências. Esta potência injetada, Q , está associada a um compensador síncrono ou banco de indutâncias e/ou de condensadores de forma a controlar a amplitude da tensão;
3. Barramento de referência $V\theta$: Qualquer barramento PV pode ser escolhido como referência das tensões do SEE. Neste tipo de barramento, são, portanto, especificados o módulo e o argumento das tensões. Em geral, o valor especificado para a amplitude é nulo, podendo, no entanto, ser especificado outro valor.

Os dados necessários para a análise de trânsito de potências são [111, 112]:

- Impedâncias (no sistema pu) de todos os elementos que constituem a rede de transmissão;
- Potências ativas produzidas em todos os barramentos produtores PQ e PV;
- Potências ativas consumidas em todos os barramentos PQ e PV;

- Potências reativas produzidas em todos os barramentos produtores PQ;
- Potências reativas consumidas em todos os barramentos PQ;
- Amplitude da tensão em todos os barramentos PV e no barramento de referência.

A análise de trânsito de potência fornece os seguintes resultados:

- Amplitude e ângulo da tensão em todos os barramentos;
- Potência produzida e consumida em todos os barramentos;
- Potência injetada nos extremos de todas as linhas e perdas;
- Potência injetada nos extremos de todos os transformadores e perdas;
- Potência gerada ou consumida por todos os dispositivos de compensação existentes na rede;
- Perdas totais.

7.1.3 Sistema por unidade

Trabalhar com os valores absolutos das diversas grandezas nos estudos de trânsito de potências não é prático. Por outro lado, torna-se mais fácil comparar valores se estiverem escritos em função de um valor de referência (base). O sistema por unidade (sistema pu) permite definir valores de base para as grandezas (tensão, corrente, potência, etc.), sendo possível substituir os valores e constantes expressas no sistema internacional de unidades (SI) pela sua relação com os valores de base pré-definidos. Assim, se se considerar como base de uma grandeza G_b (valor predefinido) e G o valor da grandeza a converter, então o valor da grandeza em pu, G_{pu} , obtém-se através da equação 38 [113].

$$G_{pu} = \frac{G}{G_b} \quad (38)$$

Os cálculos a realizar, na resolução de problemas usando o sistema pu, obedecem às mesmas relações físicas estabelecidas entre grandezas, tal como no SI. No final, os resultados podem ser novamente convertidos para o SI, multiplicando os valores em pu pelo valor de base correspondente, como indicado na seguinte equação:

$$G = G_{pu} \cdot G_b \quad (39)$$

Para utilizar corretamente o sistema pu nos estudos associados a SEE é necessário definir a base de duas grandezas independentes. Para este efeito, é normal definir-se a base da potência aparente S_b para todo o sistema e a base da tensão composta V_b num barramento determinado, a partir das quais se obtêm as bases de potência por fase:

$$\frac{S_b}{3} \quad (40)$$

Da tensão simples:

$$\frac{V_b}{\sqrt{3}} \quad (41)$$

A impedância de base:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (42)$$

E o valor de base para a corrente:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot V_b} \quad (43)$$

Numa rede com vários níveis de tensão, cujas zonas são definidas pelos transformadores existentes, haverá uma base de tensão para cada zona. Nestes casos, é conveniente que as bases de tensão das zonas adjacentes sejam iguais às tensões desses transformadores de modo que relação de transformação em pu seja 1:1. Contudo, para cada zona k sem base definida, ligada a uma zona com base V_{bi} através de um transformador com razão de transformação $\frac{V_i}{V_k}$, a tensão de base determina-se através da equação (44) [113].

$$V_{bk} = \frac{V_k}{V_i} \cdot V_{bi} \quad (44)$$

A alteração das bases definidas para um elemento do sistema ou para uma rede ocasiona modificação dos valores em pu para as diversas grandezas, com especial ênfase para as impedâncias. Supondo que se pretende passar das bases $\{S_b^0, V_b^0\}$ em relação às quais uma certa impedância tem o valor Z_{pu}^0 , para as bases $\{S_b^1, V_b^1\}$, o novo valor da impedância (em pu) passará a ser [113]:

$$Z_{pu}^1 = Z_{pu}^0 \cdot \frac{S_b^1}{S_b^0} \cdot \left(\frac{V_b^0}{V_b^1}\right)^2 \quad (45)$$

Uma aplicação imediata da expressão anterior é a transformação dos valores das características das máquinas elétricas, habitualmente dados em percentagem face aos valores nominais da máquina. Assim, os valores em pu das impedâncias dessas máquinas (*e.g.*, transformadores), calculados para as bases do sistema, determinam-se através da equação [113]:

$$x_{pu} = x(\%) \cdot \frac{S_b}{S} \cdot \left(\frac{V}{V_b}\right)^2 \quad (46)$$

Em que x (%) é a reatância da máquina para a potência nominal S (VA) e a tensão nominal V (v) da máquina em causa.

7.1.4 Diagrama de potências das microrredes

O diagrama simplificado da Figura 145 traduz a capacidade de operação das MR. Este diagrama tem como objetivo definir os limites de funcionamento de uma MR, relativamente à sua potência ativa e reativa. Assim, a modelização das MR utilizadas nas simulações deste estudo consiste nos limites máximo e mínimo de P (kW) e Q (kVar) (capacidade de operação), definidos de acordo com a figura seguinte.

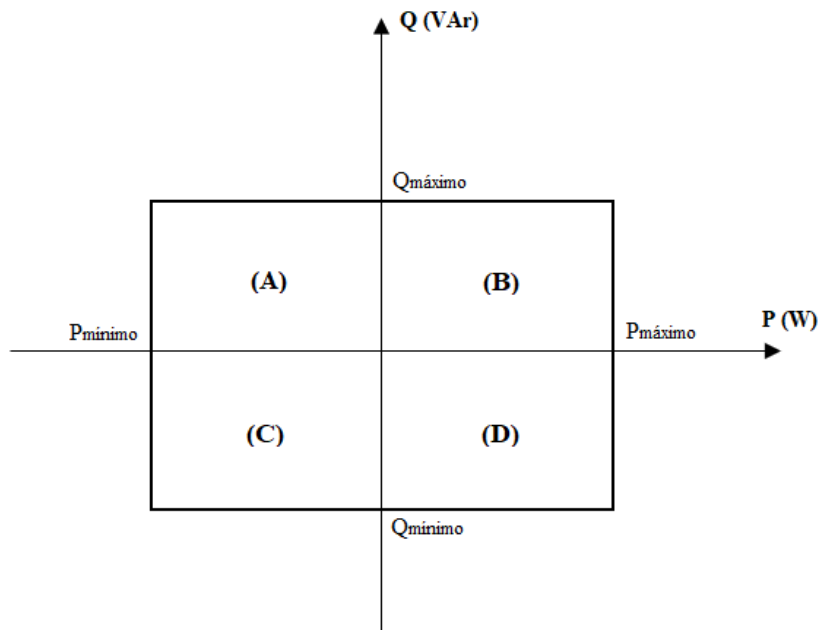


Figura 145 – Diagrama de potências das microrredes [Elaboração própria]

Como tal, de acordo com os valores das potências obtidas nas simulações, é possível concluir se uma MR está a fornecer ou a receber potência ativa e reativa do SEE. O ponto de funcionamento de uma MR tem de respeitar os limites de potência e, assim, situar-se numa das áreas indicadas pelas letras (A) a (D) do diagrama da Figura 145.

1. Área (A): A MR apresenta valores de potência ativa negativa e potência reativa positiva, indicando que está a receber potência ativa da rede elétrica e a fornecer potência reativa à rede elétrica. Receber potência ativa da rede elétrica significa que a MR está a consumir energia para carregar o sistema de armazenamento e/ou alimentar cargas para compensar o défice da produção interna. Fornecer potência reativa à rede indica que MR tem de manter a tensão (no seu ponto de ligação com a rede) acima de um determinado valor ($V^{\text{mínimo}}$).
2. Área (B): A MR apresenta valores de potência ativa e reativa positivas. É um indicador que a MR está a fornecer potência P e Q às cargas instaladas na rede elétrica onde se insere, satisfazendo o seu próprio consumo de energia e mantendo a sua tensão dentro dos limites definidos ($V^{\text{mínimo}}$ e $V^{\text{máximo}}$).
3. Área (C): A MR apresenta valores de potência ativa e reativa negativos. Deste modo, a MR está a receber potência ativa e reativa para alimentar os seus consumos (cargas e/ou armazenamento interno).
4. Área (D): A MR apresenta valores de potência ativa positiva e potência reativa negativa, uma vez que está a fornecer potência ativa à rede elétrica e ao mesmo tempo a receber potência reativa da rede de modo a manter a tensão abaixo de um determinado valor máximo ($V^{\text{máximo}}$).

7.2 Apresentação do caso de estudo

Para o desenvolvimento de estudos de casos práticos são realizadas simulações em redes de teste (cujo objetivo é reproduzir as características comportamentais de uma rede elétrica real). As redes de teste são bastante úteis e largamente aplicadas em trabalhos de pesquisa e desenvolvimento de sistemas de energia elétrica. Geralmente, as redes de teste mais utilizadas são disponibilizadas pelo IEEE (*Institute of Electrical & Electronics*

Engineers, Inc.), existindo várias configurações com vários números de nós. A rede de distribuição utilizada neste estudo corresponde à rede de teste de 13 nós do IEEE [114] adaptada para incorporar MR. A escolha desta rede relaciona-se com o facto de ter a dimensão adequada para o *software* de simulação utilizado (versão estudante do PowerWorld).

O *software* PowerWorld (Figura 146) permite simular o funcionamento de SEE, disponibilizando várias ferramentas de análise de trânsito de potências, com capacidade para sistemas com mais de 250000 nós. No entanto, para o desenvolvimento deste estudo utilizou-se a versão com licença apenas para uso educacional e de avaliação e que, apesar de estar limitado a apenas 13 nós, inclui grande parte das ferramentas existentes na versão comercial [115].

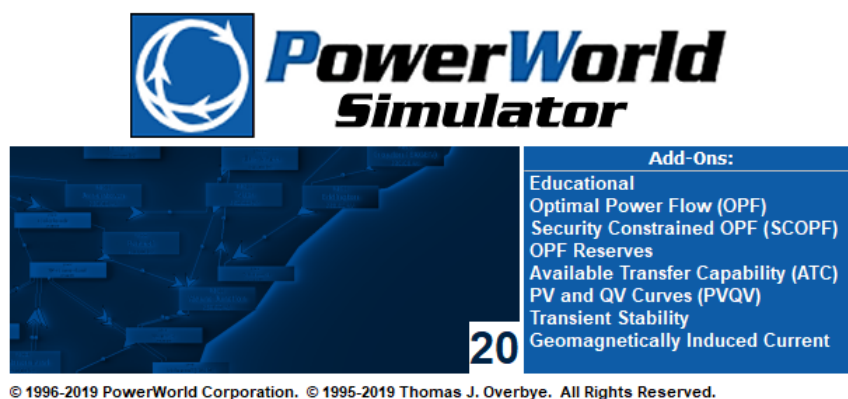


Figura 146 - Imagem de abertura do *software* PowerWorld [115]

Na Figura 147 disponibiliza-se o esquema da rede elétrica a estudar neste capítulo, elaborado no *software* PowerWorld (rede de distribuição de 13 nós com a identificação da subestação) [116].

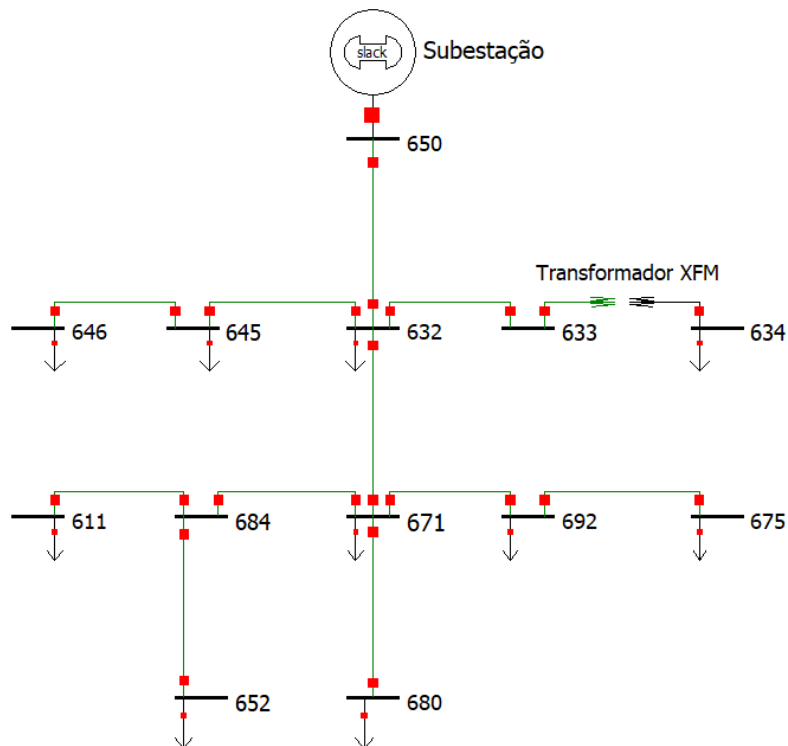


Figura 147 - Esquema da rede de distribuição baseada na rede de teste de 13 nós do IEEE [116]

Para a subestação são considerados os dados da Tabela 10, comuns em todas as simulações realizadas.

Tabela 10 - Dados da subestação da rede de 13 nós (adaptado de [117])

$P_{\text{máximo}}$ (kW)	$P_{\text{mínimo}}$ (kW)	$Q_{\text{máximo}}$ (kVAr)	$Q_{\text{mínimo}}$ (kA)	S (kVA)	V (kV)
4000	- 1333	3000	- 1500	5000	15

Para o transformador são considerados os dados da Tabela 11, sendo comuns em todas as simulações realizadas.

Tabela 11 - Dados do transformador ligado entre os nós 633-634 (adaptado de [117])

S (kVA)	MT (kV)	BT (kV)	R (%)	X (%)
500	15	0,4	1,1	2

Para as linhas de transmissão são considerados os valores da impedância em pu, como apresentado na Tabela 12. Relativamente às cargas, os dados correspondem às potências apresentadas na Tabela 13, sendo estas classificadas de cargas normais.

Tabela 12 - Dados das impedâncias das linhas da rede de distribuição de 13 nós (adaptado de [117])

Do nó	Para o nó	Impedância em pu
632	645	$0,2066 + j0,4591$
632	633	$0,7526 + j1,1814$
633	634	Transformador XFM
645	646	$0,2066 + j0,4591$
650	632	$0,3465 + j1,0179$
684	652	$1,3425 + j0,5124$
632	671	$0,3465 + j1,0179$
671	684	$1,3238 + j1,3569$
671	680	$0,3465 + j1,0179$
684	611	$1,3292 + j1,3475$
692	675	$0,7982 + j0,4463$
671	692	$0,2066 + j0,4463$

Tabela 13 – Potências das cargas normais ligadas na rede de 13 nós Baseado em [116]

Nó	kW	kVAr
634	224	154
645	238	175
646	322	184
652	180	120
671	539	308
675	679	266
692	238	211
611	238	112
632	92	54
680	163	96
Total	2913	1680

A potência de base considerada é $S_{base}=100$ kVA e a tensão de base é $V_{base}=15$ kV. A máxima variação de tensão admitida é de $\pm 5\%$.

O estudo prático consiste no estudo e análise de simulações com diferentes cenários. Nomeadamente, para a rede de distribuição sem MR e com MR, com valores das cargas definidos na Tabela 13 (cargas normais) e com aumento de cargas, tanto para o modo de funcionamento isolado como para o modo de funcionamento interligado (com a subestação). Assim, pretende-se verificar e registar os principais efeitos que as MR têm no funcionamento da rede de distribuição em regime estacionário.

7.3 Análise da rede de distribuição em estudo

Em primeiro lugar é necessário calcular a impedância do transformador XFM em pu. Assim, de acordo com os dados fornecidos e através da equação (42) é possível calcular o valor de base para a impedância Z_b .

Com $V_b = 15\text{kV}$ e $S_b = 100\text{kVA}$, obtém-se:

$$Z_b = \frac{15000^2}{100000} = 2250 \, \Omega$$

Com as características do transformador determina-se a sua impedância em Ω (resistência R):

$$R = \frac{R\%}{100} \cdot \frac{U_{AT}^2}{S_n} \Leftrightarrow \quad (47)$$

$$\Leftrightarrow R = \frac{1,1}{100} \cdot \frac{15000^2}{500000} = 4,95 \, \Omega$$

Do mesmo modo, a reatância, X , é:

$$X = \frac{X\%}{100} \cdot \frac{U_{AT}^2}{S_n} \Leftrightarrow \quad (48)$$

$$\Leftrightarrow X = \frac{2}{100} \cdot \frac{15000^2}{500000} = 9 \, \Omega$$

Pelo que a impedância do transformador vista do lado da AT é $Z = 4,95 + j9 \, \Omega$.

Finalmente, a impedância do transformador XFM em pu, calcula-se pela equação (49) e assume o valor:

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_b} \Leftrightarrow \quad (49)$$

$$\Leftrightarrow Z_{pu} = \frac{4,95}{2250} + j \frac{9}{2250} = 0,0022 + j0,0044 \, \text{pu}$$

Na Figura 148 apresenta-se uma imagem com os valores introduzidos no *software* PowerWorld afetos às impedâncias das linhas da rede em estudo (estes dados são comuns a todos os cenários e simulações realizadas).

From Number	To Number	Status	Branch Device Type	R	X
684	611	Closed	Line	1,32920	1,34750
632	633	Closed	Line	0,75260	1,18140
632	645	Closed	Line	0,20660	0,45910
650	632	Closed	Line	0,34650	1,01790
632	671	Closed	Line	0,34650	1,01790
633	634	Closed	Transforme	0,00220	0,00440
645	646	Closed	Line	0,20660	0,45910
684	652	Closed	Line	1,34250	0,51240
671	680	Closed	Line	0,34650	1,01790
671	684	Closed	Line	1,32380	1,35690
671	692	Closed	Line	0,20660	0,44630
692	675	Closed	Line	0,79820	0,44630

Figura 148 - Valores das impedâncias das linhas em pu introduzidos no PowerWorld

7.3.1 Simulações sem microrredes

7.3.1.1 Cenário 1: Cargas normais

Esta simulação da rede elétrica (representada na Figura 147) utiliza os valores das potências das cargas descritos na Tabela 13. A rede elétrica é alimentada pela subestação em MT ligada ao nó 650. O nó 650 define a referência para as fases das tensões (0°) e as perdas elétricas da rede são compensadas pela subestação.

Na Figura 149 observa-se que a rede apresenta um ponto de funcionamento aceitável (estável). As linhas estão com um nível de carga abaixo dos 100% (limite de capacidade das linhas). A linha que apresenta um valor de carga mais alto (próximo do seu limite) é a que interliga o nó 684 e o nó 652, com 90% da sua capacidade.

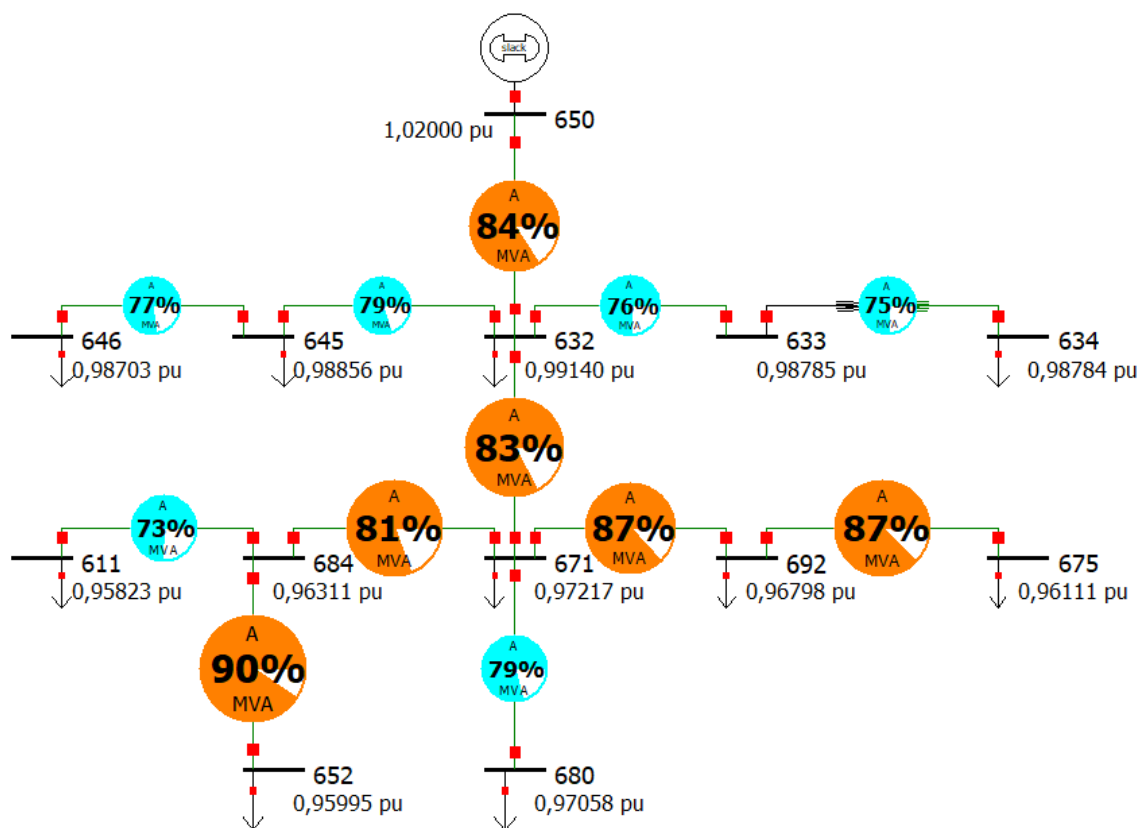


Figura 149– Funcionamento da rede sem MR com carga normal – Cenário1

Quanto aos níveis de tensão (em pu), o nó 611 é o que apresenta o valor mais baixo, no entanto, encontra-se dentro do limite estipulado de $\pm 5\%$ face ao valor nominal de 1 pu. Destaca-se o facto de se verificar uma queda de tensão, de cerca de 1,94%, na linha entre os nós 632-671, devido à potência da carga nos nós a jusante (onde se encontram o maior número de cargas) ser bastante significativa.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
650	2,99	1,88	-1,33	4,00	-1,50	3,00

Figura 150- Potência fornecida pela subestação - Cenário1

De acordo com a Figura 150, a subestação está (de momento) a fornecer uma potência ativa no valor de 2989 kW e uma potência reativa de 1881 kVar. Estes valores são superiores aos da potência total das cargas, como é natural, pois há a necessidade de compensar as perdas nas linhas da rede.

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,2	0,1	0,3	0,4	73,4	0,00	0,00
632	633	Line	0,2	0,2	0,3	0,4	75,8	0,00	0,00
632	645	Line	0,6	0,4	0,7	0,8	79,5	0,00	0,00
650	632	Line	3,0	1,9	3,5	4,2	84,0	0,04	0,12
632	671	Line	2,1	1,2	2,4	2,9	82,8	0,02	0,06
633	634	Transforme	0,2	0,2	0,3	0,4	75,5	0,00	0,00
645	646	Line	0,3	0,2	0,4	0,5	77,4	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	90,4	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	78,9	0,00	0,00
671	684	Line	0,4	0,2	0,5	0,6	80,8	0,00	0,00
671	692	Line	0,9	0,5	1,0	1,2	86,9	0,00	0,01
692	675	Line	0,7	0,3	0,7	0,8	87,4	0,00	0,00

Figura 151 - Valores dos trânsitos de potências nos ramos da rede - Cenário 1

Na Figura 151 apresentam-se os valores das potências que circulam nas linhas (obtidos através do PowerWorld). A linha ligada aos nós 650-632 é a que tem os valores mais elevados, pois é esta que transmite toda a potência injetada na rede pela subestação. A linha entre os nós 632-671 também tem um papel importante nesta rede de distribuição, dado que é responsável pela transmissão de cerca de dois terços da potência total (para alimentar as cargas a jusante). Quanto aos trânsitos de potências nas linhas verifica-se que não há linhas congestionadas (os valores estão dentro dos limites máximos definidos).

Quanto ao valor das perdas nas linhas, a versão utilizada do *software* (é limitada) não permite obter os valores em kW e kVar (ordem de grandeza das potências do problema em estudo). Contudo, de acordo com os resultados obtidos, as linhas entre os nós 650-632 e 632-671 são as que apresentam as perdas mais elevadas.

Relativamente às perdas totais, de acordo com os valores obtidos e através das equações (50) e (51), estas correspondem a:

$$P_{\text{perdas}} = P_{\text{Substação}} - P_{\text{total carga}} = 2989 - 2913 = 76\text{kW} \quad (50)$$

E em percentagem:

$$P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{P_{\text{perdas}}}{P_{\text{total carga}}} \cdot 100 = \frac{76}{2913} \cdot 100 = 2,60 \% \quad (51)$$

Assim, as perdas na rede de distribuição são de 76 kW, o que corresponde a 2,60%.

A Figura 152 apresenta os valores das cargas alimentadas nesta simulação e o nó em que cada uma delas se encontra ligada à rede.

Name of Bus	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
611	0,24	0,11	0,26	0,24	0,11
632	0,09	0,05	0,11	0,09	0,05
634	0,22	0,15	0,27	0,22	0,15
645	0,24	0,18	0,30	0,24	0,18
646	0,32	0,18	0,37	0,32	0,18
652	0,18	0,12	0,22	0,18	0,12
671	0,54	0,31	0,62	0,54	0,31
675	0,68	0,27	0,73	0,68	0,27
680	0,16	0,10	0,19	0,16	0,10
692	0,24	0,21	0,32	0,24	0,21

Figura 152- Valor das potências das cargas - Cenário1

Na Figura 153 são apresentados os valores da tensão (amplitudes em pu e em kV e fases em graus) em cada nó da rede. Nesta matéria, há a destacar a máxima variação de tensão registada de 4,18%, valor próximo do limite de 5%, mas que cumpre este requisito de qualidade de energia.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
650	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99140	14,871	-1,36	0,09	0,05
645	15,00	0,98856	14,828	-1,46	0,24	0,18
633	15,00	0,98785	14,818	-1,44		
634	0,40	0,98784	0,395	-1,44	0,22	0,15
646	15,00	0,98703	14,805	-1,53	0,32	0,18
671	15,00	0,97217	14,582	-2,36	0,54	0,31
680	15,00	0,97058	14,559	-2,44	0,16	0,10
692	15,00	0,96798	14,520	-2,55	0,24	0,21
684	15,00	0,96311	14,447	-2,52		
675	15,00	0,96111	14,417	-2,61	0,68	0,27
652	15,00	0,95995	14,399	-2,48	0,18	0,12
611	15,00	0,95823	14,373	-2,63	0,24	0,11

Figura 153- Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó - Cenário 1

Com estes valores de tensão nodal, é possível obter o perfil de tensão do sistema, tal como representado na Figura 154.

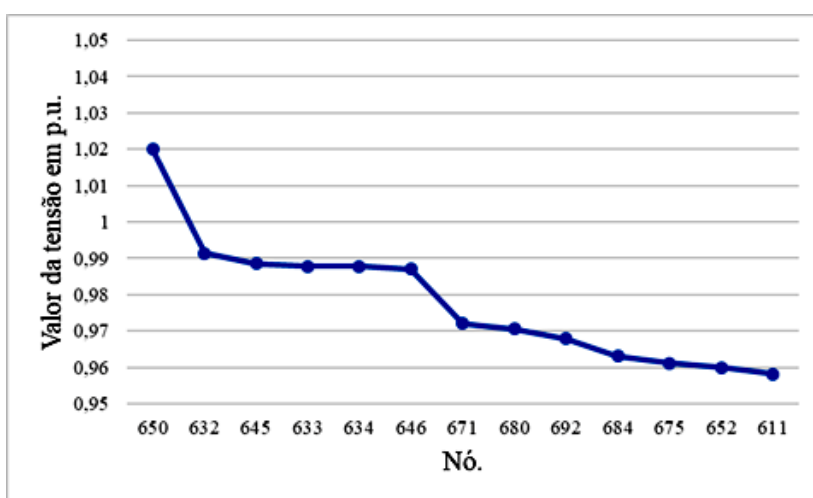


Figura 154 - Perfil de tensão – Cenário 1

Analisando o perfil de tensão desta rede (sem a existência de MR), nota-se a evolução da queda de tensão (QdT) ao longo da rede (tipicamente radial). A QdT aumenta de nó para nó à medida que estes se encontram mais afastados (eletricamente) da subestação (nó 650). Neste gráfico da Figura 154, é de notar a grande diferença dos valores de tensão entre os nós 645 a 646 e os nós 671 a 611. Esta situação ocorre devido ao facto de:

- O primeiro conjunto de nós ser alimentado pelo nó 650, onde está instalada a subestação (QdT inferiores);
- Enquanto que o segundo conjunto de nós é alimentado pelo nó 632 ao qual está ligada uma linha até ao nó 671. É a partir desta linha que se faz a distribuição de energia para os restantes nós a jusante (onde se encontra a maioria das cargas, logo QdT superiores).

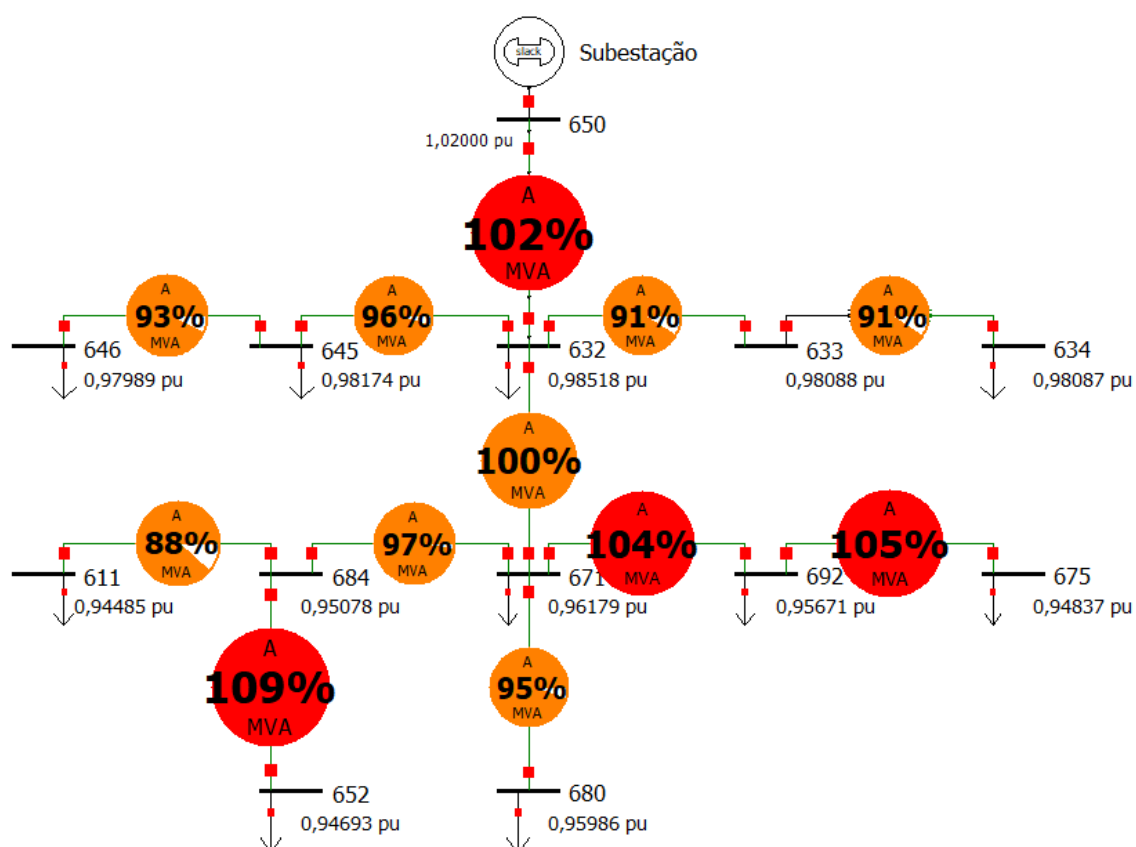
Para concluir, é possível verificar que os nós com o maior valor de tensão são exatamente os nós 650 e 632. Como é natural nestas tipologias de rede, os nós a montante apresentam sempre tensões superiores dado que estão mais próximos dos centros de produção de energia.

7.3.1.2 Cenário 2: Aumento de 20% da carga face aos valores normais

Nesta simulação aplica-se um aumento de 20% ao valor da carga existente no Cenário 1. A principal razão deste aumento de carga (normalmente associado ao incremento de novos equipamentos/instalações/consumidores ligados à rede, podendo ser do tipo residencial, industrial, etc.) é a aferição/avaliação do comportamento da rede para situações mais exigentes (importante nos estudos de expansão/reforço do sistema). Também pode estar relacionada com consumos superiores, relacionados com a altura do ano ou de um intervalo de tempo durante um dia (horas de ponta), havendo a necessidade de aumentar o fornecimento de energia (por parte da subestação) e assim permitir aferir a qualidade da energia na rede (níveis de tensão), bem como as suas condições de segurança (carga das linhas).

Os valores das potências das cargas aumentadas em 20% estão disponíveis na Tabela 14. A configuração da rede de distribuição mantém-se, correspondendo à do circuito da Figura 147, bem como os restantes dados utilizados na simulação anterior (Cenário 1).

Nó	kW	kVar
634	269	185
645	286	210
646	386	221
652	216	144
671	647	370
675	814	319
692	286	253
611	286	134
632	110	65
680	196	115
Total	3496	2016



Com o aumento de carga de 20%, verifica-se que há diversas linhas congestionadas (Figura 155). Passa a existir um excesso de trânsito de potências nas linhas entre os nós 650-632, 671-692, 692-675 e 684-652. Também se constata que é mais predominante nas linhas

com ligação ao nó 671. Esta situação ocorre pelo facto de ser feita a distribuição de uma grande quantidade de potência através deste nó para diversas cargas a jusante.

Para além dos problemas de congestionamento, existem também problemas com os níveis de tensão. Assim, os nós com valores de tensão abaixo do mínimo de 0,95 pu (variação estipulada de $\pm 5\%$) são 611, 652 e o 675 (como mostra a Figura 155 e a Figura 158).

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
650	3,61	2,30	1,33	4,00	-1,50	3,00

Figura 156 - Valores das potências fornecidos pela subestação – Cenário 2

Com o aumento do valor das cargas da rede, a subestação (tem de adaptar-se a essa variação aumentado também a injeção de potência ativa e reativa de forma a satisfazer a nova procura), injeta agora na rede os valores $P = 3610$ kW e $Q = 2301$ kVar (Figura 156).

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,3	0,1	0,3	0,4	88,2	0,00	0,00
632	633	Line	0,3	0,2	0,3	0,4	91,1	0,00	0,00
632	645	Line	0,7	0,4	0,8	0,8	95,5	0,00	0,00
650	632	Line	3,6	2,3	4,3	4,2	101,9	0,06	0,18
632	671	Line	2,5	1,4	2,9	2,9	99,9	0,03	0,09
633	634	Transforme	0,3	0,2	0,3	0,4	90,8	0,00	0,00
645	646	Line	0,4	0,2	0,4	0,5	92,9	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,3	0,2	108,6	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	94,9	0,00	0,00
671	684	Line	0,5	0,3	0,6	0,6	97,2	0,00	0,00
671	692	Line	1,1	0,6	1,3	1,2	104,5	0,00	0,01
692	675	Line	0,8	0,3	0,9	0,8	105,0	0,01	0,00

Figura 157 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos da rede – Cenário 2

Como é natural nestas situações, pela Figura 157 confirma-se o aumento dos trânsitos de potências nos ramos da rede (linhas de transmissão e transformador) face aos registados no Cenário 1. Neste caso, verifica-se a existência de linhas com trânsitos de potência que excedem a sua capacidade de transmissão, como é o caso das linhas ligadas aos nós 650-632, 684-652, 671-692 e 692-675.

O valor das perdas na rede, obtidas através das equações (50) e (51), é de

$$P_{\text{perdas}} = 3610 - 3496 = 114 \text{ kW.}$$

Sendo em percentagem igual a

$$P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{114}{3496} \cdot 100 = 3,26 \%$$

Constata-se, desta forma, um aumento das perdas elétricas face à simulação referente ao Cenário 1.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
550	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,98518	14,778	-1,64	0,11	0,07
645	15,00	0,98174	14,726	-1,77	0,29	0,21
633	15,00	0,98088	14,713	-1,75		
634	0,40	0,98087	0,392	-1,75	0,27	0,19
646	15,00	0,97989	14,698	-1,85	0,39	0,22
671	15,00	0,96179	14,427	-2,88	0,65	0,37
680	15,00	0,95986	14,398	-2,97	0,20	0,12
692	15,00	0,95671	14,351	-3,11	0,29	0,25
684	15,00	0,95078	14,262	-3,07		
675	15,00	0,94837	14,225	-3,18	0,81	0,32
652	15,00	0,94693	14,204	-3,02	0,22	0,14
611	15,00	0,94485	14,173	-3,21	0,29	0,13

Figura 158 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó – Cenário 2

Com o aumento da carga também aumentam as quedas de tensão ao longo da rede. Neste caso verifica-se que os valores da tensão nos nós 675, 652 e 611 são inferiores ao mínimo estabelecido (0,95 pu), Figuras 155 e 158. Assim, regista-se uma violação do valor máximo de variação de tensão de 5%, sendo a variação máxima registada de 5,51%.

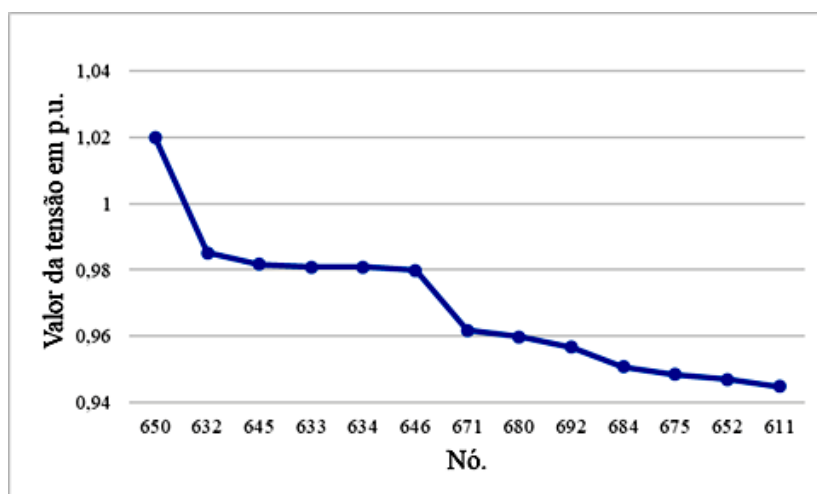


Figura 159 - Perfil de tensão – Cenário 2

Analisando o perfil de tensão da figura anterior, torna-se evidente um aumento da queda de tensão face ao registado na simulação do Cenário 1. Como referido atrás, merecem a devida atenção os nós 611, 652 e 675 (identificados como críticos) uma vez que a tensão está abaixo do valor mínimo admissível de 0,95 pu.

7.3.1.3 Comentários extraídos da rede sem MR

Nas simulações realizadas à rede de distribuição de 13 nós, sem a inclusão de MR (Cenário 1 e Cenário 2), verifica-se o seguinte:

- Cenário 1 – a rede apresenta boas condições de funcionamento (em segurança e com a qualidade necessária). Esta situação é validada pelo facto de não existirem ramos congestionados (apesar de algumas linhas estarem a funcionar próximo do seu limite de potência) e de os nós terem tensões dentro dos limites admissíveis;
- No Cenário 2 (o aumento de carga da rede em 20%) há linhas de transmissão com valores acima do seu limite de potência, ficando o sistema em sobrecarga. Por outro lado, também se verifica que há nós que apresentam valores de tensão abaixo do valor mínimo estipulado de 0,95 pu. Devido ao aumento da carga, há um aumento de energia fornecida pela subestação (de modo a satisfazer a procura), aumentando assim os trânsitos de potência nas linhas e, consequentemente, as perdas na rede.

Quanto ao perfil de tensão em cada caso, como se pode verificar na Figura 160, conclui-se que existem alterações importantes dos valores de tensão nos nós mais afastados da subestação. Assim, no Cenário 2 registam-se aumentos relevantes nos valores das quedas de tensão em toda a rede (devido ao aumento da potência das cargas), sendo que afetam a qualidade da energia fornecida em algumas partes da rede.

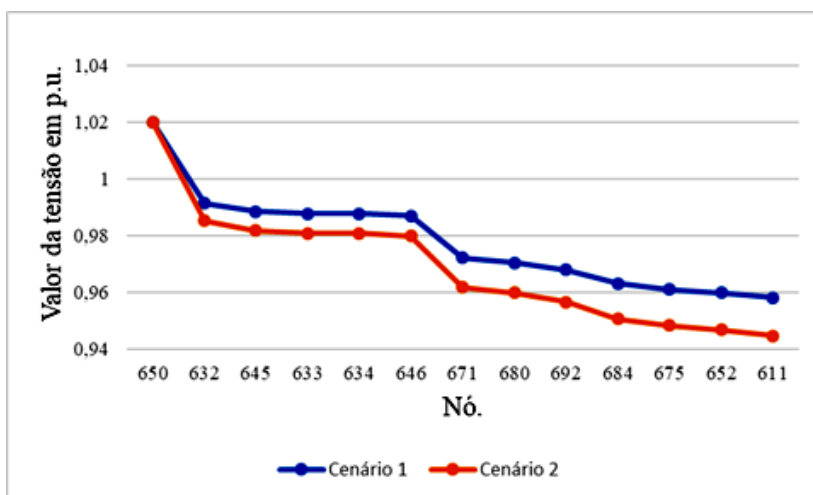


Figura 160 - Comparação dos perfis de tensão entre o Cenário 1 e o Cenário 2

Nesta secção, as simulações realizadas contemplam cargas alimentadas a partir de um único nó (subestação), o que é equivalente a ter geração centralizada no SEE. Este modelo representa a configuração tradicional de redes de energia elétrica (a geração de energia é centralizada e deslocalizada dos centros de consumo) o que leva à criação de uma rede elétrica de transporte em AT/MAT (Alta Tensão/Muito Alta Tensão), geralmente associada a grandes distâncias. A exploração de SEE em boas condições de segurança e de qualidade de energia implica grandes investimentos (para construir e para manter os sistemas de geração, de transporte e de distribuição).

No sentido de melhorar os aspetos técnicos de funcionamento dos SEE, de otimizar investimentos e reduzir o impacto ambiental associados têm surgido novos paradigmas de geração e de consumo de energia. Neste contexto, a GD a qual está fortemente associada ao conceito de MR tem várias vantagens, como as que foram apresentadas no Capítulo 2, secção 2.6, sendo as mais evidentes: (i) o aumento da eficiência energética, (ii) da estabilidade do sistema elétrico, (iii) da qualidade energética devido à proximidade do ponto de ligação entre a GD e as cargas e, consequente, (iv) da redução de perdas na transmissão e (v) redução de custos e de investimento quando comparada com a instalação de geração centralizada.

Deste modo, nas secções seguintes apresentam-se estudos e análises da rede de 13 nós com a existência de uma ou mais MR face às simulações realizadas nos cenários 1 e 2 desta secção.

7.3.2 Simulações com microrredes em modo de funcionamento interligado

Nesta secção são apresentados os estudos realizados à rede de 13 nós com a inclusão de uma MR, e interligada com a subestação. A subestação ligada ao nó 650 continua a equilibrar o fornecimento de potência ativa e reativa, sendo a referência da tensão para os restantes nós. Destaca-se o facto de uma MR poder funcionar tanto como uma fonte de energia bem como uma carga para a rede principal, injetando ou recebendo energia do sistema. Deste modo, para efeitos de simulação, no *software* é utilizado um gerador de forma a simular o comportamento de uma MR.

7.3.2.1 Cenário 3: rede com carga normal e uma microrrede

Nesta simulação está instalada uma MR no nó com o valor de tensão mais baixo que se registou na simulação relativa ao Cenário 1 (critério adotado para integrar MR na rede em estudo). Pelo perfil da tensão obtido no Cenário 1, representado na Figura 158, o valor da tensão mais baixo é o do nó 611 com 0,95823 pu, estando assim uma MR ligada neste nó.

Para a configuração da MR, considera-se que a sua capacidade (potência ativa e reativa) é definida com base no valor das potências da carga instalada no mesmo nó (*i.e.*, 50% da carga). Assim, a capacidade da MR considerada neste estudo assume os valores descritos na tabela seguinte.

Tabela 15 - Dados da Microrrede 1 – Cenário 3

	$P_{\text{máximo}}$ (kW)	$P_{\text{mínimo}}$ (kW)	$Q_{\text{máximo}}$ (kVAr)	$Q_{\text{mínimo}}$ (kVAr)
Microrrede 1	119	-40	56	-28

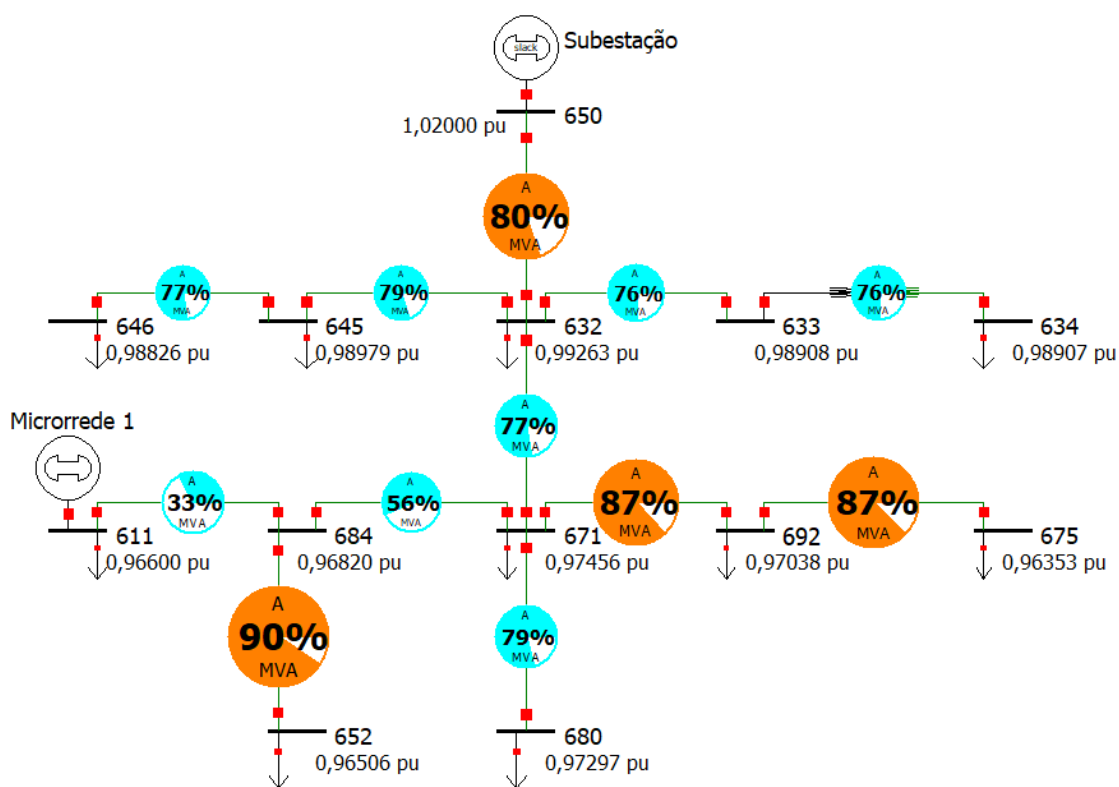


Figura 161 - Esquema da rede de 13 nós com uma MR e carga normal – Cenário 3

Na figura 161 está ilustrada a rede com a MR instalada no nó 611. O primeiro impacto, que ressalta imediatamente à vista, quando comparado com os resultados da Figura 149 (relativa ao Cenário 1 – sistema sem MR), é a diminuição da carga existente nas linhas próximas da MR (671-684 e 684-611), bem como nas linhas de com o maior trânsito de potências (650-632 e 632-671).

Outro efeito importante que se pode retirar da Figura 161 (por comparação com a Figura 149) é que a introdução da MR origina uma melhoria no nível de tensão em quase todos os nós da rede. Esta melhoria verifica-se, principalmente, nos nós que estão próximos ao nó 611 onde foi introduzida a MR, tendo o próprio nó uma melhoria significativa neste aspeto, deixando de ser o nó com o nível de tensão mais baixo.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,12	0,06	-0,04	0,12	-0,03	0,06
650	2,84	1,80	-1,33	4,00	-1,50	3,00

Figura 162 - Valores das potências fornecidas pela subestação (nó 650) e pela MR 1 (nó 611) - Cenário 3

Os resultados apresentados na Figura 162 mostram que a potência ativa e reativa fornecida pela MR (nó 611) impõe uma redução de potência injetada pela subestação (nó 650), sendo agora da ordem de $P = 2844 \text{ kW}$ e $Q = 1800 \text{ kVar}$. O balanço entre a subestação e a MR satisfaz a procura de energia (cargas), que em conjunto fornecem o total de $P = 2963 \text{ kW}$ e $Q = 1856 \text{ kVar}$. A diminuição da carga nas linhas 650-632 e 632-671 deve-se, precisamente, ao facto de a subestação ter reduzido a injeção de energia para o sistema (com o contributo da MR).

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,1	0,4	32,7	0,00	0,00
632	633	Line	0,2	0,2	0,3	0,4	75,8	0,00	0,00
632	645	Line	0,6	0,4	0,7	0,8	79,5	0,00	0,00
650	632	Line	2,8	1,8	3,4	4,2	80,1	0,04	0,11
632	671	Line	1,9	1,1	2,2	2,9	77,4	0,02	0,05
633	634	Transforme	0,2	0,2	0,3	0,4	75,5	0,00	0,00
645	646	Line	0,3	0,2	0,4	0,5	77,4	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	90,4	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	78,9	0,00	0,00
671	684	Line	0,3	0,2	0,3	0,6	56,1	0,00	0,00
671	692	Line	0,9	0,5	1,0	1,2	86,9	0,00	0,01
692	675	Line	0,7	0,3	0,7	0,8	87,4	0,00	0,00

Figura 163 – Trânsitos de potências nos ramos e respetivas perdas – Cenário 3

Na Figura 163 é possível analisar detalhadamente os trânsitos de potências nas linhas. Assim, confirma-se que existe um alívio nas linhas de transmissão face ao Cenário 1. Como tal, também se verifica uma redução das perdas elétricas nas linhas.

Através das equações (50) e (51), o valor das perdas totais obtido é agora de 50 kW ($P_{\text{perdas}} = 2963 - 2913 = 50 \text{ kW}$) e em percentagem de 1,71% ($P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{50}{2913} \cdot 100 = 1,71\%$).

A introdução da MR origina uma diminuição das perdas no sistema, registando-se uma diminuição de 16 kW face ao Cenário 1 (sem MR) o que corresponde a cerca de 24%.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
550	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99263	14,889	-1,29	0,09	0,05
645	15,00	0,98979	14,847	-1,39	0,24	0,18
633	15,00	0,98908	14,836	-1,37		
634	0,40	0,98907	0,396	-1,37	0,22	0,15
646	15,00	0,98826	14,824	-1,46	0,32	0,18
671	15,00	0,97456	14,618	-2,22	0,54	0,31
680	15,00	0,97297	14,595	-2,30	0,16	0,10
692	15,00	0,97038	14,556	-2,41	0,24	0,21
684	15,00	0,96820	14,523	-2,31		
611	15,00	0,96600	14,490	-2,35	0,24	0,11
652	15,00	0,96506	14,476	-2,27	0,18	0,12
675	15,00	0,96353	14,453	-2,46	0,68	0,27

Figura 164 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó – Cenário 3

A Figura 164 permite concluir que há uma diminuição das quedas de tensão na rede. Agora, o nó 675 é o que tem o valor de tensão mais baixo (com 0,96353 pu) e, assim, com a maior variação relativamente ao limite (estipulado) de 5%, com 3,64%. Este facto implica uma melhoria no perfil de tensão do sistema (Figura 165) e, como tal, nos níveis de qualidade energética.

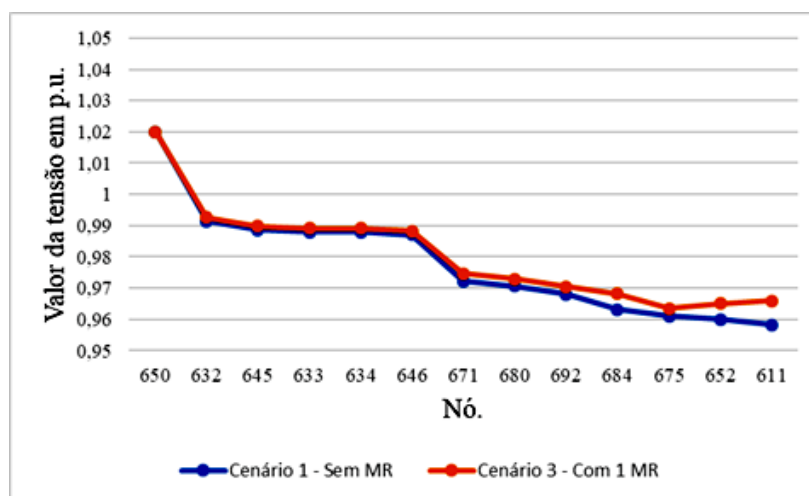


Figura 165 – Comparação dos perfis de tensão - Cenário 1 e Cenário 3

Na Figura 165 (comparação dos perfis de tensão referente aos cenários 1 e 3) confirma-se a melhoria dos níveis de tensão em todo o sistema com a introdução de uma MR.

7.3.2.2 Cenário 4: rede com carga normal e duas microrredes

Nesta simulação adiciona-se mais uma MR no nó com a tensão mais baixa verificada no Cenário 3. Assim, os valores dos níveis de tensão obtidos no Cenário 3, disponíveis na Figura 164, indicam que o valor mais baixo é o do nó 675 com 0,96353 pu. Para a configuração da MR, considera-se que os valores máximos de potência ativa e reativa correspondem a 50% do valor das potências da carga instalada no mesmo nó. Assim, na Tabela 16 disponibiliza-se a informação relativa à capacidade da Microrrede 2. A Microrrede 1 mantém os mesmos parâmetros especificados na Tabela 15 afeta ao estudo anterior.

Tabela 16 - Dados da Microrrede 2 – Cenário 4

	P _{máximo} (kW)	P _{mínimo} (kW)	Q _{máximo} (kVar)	Q _{mínimo} (kA)
Microrrede 2	339,5	- 113	133	- 66,5

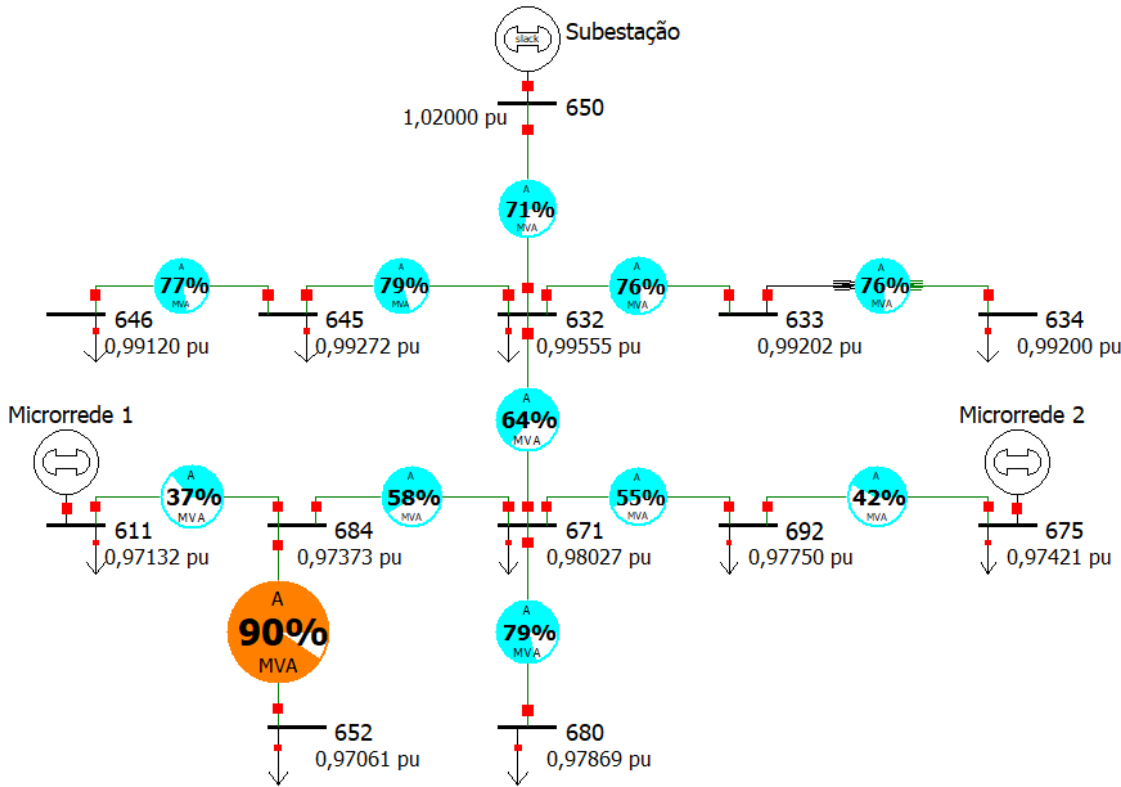


Figura 166 - Esquema do sistema com duas MR e carga normal – Cenário 4

Pela Figura 166, com a implementação da segunda MR, comparando com os resultados obtidos no Cenário 3 (rede com uma MR, Figura 161), verifica-se uma diminuição da carga nas linhas próximas da segunda MR (671-692 e 692-675). Do mesmo modo, também se verifica um alívio dos trânsitos de potências nas linhas 650-632 e 632-671. À semelhança do cenário anterior, a introdução da segunda MR permite melhorar ainda mais os níveis de tensão em todo sistema. Neste sentido, é o próprio nó 675 aquele que regista uma maior subida do nível de tensão.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,12	0,06	-0,04	0,12	-0,03	0,06
650	2,49	1,62	-1,33	4,00	-1,50	3,00
675	0,34	0,13	0,00	0,34	-0,07	0,13

Figura 167 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611) e MR 2 (nó 675) - Cenário 4

A introdução da segunda MR permite à subestação fornecer menos potência à rede, sendo agora $P = 2490$ kW e $Q = 1624$ kVar. A produção total, subestação em conjunto com as duas MR, corresponde a $P = 2948,5$ kW e $Q = 1813$ kVar (Figura 167).

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,1	0,4	36,6	0,00	0,00
632	633	Line	0,2	0,2	0,3	0,4	75,8	0,00	0,00
632	645	Line	0,6	0,4	0,7	0,8	79,5	0,00	0,00
650	632	Line	2,5	1,6	3,0	4,2	70,7	0,03	0,09
632	671	Line	1,6	1,0	1,9	2,9	64,3	0,01	0,04
633	634	Transforme	0,2	0,2	0,3	0,4	75,5	0,00	0,00
645	646	Line	0,3	0,2	0,4	0,5	77,4	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	90,4	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	78,9	0,00	0,00
671	684	Line	0,3	0,2	0,4	0,6	58,4	0,00	0,00
671	692	Line	0,6	0,3	0,7	1,2	55,4	0,00	0,00
692	675	Line	0,3	0,1	0,4	0,8	42,2	0,00	0,00

Figura 168 – Trânsitos de potências nos ramos da rede e respetivas perdas - Cenário 4

Ao comparar com os resultados obtidos no Cenário 3, na Figura 168 é possível ver o efeito que teve a inclusão da segunda MR nos trânsitos de potência. A diminuição dos trânsitos de potências nas linhas em torno do nó 675 também teve influência na diminuição das potências nas linhas 650-632 e 632-671. Dado que estas duas linhas são as que transmitem mais potência, uma redução do seu valor proporciona, desde logo, uma significativa diminuição das perdas.

O valor das perdas totais do sistema - equações (50) e (51) é

$$P_{\text{perdas}} = 2948,5 - 2913 = 35 \text{ kW e em percentagem é } P_{\text{perdas}}(\%) = \frac{35}{2913} \cdot 100 = 1,20\%.$$

Continua a verificar-se uma diminuição das perdas elétricas com a implementação de uma nova MR.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
650	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99555	14,933	-1,11	0,09	0,05
645	15,00	0,99272	14,891	-1,22	0,24	0,18
633	15,00	0,99202	14,880	-1,20		
634	0,40	0,99200	0,397	-1,20	0,22	0,15
646	15,00	0,99120	14,868	-1,28	0,32	0,18
671	15,00	0,98027	14,704	-1,86	0,54	0,31
680	15,00	0,97869	14,680	-1,94	0,16	0,10
692	15,00	0,97750	14,662	-1,97	0,24	0,21
675	15,00	0,97421	14,613	-2,00	0,68	0,27
684	15,00	0,97373	14,606	-1,97		
611	15,00	0,97132	14,570	-2,02	0,24	0,11
652	15,00	0,97061	14,559	-1,92	0,18	0,12

Figura 169 - Valores da tensão (amplitude e fase) nos nós da rede - Cenário 4

Através da Figura 169 verifica-se que, com a inclusão da segunda MR, há uma diminuição das quedas de tensão na rede face ao Cenário 3. Regista-se agora uma maior aproximação das tensões do respetivo valor nominal (1 pu). O nó 652 é o regista o menor valor de tensão, com 0,97061 pu e uma variação de 2,94%.

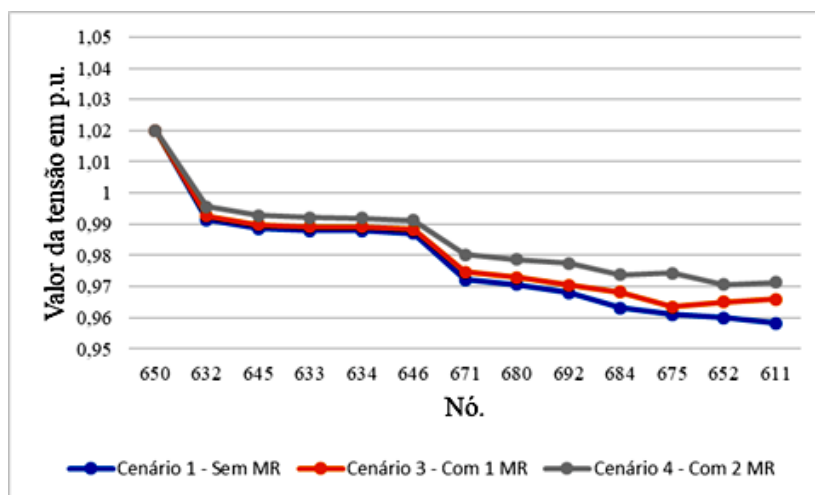


Figura 170 – Comparação dos perfis de tensão - Cenário 1, Cenário 3 e Cenário 4

Pela Figura 170 verifica-se que (com a inclusão das duas MR) foi possível melhorar o perfil de tensão da rede. Agora os valores são sempre superiores a 0,97 pu, enquanto que

para a rede sem MR (Cenário 1) havia valores próximos do 0,95 pu (valor mínimo estipulado para o sistema).

7.3.2.3 Cenário 5: rede com carga normal e quatro microrredes

Nesta simulação são adicionadas mais duas MR ao sistema face ao estudo realizado na secção anterior (Cenário 4). As novas MR são instaladas nos dois nós cujas linhas (a montante) apresentam menor capacidade de transmissão (Figura 166). Assim, como mostra a Figura 171 estas duas MR estão ligadas aos nós 652 e 680. Para a configuração das MR considera-se que os seus valores máximos de potência ativa e reativa são iguais a 50% dos valores das potências da carga instalada no mesmo nó, conforme tabela seguinte.

Tabela 17 - Dados das Microrredes 3 e 4 - Cenário 5

	P _{máximo} (kW)	P _{mínimo} (kW)	Q _{máximo} (kVAr)	Q _{mínimo} (kA)
Microrrede 3	90	- 30	60	-30
Microrrede 4	81,5	-27,17	48	-24

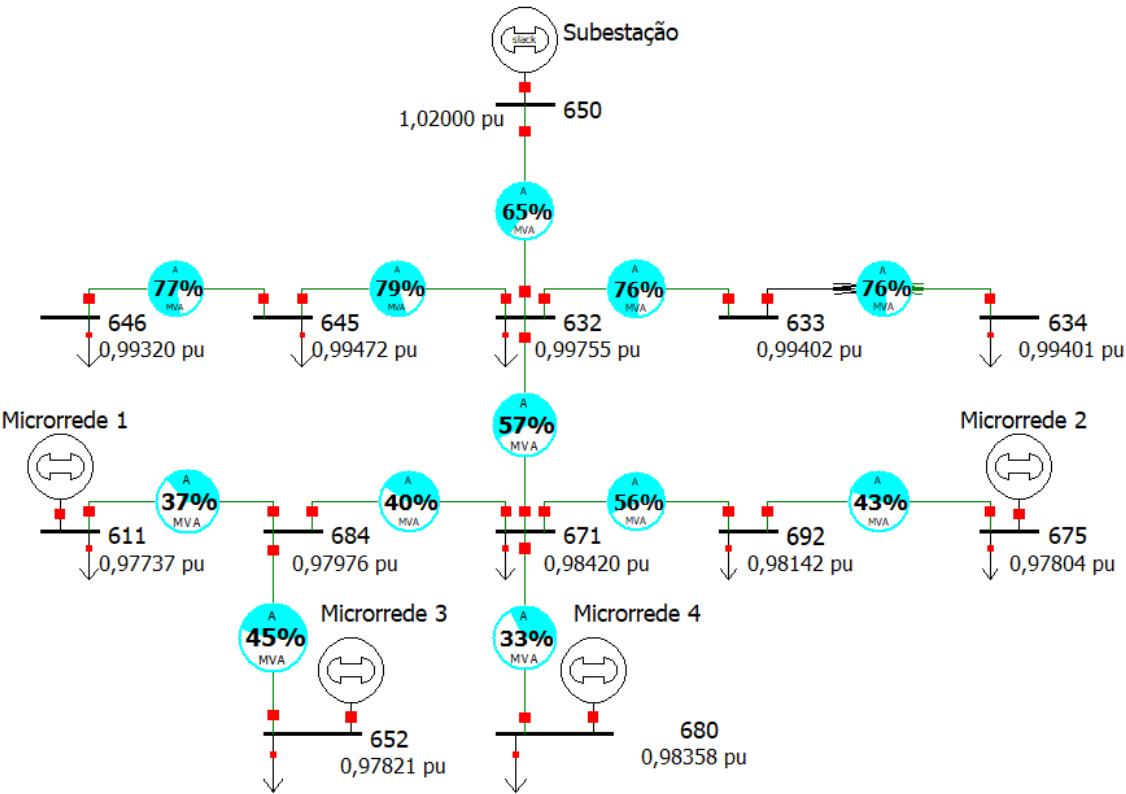


Figura 171- Esquema da rede com quatro MR e carga normal – Cenário 5

Através dos resultados obtidos (parcialmente disponíveis na Figura 171) neste Cenário 5, é possível concluir que a integração de MR nas redes elétricas contribui favoravelmente para o funcionamento do sistema (em regime estacionário). Neste âmbito, destaca-se o alívio dos trânsitos de potências nas linhas. Enquanto que no Cenário 4 (duas MR) as linhas 684-652 e 671-680 apresentam valores próximos da sua capacidade de transmissão, agora (com quatro MR) verifica-se que estas linhas apresentam cerca de metade desse valor.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,12	0,06	-0,04	0,12	-0,03	0,06
650	2,31	1,48	-1,33	4,00	-1,50	3,00
652	0,09	0,06	-0,03	0,09	-0,03	0,06
675	0,34	0,13	0,00	0,34	-0,07	0,13
680	0,09	0,06	0,00	0,09	-0,03	0,06

Figura 172 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) - Cenário 5

A potência fornecida está agora repartida pelas quatro MR e pela subestação que fornece $P = 2311$ kW e $Q = 1480$ kVar, sendo o total fornecido $P = 2951$ kW e $Q = 1777$ kVar (Figura 172).

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,1	0,4	36,6	0,00	0,00
632	633	Line	0,2	0,2	0,3	0,4	75,8	0,00	0,00
632	645	Line	0,6	0,4	0,7	0,8	79,5	0,00	0,00
650	632	Line	2,3	1,5	2,7	4,2	65,3	0,03	0,07
632	671	Line	1,4	0,8	1,6	2,9	56,8	0,01	0,03
633	634	Transforme	0,2	0,2	0,3	0,4	75,5	0,00	0,00
645	646	Line	0,3	0,2	0,4	0,5	77,4	0,00	0,00
684	652	Line	0,1	0,1	0,1	0,2	45,1	0,00	0,00
671	680	Line	0,1	0,0	0,1	0,2	32,9	0,00	0,00
671	684	Line	0,2	0,1	0,2	0,6	40,1	0,00	0,00
671	692	Line	0,6	0,3	0,7	1,2	56,2	0,00	0,00
692	675	Line	0,3	0,1	0,4	0,8	43,5	0,00	0,00

Figura 173 – Trânsitos de potências nos ramos da rede - Cenário 5

Na Figura 173 apresentam-se os valores dos trânsitos de potências nos ramos da rede. A comparação destes valores com os obtidos na simulação relativa ao Cenário 1 (rede sem MR), verifica-se uma grande redução dos trânsitos de potências nas linhas. Esta situação é evidente através da comparação das percentagens de carga das linhas entre ambos os cenários. Como tal, também é evidente a diminuição das perdas nas duas linhas principais, 650-632 e 632-671. O valor das perdas – usando as equações (50) e (51) – é agora de

$$P_{\text{perdas}} = 2951 - 2913 = 38\text{kW e em percentagem } P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{38}{2913} \cdot 100 = 1,30\%.$$

Com a introdução das quatro MR foi possível diminuir as perdas de 2,60% para 1,30%, equivalente a cerca de metade.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
650	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99755	14,963	-1,04	0,09	0,05
645	15,00	0,99472	14,921	-1,14	0,24	0,18
633	15,00	0,99402	14,910	-1,12		
634	0,40	0,99401	0,398	-1,12	0,22	0,15
646	15,00	0,99320	14,898	-1,21	0,32	0,18
671	15,00	0,98420	14,763	-1,70	0,54	0,31
680	15,00	0,98358	14,754	-1,74	0,16	0,10
692	15,00	0,98142	14,721	-1,81	0,24	0,21
684	15,00	0,97976	14,696	-1,78		
652	15,00	0,97821	14,673	-1,76	0,18	0,12
675	15,00	0,97804	14,671	-1,84	0,68	0,27
611	15,00	0,97737	14,661	-1,83	0,24	0,11

Figura 174 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede - Cenário 5

Com o incremento de MR verifica-se uma constante diminuição das quedas de tensão ao longo da rede. Regista-se, assim, uma maior aproximação dos valores da tensão nos nós ao valor de referência (tensão nominal de 1 pu), como mostra a Figura 174. A máxima variação de tensão registada agora é de 2,26% (5% é o valor máximo estipulado para o sistema).

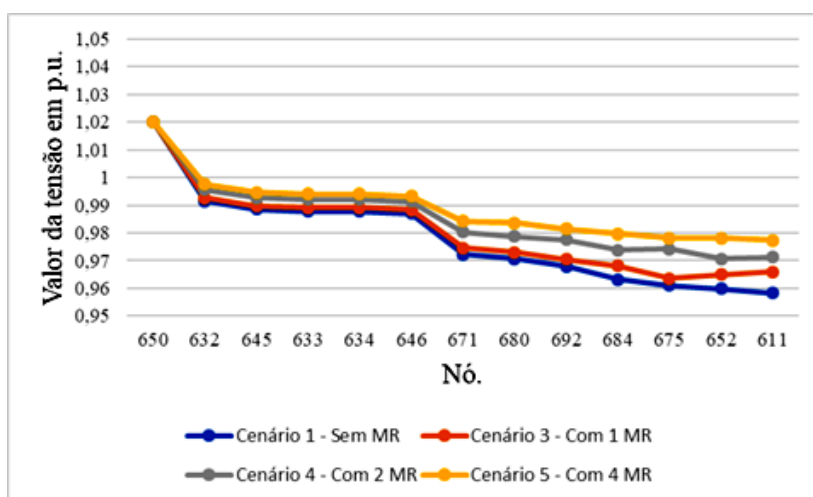


Figura 175- Perfis de tensão obtidos em alguns cenários, incluindo o do Cenário 5

A comparação dos perfis de tensão registada na Figura 175, evidencia a melhoria dos níveis de tensão com a introdução de MR, que se traduz na redução das quedas de tensão. A continuada melhoria dos perfis de tensão deve-se à descentralização do fornecimento de energia ao sistema, resultante da implementação de MR em diferentes pontos na rede.

7.3.2.4 Comentários extraídos da rede com MR

As simulações realizadas nos cenários 3, 4 e 5 (implementação de MR no sistema) permitiram analisar os resultados/efeitos que as MR proporcionam nas redes de distribuição.

No Cenário 1, o funcionamento da rede mostra que as linhas estão com um nível de carga inferior à sua capacidade de potência, sendo que algumas das linhas já apresentam valores próximos do seu limite.

À medida que foram sendo introduzidas novas MR no sistema, verifica-se uma maior diminuição nos trânsitos de potências nas linhas, aumentando assim a disponibilidade de carga das linhas face às respetivas capacidades de transmissão. Esta situação também se traduz numa consecutiva diminuição das perdas elétricas do sistema. Com a inclusão das MR, o sistema deixa de ficar totalmente dependente da subestação. A subestação diminui o seu fornecimento de energia em função da potência gerada pelas MR (parte da energia é fornecida pelas MR). Outro efeito importante, proporcionado pelas MR, é a melhoria do perfil de tensão. Neste caso, verifica-se que a instalação (estratégica) das MR permite a subida dos níveis de tensão nos nós. Os resultados das simulações apresentadas mostram uma importante diminuição da máxima variação de tensão, passando de 4,18% para 2,28% (limite estipulado de $\pm 5\%$).

Assim sendo, os resultados permitem concluir que a inclusão de MR melhoram a qualidade energética e a segurança do sistema. A principal razão, associada a esta facto, reside na descentralização da produção de energia (GD), permitindo fornecer energia cada vez mais próximo das cargas.

7.3.2.5 Cenário 6: aumento de 20% da carga e uma microrrede

Nesta simulação considera-se a instalação de uma MR na rede de distribuição apresentada no Cenário 2 (aumento de 20% nos valores das cargas do sistema). Como descrito nessa secção 7.3.1.2, verifica-se a existência de trânsitos de potências em linhas que excedem a respetiva capacidade de transmissão. Além deste problema também se verificam outros, tais como: significativa alteração no perfil de tensão, com quedas de tensão que violam os limites estipulados.

Neste caso, a introdução de uma MR permite fazer uma avaliação analítica ao comportamento do sistema. Assim, será possível aferir o impacto que a MR tem no sistema. A MR está instalada no nó com a tensão mais baixa verificada no Cenário 2, o que pela Figura 158 corresponde ao nó 611 (com 0,94485 pu).

A MR considerada tem uma potência ativa e reativa que corresponde a 50% do valor das potências da carga instalada no mesmo nó, de acordo com a tabela seguinte.

Tabela 18 - Dados da Microrrede 1 – Cenário 6

	P_{maximo} (kW)	P_{minimo} (kW)	Q_{maximo} (kVar)	Q_{minimo} (kVar)
Microrrede 1	143	-47,67	67	-33,5

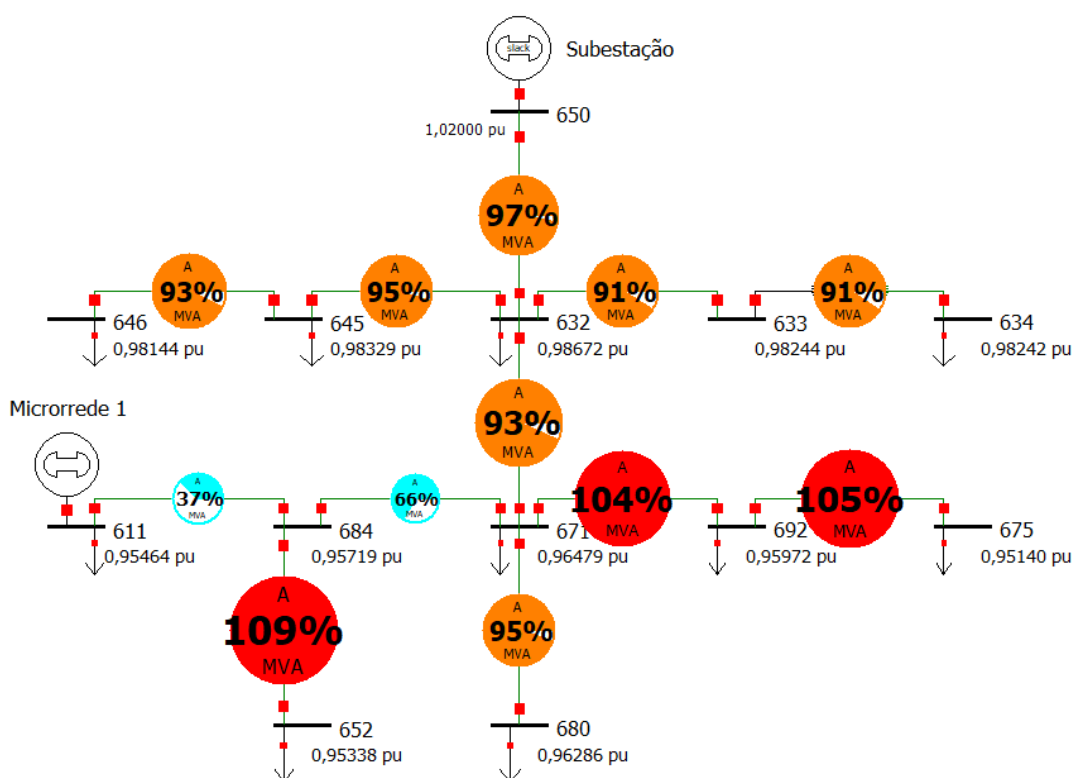


Figura 176 - Esquema da rede com uma MR e carga aumentada – Cenário 6

A Figura 176 disponibiliza alguns resultados obtidos neste estudo, nomeadamente, o módulo das tensões nodais e as percentagens dos trânsitos de potência nos ramos da rede. A comparação destes resultados com os do Cenário 2 mostra que a introdução de uma MR origina o seguinte:

- As linhas de transmissão 611-684 e 684-671 deixam de estar próximas do seu limite de capacidade de trânsito de potências, o mesmo se verificando para a linha 632-671 (linha importante, dada a sua localização) que está agora com uma carga de 93%.
- Não há nós com níveis de tensão abaixo do valor estipulado de 0,95 pu. O módulo da tensão com o valor mais baixo é 0,95140 pu relativo ao nó 675.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,14	0,07	-0,07	0,14	-0,03	0,07
650	3,42	2,21	-1,33	4,00	-1,50	3,00

Figura 177 - Valores das potências fornecidas pela subestação (nó 650) e MR 1 (nó 611) – Cenário 6

Na Figura 177 observa-se que com a participação da MR, a subestação passa a fornecer $P = 3422$ kW e $Q = 2206$ kVar, sendo a produção total de $P = 3565$ kW e $Q = 2273$ kVar.

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,1	0,4	37,2	0,00	0,00
632	633	Line	0,3	0,2	0,3	0,4	91,1	0,00	0,00
632	645	Line	0,7	0,4	0,8	0,8	95,5	0,00	0,00
650	632	Line	3,4	2,2	4,1	4,2	96,9	0,06	0,16
632	671	Line	2,3	1,4	2,7	2,9	93,1	0,03	0,08
633	634	Transforme	0,3	0,2	0,3	0,4	90,7	0,00	0,00
645	646	Line	0,4	0,2	0,4	0,5	92,8	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,3	0,2	108,5	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	94,8	0,00	0,00
671	684	Line	0,3	0,2	0,4	0,6	66,2	0,00	0,00
671	692	Line	1,1	0,6	1,3	1,2	104,5	0,00	0,01
692	675	Line	0,8	0,3	0,9	0,8	105,0	0,01	0,00

Figura 178 - Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema – Cenário 6

Apesar da instalação da MR permitir aliviar os trânsitos de potências das linhas e a maioria das linhas de transmissão apresentar valores próximos da sua capacidade, há ainda três linhas (684-652, 671-692 e 692-675) que ultrapassam o seu limite. No entanto, verifica-se o efeito (forte) da MR dado que no Cenário 2 a linha 684-611 está com 88,2% da sua capacidade e agora passa a estar com 37,2% (com uma MR).

O valor das perdas – equações (50) e (51) – é de $P_{\text{perdas}} = 3565 - 3496 = 69 \text{ kW}$, em percentagem $P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{69}{3496} \cdot 100 = 1,97\%$. Releva-se o facto de a introdução de uma MR proporcionar uma redução das perdas em cerca de 45 kW face ao Cenário 2.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
650	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,98672	14,801	-1,55	0,11	0,07
645	15,00	0,98329	14,749	-1,68	0,29	0,21
633	15,00	0,98244	14,737	-1,65		
634	0,40	0,98242	0,393	-1,65	0,27	0,19
646	15,00	0,98144	14,722	-1,76	0,39	0,22
671	15,00	0,96479	14,472	-2,68	0,65	0,37
680	15,00	0,96286	14,443	-2,78	0,20	0,12
692	15,00	0,95972	14,396	-2,91	0,29	0,25
684	15,00	0,95719	14,358	-2,79		
611	15,00	0,95464	14,320	-2,83	0,29	0,13
652	15,00	0,95338	14,301	-2,74	0,22	0,14
675	15,00	0,95140	14,271	-2,98	0,81	0,32

Figura 179 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó - Cenário 6

Pela Figura 179 verifica-se que a introdução da MR origina um aumento dos níveis de tensão nos nós da rede, estando agora todos dentro do limite de 5% (com uma variação máxima de 4,86%). O nó com o valor de tensão mais baixo passa a ser o 675 com 0,95140 pu.

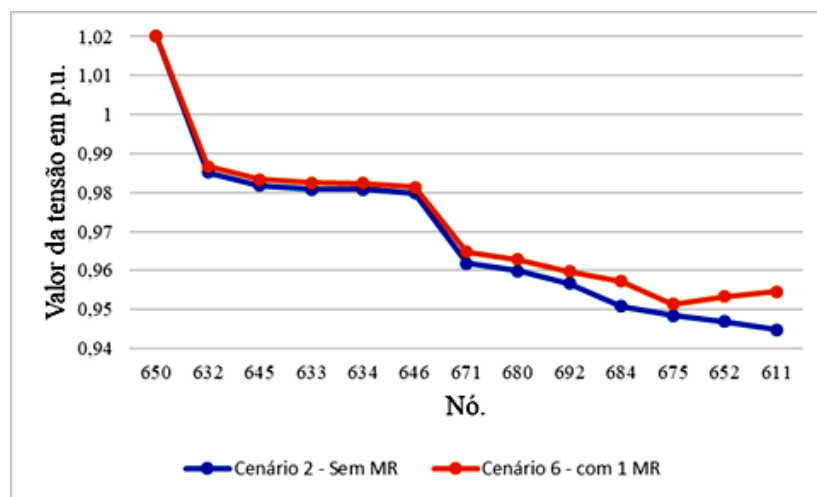


Figura 180 - Perfis de tensão – Cenário 2 e Cenário 6

Através da Figura 180, comparação dos perfis de tensão obtidos nas simulações do Cenário 2 e Cenário 6, é possível concluir que existe uma melhoria nos níveis de tensão em todos os nós. Esta melhoria torna-se mais evidente no nó 611 onde está instalada a MR (inversão da tendência face ao Cenário 2).

7.3.2.6 Cenário 7: aumento da carga em 20% e duas microrredes

Nesta simulação adiciona-se uma MR no nó com a tensão mais baixa verificada na simulação anterior (Cenário 6). Assim, de acordo com a Figura 179, o valor de tensão mais baixo é 0,95140 pu, nó 675. A nova MR (ligada ao nó 675) tem a capacidade (valores máximos de potência ativa e reativa igual a 50% dos valores das potências da carga instalada no mesmo nó) indicada na tabela seguinte.

Tabela 19 – Dados da Microrrede 2 – Cenário 7

	$P_{\text{máximo}}$ (kW)	$P_{\text{mínimo}}$ (kW)	$Q_{\text{máximo}}$ (kVar)	$Q_{\text{mínimo}}$ (kVar)
Microrrede 2	407	-135,67	159,5	-79,75

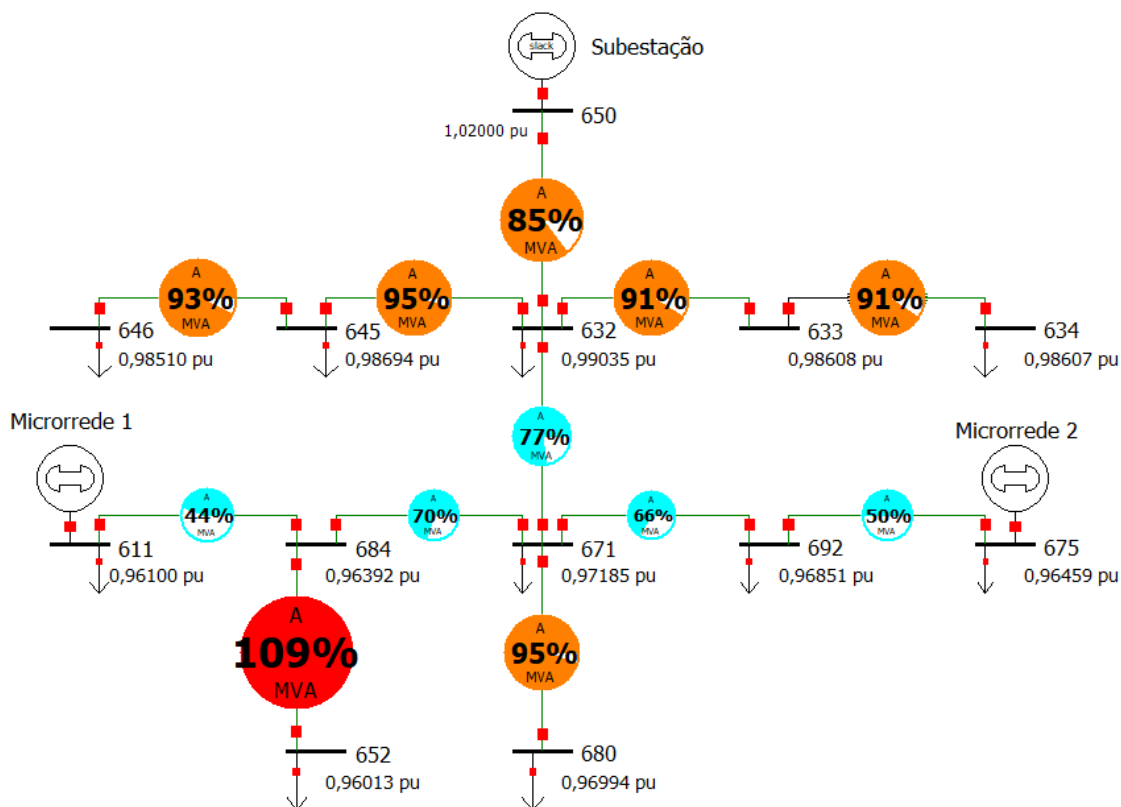


Figura 181 - Esquema da rede com duas MR e carga aumentada – Cenário 7

Na Figura 181, as linhas de transmissão 671-692 e 692-675 (na simulação anterior estavam em sobrecarga) estão agora a funcionar bastante abaixo da sua capacidade de transmissão. A linha 632-671 regista uma grande diminuição do trânsito de potência, estando agora a 77% da sua capacidade enquanto que no Cenário 6 estava com 93%. No entanto, ainda se verifica uma linha em sobrecarga, 684-652.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,14	0,07	-0,07	0,14	-0,03	0,07
650	2,99	1,98	-1,33	4,00	-1,50	3,00
675	0,41	0,16	-0,14	0,41	-0,08	0,16

Figura 182 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611) e MR 2 (nó 675) – Cenário 7

A introdução da segunda MR faz com que a subestação forneça menos potência à rede (agora com $P = 2993 \text{ kW}$ e $Q = 1979 \text{ kVar}$, Figura 182). As potências totais (subestação em conjunto com as duas MR) é $P = 3543 \text{ kW}$ e $Q = 2205,5 \text{ kVar}$.

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,2	0,4	44,0	0,00	0,00
632	633	Line	0,3	0,2	0,3	0,4	91,1	0,00	0,00
632	645	Line	0,7	0,4	0,8	0,8	95,5	0,00	0,00
650	632	Line	3,0	2,0	3,6	4,2	85,4	0,04	0,13
632	671	Line	1,9	1,2	2,2	2,9	77,3	0,02	0,05
633	634	Transforme	0,3	0,2	0,3	0,4	90,7	0,00	0,00
645	646	Line	0,4	0,2	0,4	0,5	92,8	0,00	0,00
684	652	Line	0,2	0,1	0,3	0,2	108,5	0,00	0,00
671	680	Line	0,2	0,1	0,2	0,2	94,8	0,00	0,00
671	684	Line	0,4	0,2	0,4	0,6	70,2	0,00	0,00
671	692	Line	0,7	0,4	0,8	1,2	66,0	0,00	0,00
692	675	Line	0,4	0,2	0,4	0,8	49,8	0,00	0,00

Figura 183 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema - Cenário 7

A comparação dos valores da Figura 183 com os do Cenário 6 revela uma redução dos trânsitos de potências, principalmente nas linhas mais próximas do nó 675 (onde foi instalada a nova MR), sendo evidenciado pela redução da percentagem de carga da linha. É de notar que a linha 684-652 ainda se encontra congestionada (trânsito de potências acima do seu limite). O valor das perdas totais – através das equações (50) e (51) – corresponde a $P_{\text{perdas}} = 3543 - 3496 = 47 \text{ kW}$, sendo em percentagem $P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{47}{3496} \cdot 100 = 1,34\%$. Continua a verificar-se uma diminuição das perdas elétricas com a implementação de mais MR.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
650	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99035	14,855	-1,34	0,11	0,07
645	15,00	0,98694	14,804	-1,47	0,29	0,21
633	15,00	0,98608	14,791	-1,44		
634	0,40	0,98607	0,394	-1,44	0,27	0,19
646	15,00	0,98510	14,776	-1,55	0,39	0,22
671	15,00	0,97185	14,578	-2,25	0,65	0,37
680	15,00	0,96994	14,549	-2,34	0,20	0,12
692	15,00	0,96851	14,528	-2,38	0,29	0,25
675	15,00	0,96459	14,469	-2,41	0,81	0,32
684	15,00	0,96392	14,459	-2,38		
611	15,00	0,96100	14,415	-2,44	0,29	0,13
652	15,00	0,96013	14,402	-2,32	0,22	0,14

Figura 184 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede - Cenário 7

Pode-se concluir, pela Figura 184, que a inclusão da segunda MR origina uma diminuição da queda de tensão na rede face à simulação anterior. O nó 652 é o que regista agora o menor valor de tensão, com 0,96013 pu (queda de tensão de 3,98%).

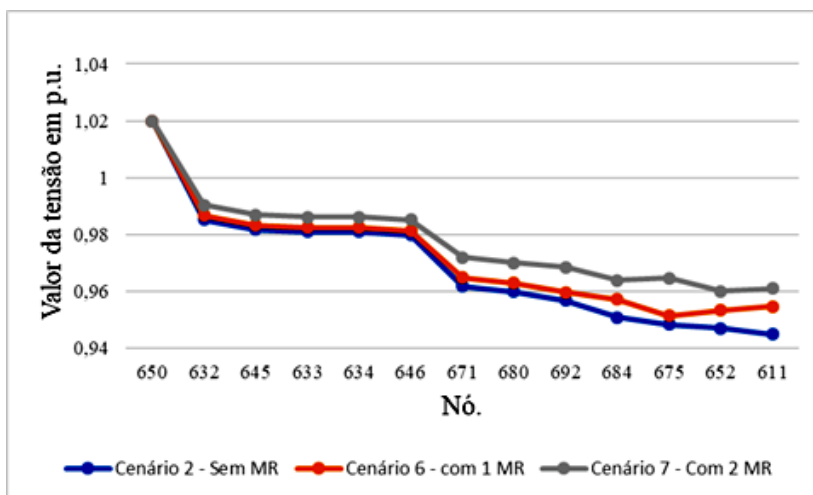


Figura 185- Perfis de tensão – Cenário 2, Cenário 6 e Cenário 7

A Figura 185 mostra que a inclusão de duas MR melhora o perfil de tensão da rede de distribuição. Neste caso, os valores de tensão são superiores a 0,96 pu, enquanto que para a rede sem MR há valores abaixo de 0,95 pu (valor mínimo para o sistema).

7.3.2.7 Cenário 8: carga aumentada em 20% e quatro microrredes

Nesta simulação são adicionadas duas MR ao sistema face ao Cenário 7. As novas MR são instaladas em dois nós com linhas de transmissão que apresentam a menor capacidade, que pela Figura 181 são os nós 652 e 680. Estas duas MR têm valores máximos de potência ativa e reativa igual a 50% dos valores das potências das cargas instaladas no mesmo nó. Assim, na tabela seguinte apresentam-se os parâmetros que definem a capacidade das novas MR.

Tabela 20 - Dados das Microrredes 3 e 4 – Cenário 8

	P_{maximo} (kW)	$P_{\text{mínimo}}$ (kW)	$Q_{\text{máximo}}$ (kVar)	$Q_{\text{mínimo}}$ (kVar)
Microrrede 3	108	- 36	72	-36
Microrrede 4	98	-32,67	57,5	-28,75

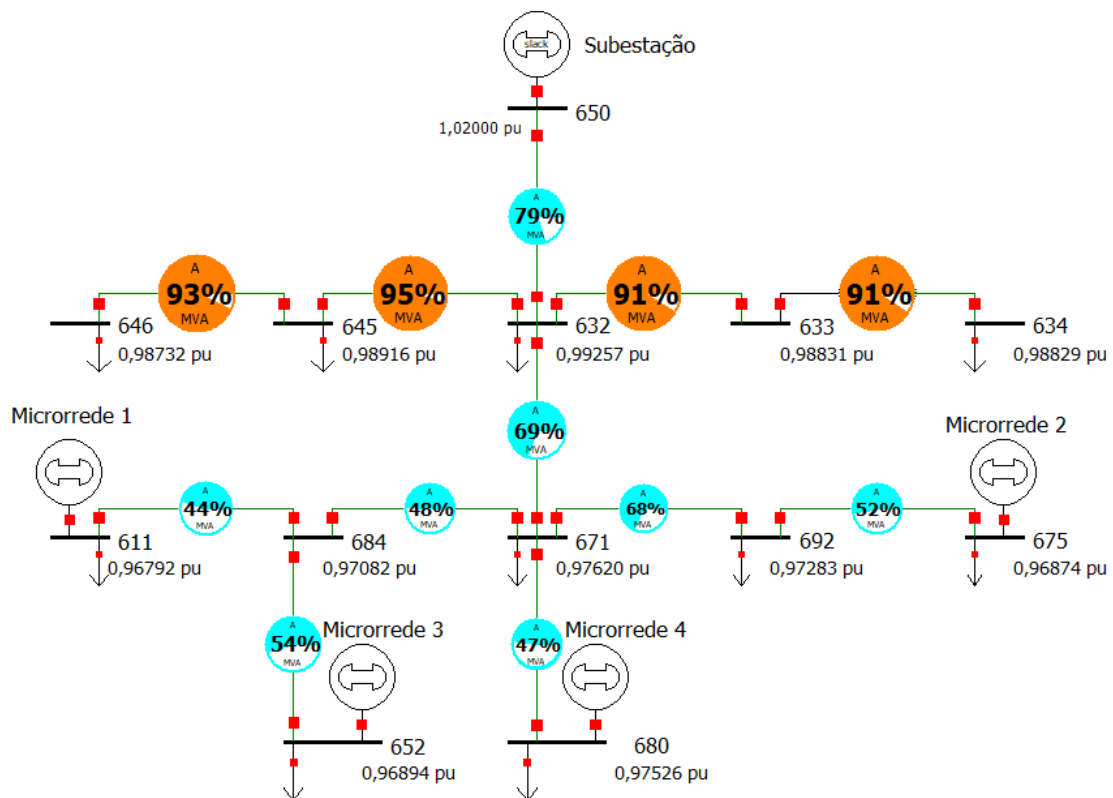


Figura 186 - Esquema do sistema com quatro MR e carga aumentada – Cenário 8

Como indica a Figura 186, a introdução das duas últimas MR nos nós 652 e 680 permitem (i) um grande alívio no trânsito de potências nas linhas e (ii) uma melhoria dos níveis de tensão do sistema. A rede funciona em boas condições de segurança (e qualidade) não havendo linhas congestionadas (algumas com carga mais próxima do seu limite do que outras) e tensões nodais em torno de 1 pu.

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,14	0,07	-0,07	0,14	-0,03	0,07
650	2,80	1,82	-1,33	4,00	-1,50	3,00
652	0,11	0,07	-0,04	0,11	-0,04	0,07
675	0,41	0,16	-0,14	0,41	-0,08	0,16
680	0,10	0,06	-0,03	0,10	-0,03	0,06

Figura 187 - Potências fornecidas pela subestação (nó 650), MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) – Cenário 8

Pela Figura 187, a potência fornecida pelas quatro MR e pela subestação (esta fornece agora 2799 kW e 1820 kVar) é agora $P=3555$ kW e $Q = 2176$ kVar.

Relativamente à potência reativa, destaca-se o facto de todas as MR estarem a fornecer o seu máximo (Figura 187). Esta situação está diretamente relacionada com a

regulação de tensão nos nós das MR. Por exemplo, o nó 680 apresenta uma tensão de 0,97526 pu devido ao facto da Microrrede 4 (ligada ao nó 680) estar a fornecer 57,5 kVar (valor máximo). Quanto mais elevada for a potência reativa fornecida num nó, mais elevado será o módulo da tensão nesse nó (e vice-versa).

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	0,1	0,1	0,2	0,4	44,0	0,00	0,00
632	633	Line	0,3	0,2	0,3	0,4	91,1	0,00	0,00
632	645	Line	0,7	0,4	0,8	0,8	95,5	0,00	0,00
650	632	Line	2,8	1,8	3,3	4,2	79,5	0,04	0,11
632	671	Line	1,7	1,0	2,0	2,9	69,2	0,01	0,04
633	634	Transforme	0,3	0,2	0,3	0,4	90,7	0,00	0,00
645	646	Line	0,4	0,2	0,4	0,5	92,8	0,00	0,00
684	652	Line	0,1	0,1	0,1	0,2	54,2	0,00	0,00
671	680	Line	0,1	0,1	0,1	0,2	47,3	0,00	0,00
671	684	Line	0,3	0,1	0,3	0,6	48,2	0,00	0,00
671	692	Line	0,7	0,4	0,8	1,2	67,6	0,00	0,00
692	675	Line	0,4	0,2	0,4	0,8	52,2	0,00	0,00

Figura 188 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos do sistema – Cenário 8

Ao comparar os valores da Figura 188 com os trânsitos de potências da simulação referente ao Cenário 2, torna-se evidente a redução de carga das linhas de transmissão da rede. Neste caso, todas as linhas estão a funcionar dentro dos seus limites, contrariamente ao que se verifica no Cenário 2. Esta situação impõe uma diminuição das perdas, sendo mais evidente nas linhas 650-632 e 632-671 que são as que transmitem mais energia. As perdas totais - pelas equações (50) e (51) – são agora $P_{\text{perdas}} = 3555 - 3496 = 59\text{kW}$, sendo em percentagem

$$P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{59}{3496} \cdot 100 = 1.68\%.$$

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
550	15,00	1,02000	15,300	0,00		
632	15,00	0,99257	14,889	-1,26	0,11	0,07
645	15,00	0,98916	14,837	-1,38	0,29	0,21
633	15,00	0,98831	14,825	-1,36		
634	0,40	0,98829	0,395	-1,36	0,27	0,19
646	15,00	0,98732	14,810	-1,46	0,39	0,22
671	15,00	0,97620	14,643	-2,07	0,65	0,37
680	15,00	0,97526	14,629	-2,12	0,20	0,12
692	15,00	0,97283	14,592	-2,21	0,29	0,25
684	15,00	0,97082	14,562	-2,17		
652	15,00	0,96894	14,534	-2,14	0,22	0,14
675	15,00	0,96874	14,531	-2,24	0,81	0,32
611	15,00	0,96792	14,519	-2,23	0,29	0,13

Figura 189 - Valores da tensão (amplitude e fase) em cada nó da rede – Cenário 8

Pela Figura 189, a implementação das MRs diminui a queda de tensão ao longo da rede elétrica. Verifica-se assim, uma vez mais, a aproximação das tensões nodais da rede do

valor da tensão nominal (1 pu), sendo agora a queda de tensão máxima de 3,21% (no Cenário 2 é 5,51%, ultrapassando os 5% estipulados).

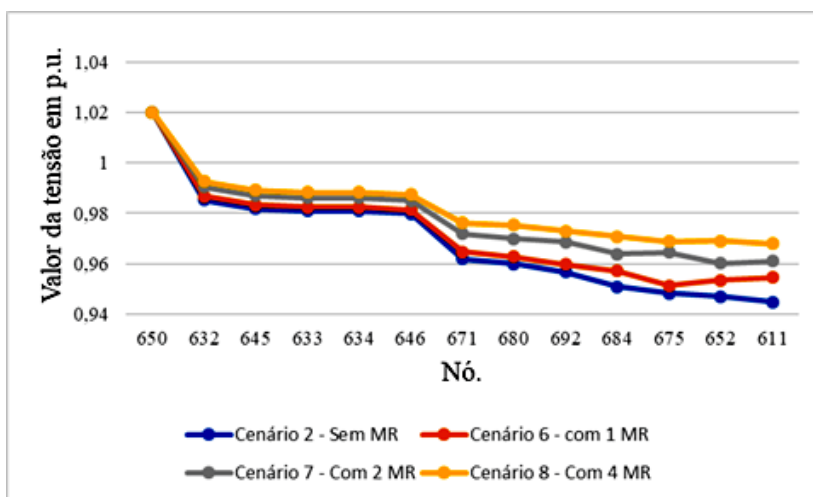


Figura 190 - Perfis de tensão – Cenários 2, 6, 7 e 8

Com a instalação de mais MR no sistema, verifica-se uma melhoria do seu perfil de tensão (Figura 190). Assim, os níveis de tensão aumentam substancialmente, de tal forma (aproximação do valor nominal) que se reflete numa melhoria significativa no funcionamento do sistema (em termos das linhas de transmissão e das perdas).

7.3.2.8 Comentários extraídos da rede com carga aumentada e MR

As simulações realizadas nos cenários 6, 7 e 8 consistiram no incremento sucessivo de MR face ao do Cenário 2. No Cenário 2 a rede não tem MR, as linhas de transmissão estão maioritariamente em sobrecarga e os nós apresentam níveis de tensão abaixo do valor mínimo (0,95 pu).

Com a inclusão de MR, verificou-se que as linhas de transmissão ligadas aos nós com MR vão ficando mais aliviadas (os trânsitos de potências diminuem), até não existirem linhas em sobrecarga com a inclusão de quatro MR (Cenário 8). Também se regista uma melhoria bastante significativa nos valores de tensão do sistema com a instalação de mais MR. Como tal, deixa de haver nós com valores de tensão inferiores ao valor mínimo estipulado (0,95 pu), melhorando o perfil de tensão do sistema como se observa na Figura 190.

Constata-se que a obtenção de melhores resultados para o funcionamento da rede de distribuição, em modo interligado, se consegue através da descentralização no fornecimento de energia (o sistema passar a ser alimentado em diversos pontos mais próximos das cargas mais importantes). Finalmente, conclui-se que a GD e as MR são bastante benéficas para as redes elétricas.

7.3.2.9 Cenário 9: rede com quatro microrredes e cargas prioritárias em modo isolado

Nesta simulação utiliza-se o sistema do Cenário 8 com o corte de fornecimento de energia proveniente da subestação. Assim, o sistema fica dependente apenas da capacidade das quatro MR, como indicado na tabela seguinte.

Tabela 21 - Dados da potência instalada das quatro microrredes – simulação nº9.

	$P_{\text{máximo}}$ (kW)	$P_{\text{mínimo}}$ (kW)	$Q_{\text{máximo}}$ (kVar)	$Q_{\text{mínimo}}$ (kVar)
Microrrede 1	143	-47,67	67	-33,5
Microrrede 2	407	- 135,67	159,5	- 79,5
Microrrede 3	108	- 36	72	-36
Microrrede 4	98	-32,67	57,5	-28,75
Total	756	-	356	-

Com o sistema a funcionar em modo isolado, é necessário escolher uma MR para funcionar como referência das tensões (e compensar as perdas do sistema). Para esta função é escolhida a Microrrede 2 por apresentar a maior capacidade de fornecimento. O nó ao qual esta MR está ligada, o nó 675, passa a ser o nó de referência para as fases das tensões.

Relativamente às cargas, considera-se que as cargas existentes nos cenários anteriores também fazem parte deste estudo, mas agora com a atribuição de valores referentes a cargas prioritárias. As cargas prioritárias assumem os valores apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 - Potências das cargas prioritárias – Cenário 9

Nó	kW	kvar
634	47	32
645	50	36
646	68	39
652	38	25
671	113	66
675	143	56
692	50	44
611	50	23
632	20	11
680	34	19
Total	613	351

Como mostra a Figura 191, o sistema em estudo já não tem ligação com a subestação e que a MR 2 aparece como referência das tensões para toda a rede elétrica.

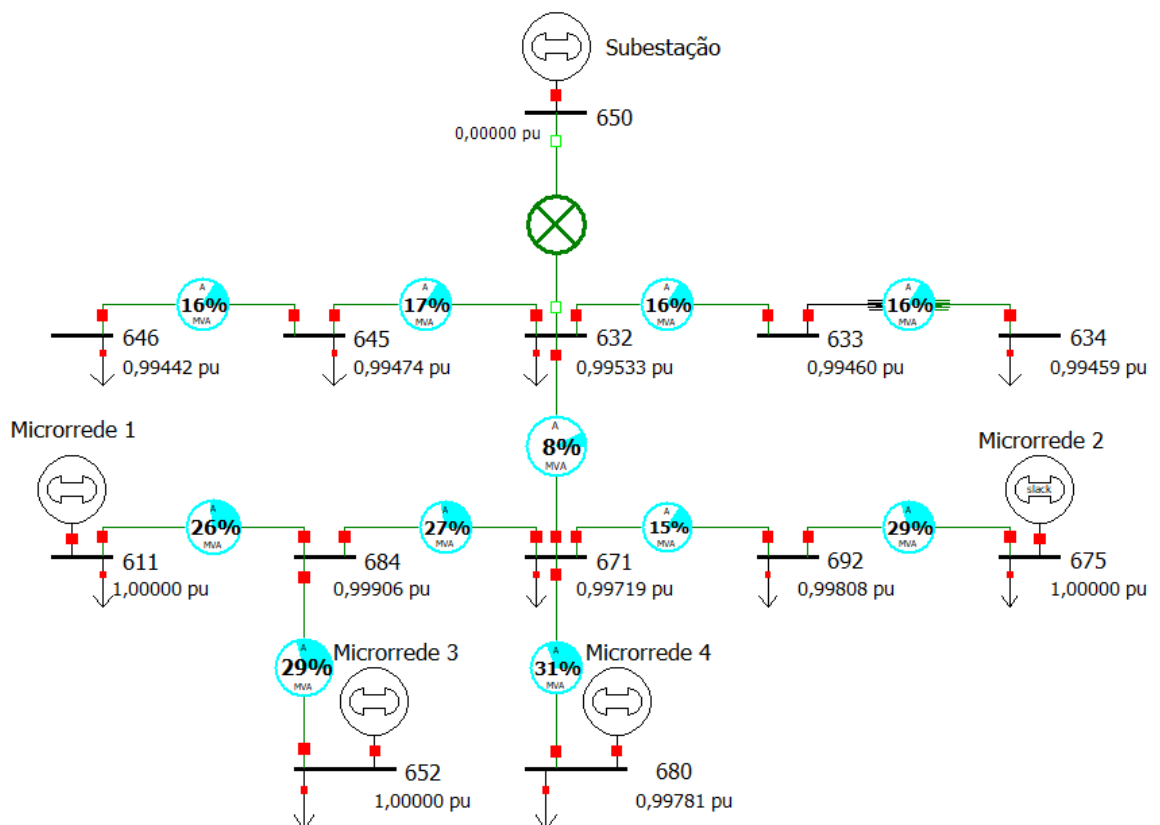


Figura 191 - Esquema do sistema com quatro MR em modo de funcionamento isolado, com cargas prioritárias – Cenário 9

A figura 191 mostra que o sistema apresenta um ponto de funcionamento equilibrado. Como é normal, as linhas de transmissão estão com um nível de carga bastante abaixo do seu limite e os nós apresentam níveis de tensão muito próximos do valor nominal (1 pu).

Name of Bus	Gen MW	Gen Mvar	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
611	0,14	0,06	-0,05	0,14	-0,03	0,07
650	0,00	0,00	-1,33	4,00	-1,50	3,00
652	0,11	0,07	-0,04	0,11	-0,04	0,07
675	0,26	0,16	-0,14	0,41	-0,08	0,16
680	0,10	0,06	-0,03	0,10	-0,03	0,06

Figura 192 - Potências geradas pelas MR: MR 1 (nó 611), MR 2 (nó 675), MR 3 (652) e MR 4 (680) – Cenário 9

A Figura 192 mostra que a subestação já não está efetivamente a fornecer energia ao sistema, sendo alimentado unicamente pelas MR. As MR fornecem toda a energia necessária para alimentar as cargas prioritárias e compensar as perdas da rede, mantendo níveis de tensão o mais próximo possível do seu valor nominal. A potência ativa e reativa geradas pelas MR é de $P = 614 \text{ kW}$ e $Q = 352 \text{ kVar}$.

From Name	To Name	Branch Device Type	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	% of Amp Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
684	611	Line	-0,1	0,0	0,1	0,4	26,5	26,52	0,00	0,00
632	633	Line	0,0	0,0	0,1	0,4	15,8	15,88	0,00	0,00
632	645	Line	0,1	0,1	0,1	0,8	16,7	16,74	0,00	0,00
650	632	Line	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,00	0,00	0,00
632	671	Line	-0,2	-0,1	0,2	2,9	7,6	7,66	0,00	0,00
633	634	Transforme	0,0	0,0	0,1	0,4	15,8	15,88	0,00	0,00
645	646	Line	0,1	0,0	0,1	0,5	16,3	16,42	0,00	0,00
684	652	Line	-0,1	-0,0	0,1	0,2	29,2	29,17	0,00	0,00
671	680	Line	-0,1	-0,0	0,1	0,2	31,3	31,36	0,00	0,00
671	684	Line	-0,2	0,0	0,2	0,6	27,4	27,39	0,00	0,00
671	692	Line	-0,1	-0,2	0,2	1,2	15,2	15,19	0,00	0,00
692	675	Line	-0,1	-0,2	0,2	0,8	29,1	29,07	0,00	0,00

Figura 193 – Trânsitos de potências e perdas nos ramos da rede - Cenário 9

Através da Figura 193 é possível analisar os trânsitos de potências no sistema. Os fluxos de potências nas linhas é reduzido (bastante abaixo da sua capacidade de transmissão). O valor das perdas totais - equações (50) e (51) é de

$$P_{\text{perdas}} = 614 - 613 = 1 \text{ kW} \text{ e em percentagem é } P_{\text{perdas}} (\%) = \frac{1}{613} \cdot 100 = 0,16\%.$$

As perdas nas linhas são muito baixas, devido à existência de cargas muito baixas que originam trânsitos de potências nas linhas também muito baixos. A descentralização da geração de energia também tem um papel fundamental.

Name	Nom kV	PU Volt ▼	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar
652	15,00	1,00000	15,000	0,23	0,04	0,03
611	15,00	1,00000	15,000	0,30	0,05	0,02
675	15,00	1,00000	15,000	0,00	0,14	0,06
684	15,00	0,99906	14,986	0,21		
692	15,00	0,99808	14,971	0,07	0,05	0,04
680	15,00	0,99781	14,967	0,10	0,03	0,02
671	15,00	0,99719	14,958	0,07	0,11	0,07
632	15,00	0,99533	14,930	-0,02	0,02	0,01
645	15,00	0,99474	14,921	-0,04	0,05	0,04
633	15,00	0,99460	14,919	-0,04		
634	0,40	0,99459	0,398	-0,04	0,05	0,03
646	15,00	0,99442	14,916	-0,05	0,07	0,04
650	15,00	0,00000	0,000	0,00		

Figura 194 - Valores da tensão (amplitude e fase) nos nós da rede - Cenário 9

Destaca-se os níveis de tensão nos nós que estão muito próximos da tensão nominal, Figura 194. A máxima variação de tensão (QdT) é de 0,56%, o que se traduz num fornecimento de energia com a qualidade necessária.

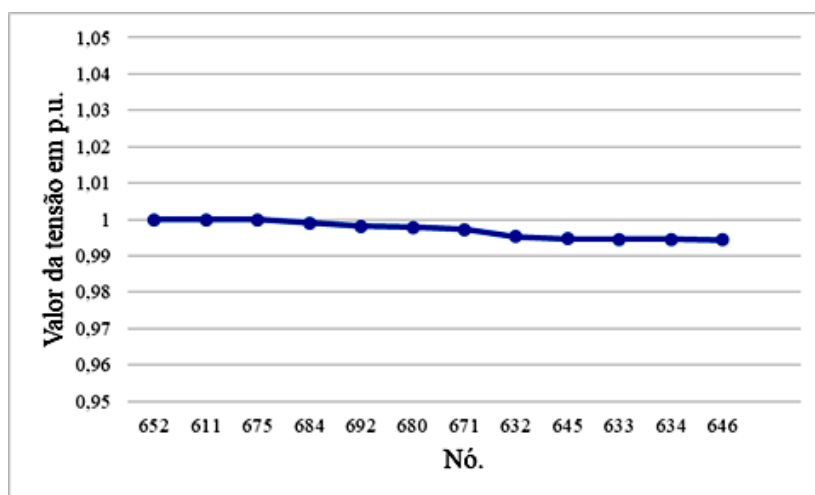


Figura 195 - Perfil de tensão - Cenário 9

O perfil de tensão, Figura 195, consiste numa linha quase horizontal, com todos os nós a apresentarem valores de tensão acima do 0,99 pu. Nota-se uma pequena queda de tensão nos nós mais afastados das MR.

7.3.2.10 Comentários extraídos da rede em modo isolado

Na simulação da rede em regime isolado (Cenário 9), o sistema fica dependente da geração das quatro MR instaladas. Como a capacidade das quatro MR não é suficiente para satisfazer a carga total existente no sistema do Cenário 2, é necessário definir um plano de fornecimento de energia ao sistema. Neste caso, consideram-se apenas para as cargas mais

críticas, definidas de acordo com a capacidade das quatro MR (deslastre de cargas não-prioritárias).

Neste caso, considera-se que três das MR fornecem a sua potência máxima disponível e que a MR 2 (com a maior potência disponível) funciona como referência e como responsável pelo fornecimento da restante energia (dentro dos seus limites). Assim, obtém-se como resultado um sistema seguro, previsivelmente com as linhas de transmissão com cargas bastante abaixo da sua capacidade e com um excelente perfil de tensão (valores próximos do nominal, 1 pu), com uma queda de tensão máxima de 0,56%. Esta estabilidade e qualidade energética é possível, não só devido ao pouco trânsito de potências, mas também pela descentralização da produção energética que faz com que haja diferentes pontos de produção de energia próximos das cargas.

Para terminar, destaca-se o facto das simulações realizadas neste capítulo se basearem nos estudos em regime estacionário. Para se poder compreender melhor o impacto das MR nas redes, é essencial realizarem-se outros estudos complementares (para ambos os modos: isolado e interligado). Assim, para se poder avaliar a operação dos sistemas em tempo real devem ser efetuados estudos em regime dinâmico, e outros para a seleção dos sistemas de proteção mais adequados (regimes transitórios).

8 Conclusão

Nos últimos anos, a desregulamentação, políticas governamentais e rígidas normas ambientais incentivaram o rápido crescimento da geração distribuída e a sua integração nos sistemas elétricos de energia. Neste âmbito, um dos conceitos que tem vindo a ser desenvolvido são as microrredes. Foi neste contexto que se desenvolveu este trabalho, que abrange alguns dos aspetos mais importantes no estudo das microrredes, fornecendo uma visão geral da sua definição assim como a caracterização das tecnologias que são instaladas, estratégias de controlo que são implementadas e abordados alguns conceitos de qualidade de energia e sistemas de proteção.

Foi feita uma síntese do estado da arte das microrredes, onde se apresenta a sua constituição e estrutura, sendo uma característica sua a possibilidade de se interligar ou se isolar do sistema elétrico principal através de um ponto de ligação em comum, permitindo um fluxo de energia bidirecional neste ponto. Sendo uma microrrede um subsistema elétrico autónomo, esta pode ter o seu próprio tipo de alimentação e de barramento em CC, CA ou híbrida. O barramento em CC permite a ligação direta da maioria da tecnologia de geração distribuída e de armazenamento de energia, enquanto que barramento em CA tem a vantagem de ser o tipo de barramento mais evoluído tecnologicamente, onde é possível ligar diretamente a geração distribuída intermitente (energia eólica e fotovoltaica). O barramento híbrido é o mais versátil, uma vez que possibilita a interligação dos dois tipos de barramentos através de um conversor bidirecional tendo como grande desvantagem o seu processo de controlo. Existem vários segmentos onde as microrredes podem ser instaladas, tais como microrredes de *campus*/industriais/militares/, etc., tendo por base a identificação da melhor de arquitetura a adotar. Outro tipo de microrredes (e respetiva arquitetura) a que se deve dar a devida atenção são as microrredes comunitárias, que se insere no conceito de cidades inteligentes (*Smart Cities*).

Foi estabelecida uma síntese relativa ao ponto de situação das fontes descentralizadas que podem ser integradas nas microrredes. Aqui o foco vai para as energias renováveis, principalmente os sistemas de geração de energia eólica e fotovoltaica que são tecnologias que se têm tornado economicamente viáveis na sua implementação e exploração devido aos incentivos existentes com o objetivo de minimizar o uso de combustíveis fósseis. No entanto, devido à sua natureza intermitente, é recomendado que sejam instalados nas microrredes outros sistemas de geração de energia com fornecimento de energia contínuo, como as

microturbinas a gás, que por sua vez, abre a possibilidade de acoplamento de um sistema de microgeração de forma a capturar o excesso de calor produzida por estas, aumentando a eficiência energética destas tecnologias em mais de 80%. O sistema de armazenamento de energia permite armazenar a energia que é produzida em excesso ou que é recebida através da rede elétrica principal, garantindo também uma fonte de fornecimento contínuo, tendo um papel fundamental na qualidade de energia. Inicialmente eram bastante utilizadas as baterias eletroquímicas de chumbo (em alguns casos as de gel e as de AGM), uma vez que são indicadas para longos ciclos de carga e descarga, fatores que ocorrem com frequência em microrredes, sendo, no entanto, bastante utilizadas hoje em dia as de íões de lítio.

O uso de dispositivos de eletrônica de potência é essencial para fazer a interface dos sistemas de geração distribuída e do armazenamento de energia com a rede elétrica da microrrede. Num sistema fotovoltaico é usado um conversor CC-CC que é ligado a um conversor inversor de topologia CHB para injetar a energia produzida com a frequência e a tensão da rede elétrica em CA. Num sistema eólico são usadas duas configurações: DFIG e FPC. Na configuração DFIG é usado o conversor de topologia NPC para ser ligado ao circuito do rotor enquanto que o estator é ligado diretamente à rede. Na configuração FPC é usado um conversor CA-CC-CA para converter a frequência e tensão CA variável do aerogerador para a tensão CA da rede elétrica. Para o armazenamento de energia é usado um conversor bidirecional de dois níveis com isolamento galvânico. Na transmissão de energia é implementado o sistema FACTS que é um conjunto de conversores de potência que têm como objetivos o controle de tensão, do fluxo de energia e da potência ativa e reativa assim como a compensação de fator de potência na rede elétrica. O sistema HVDC, que apesar de ser implementado apenas em transporte de energia a longas distâncias, com o desenvolvimento da eletrônica de potência pode fazer com que este modo de transporte se torne mais viável economicamente do que o HVAC, uma vez que este usa um menor número de cabos.

Para garantir um bom desempenho de funcionamento da microrrede são aplicados diferentes modos de controle, mestre-escravo ou multi-mestre, onde são implementadas diferentes estratégias de controle para os conversores de eletrônica de potência com base nas curvas P/Q , V/F e *droop*, dependendo do modo de funcionamento atual da microrrede (normal ou isolado). Os dispositivos de eletrônica de potência têm a capacidade de serem monitorizados através de sistemas de monitorização (SCADA, AMI, WAMPAC) e de forma

a assegurar a transmissão de informação entre os diversos equipamentos é necessário implementar tecnologias de comunicação, de acordo com as especificações do sistema. Com a implementação das comunicações, é possível definir uma estrutura de controlo hierárquico centralizado (mais simples com dispositivos de controlo mais baratos e com um controlador central responsável pelo processamento de dados e pela tomada de decisões) ou uma estrutura de controlo descentralizado (que requer dispositivos de controlo mais complexos e avançados, aumentando o custo).

Foram identificadas as principais perturbações na qualidade de energia nas microrredes, que podem ter origem de diferentes naturezas, podendo ser solucionadas com a instalação do sistema FACTS. Um sistema de proteção eficaz é importante de modo a assegurar um funcionamento seguro da microrrede, assim como de cargas críticas, fontes de produção, sistemas de armazenamento e das pessoas. Na bibliografia estudada, de entre os sistemas disponíveis, o sistema TN-S é o recomendado para a rede de terras das microrredes.

Foi realizada uma retrospectiva das microrredes já instaladas e as várias organizações responsáveis pelo seu estudo e desenvolvimento, focado apenas no Japão, EUA e União Europeia, onde existe uma maior iniciativa de promover projetos de microrredes. Neste sentido, decidi também partilhar a minha experiência profissional no parque eólico *offshore* de Block Island, onde tive todo o gosto de trabalhar, aprendi bastante e passei por experiências que nunca imaginei que alguma vez iria presenciar e viver.

Com o estudo prático, analisou-se o impacto das microrredes no funcionamento de um sistema elétrico de energia em regime estacionário. Verificou-se um impacto positivo com a instalação das microrredes na rede elétrica de distribuição, nomeadamente no aumento do nível da tensão dos nós para valores mais próximos do valor nominal, assim como na capacidade de transmissão das linhas, o que se refletiu na diminuição das perdas elétricas em todo o sistema elétrico de energia. Outro resultado obtido é a capacidade das microrredes, em modo isolado, permitirem a alimentação, apesar de ser normalmente parcial, das cargas existentes na rede elétrica.

Conclui-se, desta forma, que as microrredes têm uma influência positiva na rede elétrica, apesar de haver aspetos que não foram estudados neste trabalho como o regime dinâmico e o regime transitório. O aspeto económico e regulatório são outros aspetos que precisarão um desenvolvimento importante.

Referências

- [1] C. Sulzberger, “Thomas Edison’s 1882 Pearl Street Generating Station.” Acedido em: 19/07/2019, Disponível online em: https://ethw.org/w/images/a/ae/Edison_and_Pearl_Street%2C_Text%2C_031410.pdf
- [2] B. Lasseter, Panelist, “Microgrids”, *Role of Distributed Generation in Reinforcing the Critical Electric Power Infrastructure at the IEEE Winter Meeting*, 2001.
- [3] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto, “The CERTS MicroGrid Concept”, *CERTS – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, April 2002. Acedido em: 19/07/2019, Disponível online em: https://pserc.wisc.edu/documents/research_documents/certs_documents/certs_publications/certs_microgrid/certsmicrogridwhitepaper.pdf
- [4] <https://www.bizjournals.com/boston/blog/mass-high-tech/2003/08/vermonts-northern-power-systems-to-build.html> (Acedido em: 19/07/2019).
- [5] <http://microgridprojects.com/microgrid/kithnos/> (Acedido em: 19/07/2019)
- [6] S. Morozumi, “Overview of Microgrid R&D in Japan.”, Acedido em: 20/07/2019, Disponível online em: https://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/nagoya_morozumi.pdf
- [7] A. Denda, “Shimizu’s Microgrid Research Activities.” Acedido em: 20/07/2019, Disponível online em: http://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/montreal_denda.pdf
- [8] <http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos&id=1> (Acedido em: 20/07/2019)
- [9] <https://building-microgrid.lbl.gov/mannheim-wallstadt> (Acedido em: 20/07/2019)

- [10] O. Hafez, "Some Aspects of Microgrid Planning and Optimal Distribution Operation in the Presence of Electric Vehicles", *A thesis presented to the University of Waterloo in fulfillment of the thesis requirement for the degree of Master of Applied Science in Electrical and Computer Engineering*, pp.2, 2011.
- [11] T. L. Vandoorn, L. Vandevelde, "Contribution of Microgrids to the Development of the Smart Grid" (Chapter 9), in book: "Smart Grids: Clouds, Communications, Open Source, and Automation", *CRC Press Taylor & Francis Group*, pp.191-209, 2014, (<https://doi.org/10.1201/b16908>).
- [12] L. F. N. Delboni, D. Marujo, P. P. Balestrassi, D. Q. Oliveira, "Electrical Power Systems: Evolution from Traditional Configuration to Distributed Generation and Microgrids" (Chapter 1), in book "Microgrids Design and Implementation", *Springer*, pp.1-25, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_1).
- [13] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley, "Distributed generation and Microgrid concept" (Chapter 1), in book: "Microgrids and Active Distribution Networks", *IET – The Institution of Engineering and Technology*, pp. 1-13, 2009, (https://doi.org/10.1049/PBRN006E_ch1).
- [14] C. Schwaegerl, L. Tao, "The Microgrids Concept" (Chapter 1), in book: "Microgrids: Architectures and Control", *IEEE Press*, pp. 1-24, 2014, (<https://doi.org/10.1002/9781118720677.ch01>).
- [15] L. Fusheng, R. Ruisheng, Z. Fengquan, "Composition and classification of the microgrid" (Chapter 2), in book: "Microgrid Technology and Engineering Application", *China Electric Power Press. Published by Elsevier*, pp. 11-27, 2016, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803598-6.00002-4>).
- [16] F. Perez, G. Damm, "DC MicroGrids" (Chapter 16), in book: "Microgrids Design and Implementation", *Springer*, pp. 447-475, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_16).

- [17] C.L. Moreira and J.A. Peças Lopes, “MicroGrids Operation and Control under Emergency Conditions” (Chapter 12), in book: “Smart Power Grids 2011”, *Springer*, pp. 351-399, 2011, (https://doi.org/10.1007/978-3-642-21578-0_12).
- [18] M. Glinkowski, A. Guglielmo, A. Oudalov, G. Rackliffe, B. Rose, E. Scholtz, L. Verma, F. Yang, “Microgrids” (Chapter 10), in book: “Smart Grids: Clouds, Communications, Open Source, and Automation”, *CRC Press Taylor & Francis Group*, pp.214-247, 2014, (<https://doi.org/10.1201/b16908>).
- [19] Mekhilef Saad Bin Arif, M. Asif Hasan, “Microgrid architecture, control, and operation” (Chapter 2), in book: “Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids: Integration, Developments and Control”, *Woodhead Publishing Series In Energy*, pp.23-37, 2018, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00002-9>).
- [20] F. Guo, C. Wen, Yong-Duan Song, “Introduction” (Chapter 1), in book: “Distributed Control and Optimization Technologies in Smart Grid Systems”, *CRC Press Taylor & Francis Group*, pp.3-18, 2018, (<https://doi.org/10.1201/9781315109732>)
- [21] D.J. Hammerstrom, “AC versus DC Distribution Systems – Did we get it right?”, *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2007.
- [22] X. Liu, P.Wang, P. C. Loh , “A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control?”, *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2011.
- [23] White Paper, “Microgrids”, *Siemens AG*, 2011. Disponível online em: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=6b333d04-0eb1-5a74-946b-60076404465d>
- [24] E. Hayden, “Introduction to Microgrids”, *Securion, LLC*, 2013, Disponível online em: <https://vdocuments.mx/introduction-to-microgrids-securicon-20131.html>
- [25] P.Asmus, A. Cornelius, C. Wheelock, “Microgrids Islanded Power Grids and Distributed Generation for Community, Commercial, and Institutional Applications”, *Pike Research*, 2009

- [26] G. Venkataramanan, C.Marnay “A Larger Role for Microgrids: Are Microgrids a Viable Paradigm for Electricity Supply Expansion?”, *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers & Energy Magazine*, junho 2008.
- [27] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley,” Distributed energy resources” (Chapter 2), in book: “Microgrids and Active Distribution Networks”, *IET – The Institution of Engineering and Technology*, pp. 15-34, 2009, (<https://doi.org/10.1049/PBRN006E>).
- [28] M. G. Molina, P. E. Mercado, “Renewable Energy Technologies for Microgrids” (Chapter 2), in book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 27-67, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_2).
- [29] S. Borlase, S. Behboodi, T. H. Bradley, M. Brandao, D. Chassin, J. Enslin, C. McCarthy, “Smart Energy Resources: Supply and Demand” (Chapter 3). In book: “Smart Grids: Advanced Technologies and Solutions, Second Edition”, *CRC Press Taylor & Francis Group*, pp. 67-147, 2017, (<https://doi.org/10.1201/9781351228480>).
- [30] <https://globalsolaratlas.info/> (Acedido em 04/08/2019)
- [31] Rui M.G. Castro “Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Fotovoltaica”, *Instituto Superior Técnico de Lisboa*, novembro 2002.
- [32] “Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projeto e instalação”, disponível online em: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>
- [33] B.M. Rajbongshi, A. Verma, “Emerging Nanotechnology for Third Generation Photovoltaic Cells” (Chapter 5), in book: “Nanotechnology: Applications in Energy, Drug and Food” *Institute of Technology Delhi, India*, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-99602-8_5).
- [34] L. Fusheng, R. Ruisheng, Z. Fengquan, “Microgrid and distributed generation” (Chapter 3), in book: “Microgrid Technology and Engineering Application”, *China Electric Power Press. Published by Elsevier*, pp. 29-46, 2016, (<https://doi.org/10.1016/C2013-0-18521-2>).

- [35] <https://globalwindatlas.info/> (Acedido em 04/08/2019)
- [36] Rui M.G. Castro “Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Eólica”, *Instituto Superior Técnico de Lisboa*, maio 2005. Acedido em: 04/08/2019. Disponível online em: http://esa.ipb.pt/~jpmc/ArquivoEA/Eolica_ed2p1.pdf
- [37] <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> (Acedido em 04/08/2019)
- [38] <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/onshore-wind/turbines/cypress-platform> (Acedido em 04/08/2019)
- [39] Rui M.G. Castro “Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Mini-hídrica”, *Instituto Superior Técnico de Lisboa*, dezembro 2002.
- [40] [https://energypedia.info/wiki/How to Plan a Mini Hydro Power Project#Scheme Components](https://energypedia.info/wiki/How_to_Plan_a_Mini_Hydro_Power_Project#Scheme_Components) Acedido em 05/08/2019
- [41] https://d1io3yog0oux5.cloudfront.net/a4d0a4e2be51829d599e5406a366fa64/capstone_turbine/db/185/6330/pdf/CS_CAP437_CONAD_lowres.pdf (Acedido em 06/08/2019)
- [42] T.Sato, D.M. Kammen, B. Duan, M. Macuha, Z. Zhou, J. Wu, M. Tariq, S.A. Asfaw, “Smart Storage and Electric Vehicles” (Chapter 4), in book: “Smart Grid Standards: Specifications, Requirements and Technologies”, *Wiley*, pp.145-182, 2015, (<https://doi.org/10.1002/9781118653722.ch4>).
- [43] P. Komarnicki, P. Lombardi, Z. Styczynski, “Storage Technologies and Systems” (Chapter 5), in book: “Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids”, *Springer*, pp. 129-155, 2017, (<https://doi.org/10.1109/MIE.2018.2856574>).
- [44] M. T. Arif, Amanullah M. T. Oo, A. B. M. Shawkat Ali, “Energy Storage: Applications and Advantages” (Chapter 4), in book: “Smart Grids: Opportunities, Developments and Trends”, *Springer*, pp. 77-108, 2013 (https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5210-1_4).

- [45] P. L. Antonucci, V. Antonucci, “Electrochemical Energy Storage” (Chapter 1), in book: “Energy Storage in The Emerging Era of Smart Grids”, *Intech open*, pp. 1-20, 2011, (<https://doi.org/10.5772/737>).
- [46] F. Canziani, Ó. Melgarejo, “Design and Implementation of Rural Microgrids” (Chapter 17). In book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 477-508, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_1).
- [47] David Wenzhong Gao, “Basic Concepts and Control Architecture of Microgrids” (Chapter 1), in book: “Energy Storage for Sustainable Microgrid”, *Academic Press is an imprint of Elsevier*, pp. 1-34, 2019, (<https://doi.org/10.1016/C2014-0-04144-5>).
- [48] J. Ekanayake, K. Liyanage, J.Wu, A. Yokoyama, N. Jenkins, “Energy Storage” (Chapter 12). In book: “Smart Grid: Technology and Applications”, *Willey*, pp. 259-277, 2012, (<https://doi.org/10.1002/9781119968696>).
- [49] <https://opentextbc.ca/chemistry/chapter/17-5-batteries-and-fuel-cells/> (Acedido a 08/08/2019)
- [50] https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-sealed-nickel-cadmium-battery-36_fig3_258022527 (Acedido a 09/08/2019)
- [51] <https://www.tsijournals.com/articles/understanding-the-material-science-of-battery-we-use-everyday.html> (Acedido a 09/08/2019)
- [52] <https://www.slideshare.net/anandhus/introduction-to-supercapacitors> Acedido a 09/08/2019 (Acedido a 09/08/2019)
- [53] M. Shahbazi, A. Khorsandi, “Power Electronic Converters in Microgrid Applications” (Chapter 10), in book: “Microgrid: Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration”, *Elsevier Ltd*, pp. 281-309, 2017, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101753-1.00010-3>).
- [54] Raul Monteiro, “Sebenta da unidade curricular de eletrónica de potência”, *Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do Instituto Politécnico de Tomar*, 2012/2013.

- [55] R. Wies, B. Satavalekar, A. Agrawal, J. Mahdavi, A. Agah, A. Emadi, D. J. Shortt, “DC-DC Converters” (Chapter 2), in book: “The Power Electronics Handbook”, *CRC Press*, pp. 102 -131, 2002, (<https://doi.org/10.1201/9781420037067>).
- [56] M. Giesselmann, A. Karpati, I. Nagy, D. Czarkowski, M. E. Ropp, “Inverters” (Chapter 5), in book: “The Power Electronics Handbook”, *CRC Press*, pp. 177 -265, 2002, (<https://doi.org/10.1201/9781420037067>).
- [57] S. Guccione, M. M. Swamy, A. Stankovic, “Rectifiers” (Chapter 4), in book: “The Power Electronics Handbook”, *CRC Press*, pp. 136-176, 2002, (<https://doi.org/10.1201/9781420037067>).
- [58] Sándor Halász, “AC-AC Conversion” (Chapter 3), in book: “The Power Electronics Handbook”, *CRC Press*, pp. 132-135, 2002, (<https://doi.org/10.1201/9781420037067>).
- [59] https://www.oreilly.com/library/view/predictive-control-of/9781119942641/c06_level1_5.xhtml (Acedido a 11/08/2019)
- [60] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A Yokoyama, N. Jenkins, “Power Electronic Converters” (Chapter 9), in book: “Smart Grid: Technology and Applications”, *Willey*, pp. 189-203, 2012, (<https://doi.org/10.1002/9781119968696>).
- [61] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A Yokoyama, N. Jenkins, “Power Electronics for Bulk Power Flows” (Chapter 11), in book: “Smart Grid: Technology and Applications”, *Willey*, pp. 233-258, 2012, (<https://doi.org/10.1002/9781119968696>).
- [62] J. G. Subarnan, “Multilevel inverters: an enabling technology” (Chapter 4), in book: “Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids: Integration, Developments and Control”, *Woodhead Publishing Series In Energy*, pp.61-80, 2018, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00004-2>).
- [63] S. M. Sharkh, M. A. Abusara, G. I. Orfanoudakis, B. Hussain, “Converter Topologies” (Chapter 2), in book: “Power Electronic Converters for Microgrids”, *Willey*, pp. 13-28, 2014, (<https://doi.org/10.1002/9780470824054>)

- [64] Keith Corzine, “Multilevel Converters” (Chapter 6), in book: “The Power Electronics Handbook”, *CRC Press*, pp. 266-288, 2002, (<https://doi.org/10.1201/9781420037067>).
- [65] S. Saravanan, N. Prabakaran, N. Ramesh Babu, “DC–DC Converters for Renewable Energy Applications” (Chapter 5), in book: “Smart Grid Systems: Modeling and Control”, *CRC Press*, pp. 107-152, 2019, (<https://doi.org/10.1201/9781315111124>).
- [66] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A Yokoyama, N. Jenkins, “Power Electronics in the Smart Grid” (Chapter 10), in book: “Smart Grid: Technology and Applications”, *Wiley*, pp. 206-232, 2012, (<https://doi.org/10.1002/9781119968696>).
- [67] David Wenzhong Gao, “Interfacing Between an ESS and a Microgrid” (Chapter 3), in book: “Energy Storage for Sustainable Microgrid”, *Elsevier*, pp. 79-121, 2015, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803374-6.00003-2>).
- [68] S.Borlase, J. Fun, X. Feng, J. Giri, D. Wilson, G. R. Gray, Z. Huang, W. Sattinger, B. Yang, B. Zeng, “Real-Time Grid Management” (Chapter 5), in book: “Smart Grids: Advanced Technologies and Solutions, Second Edition”, *CRC Press Taylor & Francis Group*, pp. 179-251, 2017, (<https://doi.org/10.1201/9781351228480>).
- [69] Wencong Su, “Control and Energy Management System in Microgrids” (Chapter 3), in book: “Clean Energy Microgrids”, *IET - The Institution of Engineering and Technology*, pp. 109-133, 2017, (https://doi.org/10.1049/PBPO090E_ch3).
- [70] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley, “SCADA and Active Distribution Networks” (Chapter 7). “Microgrids and Active Distribution Networks”, *IET – The Institution of Engineering and Technology*, pp. 109-123, 2009, (https://doi.org/10.1049/PBRN006E_ch7).
- [71] P. Coelho, M. Gomes, C. Moreira, “Smart Metering Technology” (Chapter 4), in book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 97-137, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_4).
- [72] Vikram K., S. K. Sahoo, “Energy Management System in Smart Grids” (Chapter 9), in book: “Smart Grid Systems: Modeling and Control”, *CRC Press*, pp. 223-254, 2019, (<https://doi.org/10.1201/9781315111124>).

- [73] Jorge L. S. Avendaño, Luz S. M. Martín, “Communication in Microgrids” (Chapter 3), in book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 69-96, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_3).
- [74] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley, “Impact of DG integration on power quality and reliability” (Chapter 8), in book: “Microgrids and Active Distribution Networks”, *IET – The Institution of Engineering and Technology*, pp. 125-144, 2009, (https://doi.org/10.1049/PBRN006E_ch8)
- [75] G. M. Shafiullah, Amanullah M. T. Oo, A. B. M. Shawkat Ali, P. Wolfs, Mohammad T. Arif, “Renewable Energy Integration: Opportunities and Challenges” (Chapter 3), in book: “Smart Grids: Opportunities, Developments and Trends”, *Springer*, pp. 45-76, 2013, (https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5210-1_3)
- [76] Amalorpavaraj R. A. Jerin, N. Prabakaran, N. M. Kumar, K. Palanisamy, S. Umashankar, P. Siano, “Smart Grid and Power Quality Issues” (Chapter 10), in book: “Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids: Integration, Developments and Control”, *Woodhead Publishing Series In Energy*, pp. 195-202, 2018, (<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00010-8>).
- [77] J. Solano, J. M. Rey, J. D. Bastidas-Rodríguez, A. I. Hernández, “Stability Issues in Microgrids” (Chapter 11), in book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 287-310, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_11).
- [78] T. Castelo, M. F. Zambroni de Souza, C. Duque, P. F. Ribeiro, “Power Quality and Hosting Capacity in Islanding Microgrids” (Chapter 10). In book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 269-286, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_10).
- [79] Vitor M. M. Preto, “Redes de Distribuição Ativas”, *Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia. FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, janeiro 2012.

- [80] A. Oudalov, T. Degner, F. van Overbeeke, J. M. Yarza, “Microgrid Protection” (Chapter 4), in book: “Microgrids: Architectures and Control”, *IEEE Press*, pp.117-164, 2014, (<https://doi.org/10.1002/9781118720677.ch04>).
- [81] M. Gomes, P. Coelho, C. Moreira, “Microgrid Protection Schemes” (Chapter 12), in book: “Microgrids Design and Implementation”, *Springer*, pp. 311-336, 2019, (https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_12).
- [82] Lingling Fan, “Frequency and Voltage Control in Microgrids” (Chapter 6), in book: “Control and Dynamics in Power Systems and Microgrids”, *CRC Press*, pp. 147-169, 2017, (<https://doi.org/10.1201/9781315269542>).
- [83] T. Degner, N. Soultani, A. Engler, A. Gil de Muro, “Intelligent Local Controllers” (Chapter 3), in book: “Microgrids: Architectures and Control”, *IEEE Press*, pp. 81-116, 2014, (<https://doi.org/10.1002/9781118720677.ch03>)
- [84] J. Morel, “Microgrids in Japan” (Chapter 7), in book: “Clean Energy Microgrids”, *IET - The Institution of Engineering and Technology*, pp. 233-254, 2017, (https://doi.org/10.1049/PBPO090E_ch7)
- [85] G. Kariniotakis, A. Dimeas, F. Van Overbeeke, “Pilot Sites: Success Stories and Learnt Lessons” (Chapter 6), in book: “Microgrids: Architectures and Control”, *IEEE Press*, pp.206-274, 2014, (<https://doi.org/10.1002/9781118720677.ch06>).
- [86] K. Hirose, T. Shimakage, J. T. Reilly, H. Irie “The Sendai Microgrid Operational Experience in the Aftermath of the Tohoku Earthquake: A Case Study”, *NEDO - New Energy and Industrial Technology Development Organization*, 2013. Acedido em: 02/09/2019, disponível online em: <https://www.nedo.go.jp/content/100516763.pdf>
- [87] S. Rivera, M. Leon, “Microgrids in the United States” (Chapter 9), in book: “Clean Energy Microgrids”, *IET - The Institution of Engineering and Technology*, pp. 283-308, 2017, (https://doi.org/10.1049/PBPO090E_ch9).
- [88] <https://building-microgrid.lbl.gov/examples-microgrids> (Acedido em 03/09/2019)

- [89] <http://microgridprojects.com/microgrid/fort-carson-microgrid/fort-carson-microgrid/>
(Acedido em 03/09/2019)
- [90] S. Rivera, T. Valencia, “Microgrids in Europe” (Chapter 8) “Clean Energy Microgrids”, *IET - The Institution of Engineering and Technology*, pp. 259-279, 2017, (https://doi.org/10.1049/PBPO090E_ch8).
- [91] <https://smartcities-infosystem.eu/> (Acedido em 25/10/2019)
- [92] <https://cordis.europa.eu/project/rcn/103637/factsheet/en> (Acedido em 25/10/2019)
- [93] https://en.wikipedia.org/wiki/Block_Island (Acedido em 27/10/2019)
- [94] https://en.wikipedia.org/wiki/Block_Island_Wind_Farm (Acedido em 27/10/2019)
- [95] <http://dwwind.com> (Acedido em 27/10/2019)
- [96] <https://us.orsted.com/Wind-projects> (Acedido em 27/10/2019)
- [97] https://en.wikipedia.org/wiki/Deepwater_Wind (Acedido em 27/10/2019)
- [98] https://en.wikipedia.org/wiki/GE_Renewable_Energy (Acedido em 27/10/2019)
- [99] <https://www.endiprev.com/case-study/block-island-offshore-wind-farm-2/> (Acedido em 27/10/2019)
- [100] <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/offshore-turbine-haliade> (Acedido em 27/10/2019)
- [101] <https://sea2shoreri.com/> (Acedido em 27/10/2019)
- [102] <http://www.islandinstitute.org/sites/default/files/Tracy%20Fredericks.pdf> (Acedido em 27/10/2019)
- [103] <https://www.powermag.com/nations-first-offshore-wind-farm-releases-community-from-decades-of-diesel/?pagenum=1> (Acedido em 27/10/2019)
- [104] <https://www.power-technology.com/projects/block-island-wind-farm/> (Acedido em 27/10/2019)

- [105] <https://www.tetrattech.com/en/projects/deepwater-wind-block-island-wind-farm-and-sea2shore-cable-the-renewable-link> (Acedido em 27/10/2019)
- [106] <https://www.renewableenergyworld.com/2018/08/06/block-island-offshore-wind-farm-set-the-stage-for-further-clean-energy-development/#gref> (Acedido em 27/10/2019)
- [107] <https://www.globalwindsafety.org/> (Acedido em 27/10/2019)
- [108] <https://www.onrope.pt/> (Acedido em 27/10/2019)
- [109] <http://www.seganosa.com/> (Acedido em 27/10/2019)
- [110] <https://www.windpoweroffshore.com/article/1423682/block-island-turbine-repaired> (Acedido em 27/10/2019)
- [111] Mário Gomes, “Sebenta e apontamentos da unidade curricular de Distribuição e Micro-Geração de Energia”, *Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do Instituto Politécnico de Tomar*, 2013.
- [112] Manuel A. Matos, “Introdução ao trânsito de potências”, *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 1999. Acedido em: 13/09/2019. Disponível online em: <https://paginas.fe.up.pt/~mam/tp.pdf>
- [113] Manuel A. Matos, “Sistema por unidade”, *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2003. Acedido em: 13/09/2019. Disponível online em: <https://paginas.fe.up.pt/~mam/sistemapu.pdf>
- [114] A.M.Stanisavljević, V.A.Katić, B.P.Dumnić, B.P.Popadić, “A Brief Overview of the Distribution Test Grids with a Distributed Generation Inclusion Case Study”, *Serbian Journal Of Electrical Engineering*, Fevereiro 2018. Acedido em: 17/09/2019. Disponível online em: http://www.journal.ftn.kg.ac.rs/Vol_15-1/09-Stanisavljevic-Katic-Dumnic-Popadic.pdf
- [115] <https://www.powerworld.com/>

- [116] W.H. Kersting “Radial distribution test feeders”, *IEEE Transactions on Power Systems*, fevereiro 2001. Acedido em: 18/09/2019. Disponível online em: https://www.researchgate.net/publication/3894567_Radial_distribution_test_feeders
- [117] U.R. Babu, V.V.Kumar Reddy, S. T. Kalyani, “Improving voltage for 13 bus radial distribution system using SVC-FUZZYs”, *International Journal of Applied Engineering Research*, 2017. Acedido em: 18/09/2019. Disponível online em: https://www.ripublication.com/ijaerspl2017/ijaerv12n1spl_40.pdf